




Regione Sicilia
Provincia di Enna
COMUNE DI ENNA



- PROGETTO DEFINITIVO -

Progetto per la realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico e relative opere connesse, di potenza nominale pari a 65,997 MWp (52,460 MW in immissione) in località C. da Pasquasia

DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO

PROGETTISTA: 4S RE FUTURE S.R.L. C/da Santa Croce SNC – 90030 – Cefalà Diana (PA) P.I. 06874280826 4srefuture@pec.it Ing. Salvatore Stropoli  GRUPPO DI LAVORO: Arch. Maria Rita Barna Ing. Lucia G. Bellusci Arch. Micaela Galante Ing. Pietro Intravaia Ing. Claudia Maniscalchi Ing. Manuela Russo Tiesi	CLIENTE QUANTUM PV 07 S.R.L.	QUANTUM PV 07S.R.L. Via Nomentana n.323 -00162 – Roma (RM) R.E.A. n. RM-1664286 P.I.16587341005 Pec quantumpv07@legalmail.it		
	TITOLO ELABORATO: RELAZIONE ELETTRICA E RELAZIONE TECNICA OPERE DI CONNESSIONE			
CODICE ELABORATO: RS06REL0007A0		SCALA		
DATA: ottobre 2022	TIPOLOGIA: AGV	NOME PROGETTO: SPEM	N° ELABORATO: EL_52	REVISIONE: 00

Sommario

PREMESSA	28
1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	28
1.1. Leggi e decreti	28
1.2. Deliberazioni AEEG	30
1.3. Norme	30
1.3.1. Criteri di progetto e documentazione.....	30
1.3.2. Sicurezza elettrica	30
1.3.3. Fotovoltaico.....	31
1.3.4. Quadri elettrici.....	32
1.3.5. Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti.....	32
1.3.6. Cavi, cavidotti ed accessori	32
1.3.7. Conversione della potenza	33
1.3.8. Scariche atmosferiche e sovratensioni.....	34
1.3.9. Dispositivi di potenza	34
1.3.10. Compatibilità elettromagnetica	34
1.3.11. Energia solare.....	35
1.3.12. Altri documenti	35
1.4. Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici	35
2. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO	36
3. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	37
3.1. Coordinamento tra le tensioni dell'inverter e del generatore	37
4. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE CONTINUA	42
4.1. Dimensionamento cavi di stringa e di sottocampo	42
4.2. Dimensionamento cavi collettori in c.c.	43
4.3. Caduta di tensione cavi lato cc	44
5. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA	46
5.1. Dimensionamento cavi uscita Cabina Inverter/Trasformatore	46
5.2. Dimensionamento cavi lato MT in uscita dal trasformatore	47
5.3. Scelta dei dispositivi di generatore (DDG)	48
5.4. Messa a terra del trasformatore	48
5.5. Scelta del dispositivo generale (DG) lato MT associato alla protezione generale (PG)	49
5.6. Scelta dispositivo di Interfaccia in MT (DI & SPI)	49
6. POSA DEI CAVI	51
7. QUADRO MT	52

8.	PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE.....	53
9.	MISURA DELL'ENERGIA	54
9.1.	Competenze relative ai misuratori	54
10.	COLLAUDO, VERIFICHE E MANUTENZIONE.....	55
10.1.	Misure e prove.....	56
10.2.	Misure di tensione e di corrente.....	56
10.3.	Misure di potenza (prestazioni)	57
10.4.	Prova dell'inverter	57
10.4.1.	Prova di avviamento	57
10.4.2.	Prova di mancanza rete.....	58
11.	CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO.....	58
12.	COESISTENZA FRA CAVI ELETTRICI ED ALTRE CONDUTTURE INTERRATE	59
12.1.	PARALLELISMI E INCROCI FRA CAVI ELETTRICI.....	59
12.2.	PARALLELISMI E INCROCI FRA CAVI ELETTRICI E CAVI DI TELECOMUNICAZIONI.....	59
12.2.1.	Parallelismi.....	59
12.2.2.	Incroci	59
12.3.	PARALLELISMI ED INCROCI FRA CAVI ELETTRICI E TUBAZIONI O STRUTTURE METALLICHE INTERRATE.....	60
12.4.	COESISTENZA FRA CAVI DI ENERGIA E GASDOTTI.....	60
13.	PROGETTAZIONE ELETTRICA INTERRATA.....	61
13.1.	Portata dei cavi	61
13.2.	Tenuta termica al cortocircuito.....	61
13.3.	Caduta di tensione.....	62
13.4.	Collegamenti a terra.....	63
13.5.	Protezione contro i rischi di incendio	63
13.6.	Progettazione delle canalizzazioni.....	64
13.7.	Criteri per l'individuazione del tracciato	64
13.8.	Canalizzazioni unificate.....	65
13.9.	Posa entro tubo di materiale plastico	65
13.10.	Particolari costruttivi e specifiche tecniche	65
14.	CARATTERISTICHE TECNICHE ED ELEMENTI COSTRUTTIVI COMUNI	67
14.1.	Caratteristiche costruttive.....	67
14.2.	Carichi di progetto.....	69
14.3.	Impianto elettrico	70

14.4.	Impianto di messa a terra	71
14.5.	Pareti	72
14.6.	Pavimento	72
14.7.	Copertura	74
14.8.	Sistema di ventilazione	74
14.9.	Basamento	75
14.10.	Finiture	75

PREMESSA

Il presente documento tecnico costituisce la Relazione di calcolo elettrico relativo al progetto di realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico per la produzione di energia elettrica di potenza pari a 65,997 MWp da realizzare nel Comune di Enna (EN) in località C.da Pasquasia.

1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 e s.m.i..

Le caratteristiche dell'impianto stesso, nonché dei suoi componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

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

1.1. Leggi e decreti

- D.P.R. 27 aprile 1955, n. 547 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro".
- Legge 1° marzo 1968, n. 186 "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici".
- Legge 5 novembre 1971, N. 1086 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica".
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche".
- Legge 18 ottobre 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".
- Legge 5 marzo 1990, n.46 "Norme tecniche per la sicurezza degli impianti". Abrogata dall'entrata in vigore del D.M n.37del 22 /01/2008, ad eccezione degli art. 8, 14 e 16.
- D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392 "Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza".
- D.L. 19 settembre 1994, n. 626 e ss.mm.ii "Attuazione delle direttive 89/391/CEE, 89/654/CEE, 89/655/CEE, 89/656/CEE, 90/269/CEE, 90/270/CEE, 90/394/CEE e 90/679/CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro".
- D.M. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche relative ai criteri generali per la sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi".
- Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156 "Istruzioni per l'applicazione del D.L. 16 gennaio 1996".

- D.L. del Governo n° 242 del 19/03/1996 “Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 19 settembre 1994, n. 626, recante attuazione di direttive comunitarie riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro”.
- D.L. 12 novembre 1996, n. 615 “Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata e integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993”.
- D.L. 25 novembre 1996, n. 626 “Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione”.
- D.L. 16 marzo 1999, n. 79 “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”.
- D.M. 11 novembre 1999 “Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79”.
- Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274 “Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica”.
- D.L. 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”.
- Legge 23 agosto 2004, n. 239 “Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia d'energia”.
- Ordinanza PCM 3431 (03/05/2005) Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».
- D.M. 14/09/05 “Testo unico norme tecniche per le costruzioni”.
- Normativa ASL per la sicurezza e la prevenzione infortuni.
- D.M. 28 luglio 2005 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.
- D.M. 6 febbraio 2006 “Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”.
- Decreto interministeriale 19 febbraio 2007 “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n.387”.
- Legge 26 febbraio 2007, n. 17 “Norme per la sicurezza degli impianti”.
- D.lgs. 22 gennaio 2008, n. 37 “Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici”.
- D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 “Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”.

1.2. Deliberazioni AEEG

- Delibera n. 188/05 - Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005.
- Delibera 281/05 - Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensioni nominale superiore a 1KV i cui gestori hanno obbligo di connessione a terzi.
- Delibera n. 40/06 - Modificazione e integrazione alla deliberazione dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici.
- Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06 alla deliberazione AEEG n. 188/05.
- Delibera n. 182/06 - Intimazione alle imprese distributrici a adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04.
- Delibera n. 260/06 - Modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 88/07 - Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.
- Delibera n. 90/07 - Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- Delibera n. 280/07 - Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- Delibera ARG/elt 33/08 - Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.
- Delibera ARG/elt 119/08 - Disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

1.3. Norme

1.3.1. Criteri di progetto e documentazione

- CEI 0-2: "Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici";
- CEI EN 60445: "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico".

1.3.2. Sicurezza elettrica

- CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica".

- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”.
- CEI 64-12: “Guida per l’esecuzione dell’impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario”.
- CEI 64-14: “Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori”.
- IEC TS 60479-1 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- CEI EN 60529 (70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”.
- CEI 64-57: “Edilizia ad uso residenziale e terziario Guida per l’integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici Impianti di piccola produzione distribuita”.
- CEI EN 61140: “Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature”.

1.3.3. Fotovoltaico

- CEI EN 60891 (82-5) “Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento”.
- CEI EN 60904-1 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione”.
- CEI EN 60904-2 (82-1) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per le celle solari di riferimento”.
- CEI EN 60904-3 (82-3) “Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento”.
- CEI EN 61173 (82-4) “Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida”.
- CEI EN 61215 (82-8) “Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo”.
- CEI EN 61277 (82-17) “Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida”.
- CEI EN 61345 (82-14) “Prova all’UV dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61701 (82-18) “Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)”.
- CEI EN 61724 (82-15) “Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l’analisi dei dati”.
- CEI EN 61727 (82-9) “Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche dell’interfaccia di raccordo alla rete”.
- CEI EN 61730-1 (82-27) “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione”.
- CEI EN 61730-2 “Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove”.
- CEI EN 61829 (82-16) “Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V”.
- CEI EN 62093 (82-24) “Componenti di sistema fotovoltaici – moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali”.

1.3.4. Quadri elettrici

- CEI EN 60439-1 (17-13/1) “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”.
- CEI EN 60439-3 (17-13/3) “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD”.
- CEI 23-51 “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”.

1.3.5. Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti

- CEI 0-16 ed. II “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”.
- CEI 11-1 “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”.
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”.
- CEI 11-20 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria”.
- CEI 11-20, V1 “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria - Variante”.
- CEI EN 50110-1 (11-40) “Esercizio degli impianti elettrici”.
- CEI EN 50160 “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2003-03)”.

1.3.6. Cavi, cavidotti ed accessori

- CEI 20-19/1 “Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-19/4 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili”.
- CEI 20-19/10 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano”.
- CEI 20-19/11 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA”.
- CEI 20-19/12 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore”.
- CEI 20-19/13 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in miscela reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi”.
- CEI 20-19/14 “Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità”.
- CEI 20-19/16 “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all’acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente”.

- CEI 20-20/1 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI 20-20/3 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/4 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa”.
- CEI 20-20/5 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili”.
- CEI 20-20/9 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura”.
- CEI 20-20/12 “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore”.
- CEI 20-20/14 “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni”.
- CEI-UNEL 35024-1 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516”.
- CEI-UNEL 35026 “Cavi elettrici isolati 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. FASC. 5777”.
- CEI 20-40 “Guida per l’uso di cavi a bassa tensione”.
- CEI 20-67 “Guida per l’uso dei cavi 0,6/1kV”.
- CEI EN 50086-1 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali”.
- CEI EN 50086-2-1 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori”.
- CEI EN 50086-2-2 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori”.
- CEI EN 50086-2-3 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori”.
- CEI EN 50086-2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”.
- CEI EN 60423 (23-26) “Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori”.

1.3.7. Conversione della potenza

- CEI 22-2 “Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione”.
- CEI EN 60146-1-1 (22-7) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali”.
- CEI EN 60146-1-3 (22-8) “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori”.

- CEI UNI EN 455510-2-4 “Guida per l’approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza”.

1.3.8. Scariche atmosferiche e sovratensioni

- CEI 81-3 “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”.
- CEI 81-4 “Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- CEI 81-8 “Guida d’applicazione all’utilizzo di limitatori di sovratensione sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione”.
- CEI 81-10 “Protezione contro i fulmini”.
- CEI EN 50164-1 (81-5) “Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione”.
- CEI EN 61643-11 (37-8) “Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove”.
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Principi generali”.
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio”.
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”.
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10) “Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture”.

1.3.9. Dispositivi di potenza

- CEI EN 60898-1 (23-3/1) “Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili – Parte 1: interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata”.
- CEI EN 60947-4-1 (17-50) “Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici”.

1.3.10. Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26 “Guida alle norme generiche EMC”.
- CEI EN 50081-1 (110-7) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 50082-1 (110-8) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 50263 (95-9) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione”.
- CEI EN 60555-1 (77-2) “Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni”.
- CEI EN 61000-2-2 (110-10) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione”.
- CEI EN 61000-3-2 (110-31) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)”.

- CEI EN 61000-3-3 (110-28) “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A”.

1.3.11. Energia solare

- UNI 8477 “Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell’energia raggiante ricevuta”.
- UNI EN ISO 9488 “Energia solare – Vocabolario”.
- UNI 10349 “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici”.

1.3.12. Altri documenti

- UNI/ISO e CNR UNI 10011 “Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione (Per la parte meccanica di ancoraggio dei moduli)”.

1.4. *Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici*

- Decreto del 29.05.08 “Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica”.
- DM del 29.5.2008 “Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”, G.U. 28 agosto 2003, n. 200.
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36 “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici”, G.U. 7 marzo 2001, n.55.
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 28/09/1995 “Norme tecniche procedurali di attuazione del D.P.C.M. 23/04/92 relativamente agli elettrodotti”, G.U. 4 ottobre 1995, n. 232 (abrogato da luglio 2003).
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 23/04/1992 “Limiti massimi di esposizione ai campi elettrico e magnetico generati alla frequenza industriale nominale (50 Hz) negli ambienti abitativi e nell’ambiente esterno”, G.U. 6 maggio 1992, n. 104 (abrogato dal luglio 2003).
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee aeree esterne” (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)
- Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, “Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee elettriche aeree esterne”.
- CEI 106-12 2006-05 “Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT”.
- CEI 106-11 2006-02 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6) - Parte I: Linee elettriche aeree in cavo”
- CEI 11-17 1997-07 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 211-6 2001-01 “Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell’intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all’esposizione umana”.

- CEI 211-4 1996-12 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”.
- CEI 11-60 2000-07 “Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne”.

2. CARATTERISTICHE DELL’IMPIANTO

Nella seguente tabella sono riportati i dati relativamente alle principali caratteristiche elettriche e topografiche dell’impianto:

Potenza	65.997
Numero di Inverter	244
Tipo di generazione	fotovoltaica
Connessione alla rete	AT
Superficie dell’impianto	100 ettari
Orientamento dell’impianto	Sud
Inclinazione moduli	30°
Numero di moduli totali	95.648
Posizionamento	A terra
Composizione delle file	Parallele
Distanza tra le file	2,50 m (4,50 m per alcune aree esposte a nord)
Sistema di fissaggio	Pali infissi
Numero totale di stringhe	3416
Numero di stringhe per inverter	14
Numero di moduli per stringa	n. 3213 strutture 1x28 n. 406 strutture 1x14

Tabella 1 Dati riepilogativi impianto

3. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

La configurazione dell'impianto è stata scelta al fine di ottimizzare il rendimento dello stesso, previa opportuna verifica dei vincoli elettrici che caratterizzano un impianto fotovoltaico.

3.1. Coordinamento tra le tensioni dell'inverter e del generatore

In base alle caratteristiche dei moduli e dell'inverter scelti dovranno essere verificate alcune condizioni secondo i seguenti criteri:

1. la massima tensione a vuoto U_{ocx} del generatore fotovoltaico, corrispondente alla minima temperatura di funzionamento ipotizzabile in relazione ai dati di temperatura locali (-3°C), non deve superare la massima tensione di ingresso V_{max} tollerata dall'inverter:

$$U_{ocx} \leq V_{max}$$

2. la minima tensione U_{MPPmin} del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli (85°C) con un irraggiamento di 1000 W/m^2 , non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT $V_{MMPTmin}$ dell'inverter:

$$U_{MPPmin} \leq V_{MMPTmin}$$

3. la massima tensione U_{MPPmax} del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura (-3°C) con un irraggiamento di 1000 W/m^2 , non deve superare la massima tensione di funzionamento dell'MPPT $V_{MMPTmax}$ dell'inverter:

$$U_{MPPmax} \leq V_{MMPTmax}$$

4. la massima corrente del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di funzionamento (85°C), nel funzionamento MPP, I_{MPPmax} , non deve superare la massima corrente di ingresso I_{dcmax} tollerata dall'inverter:

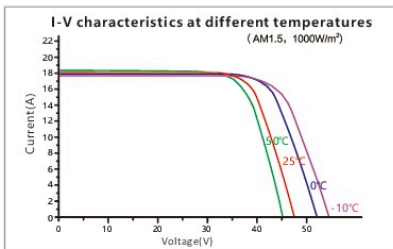
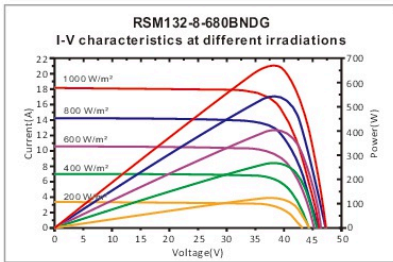
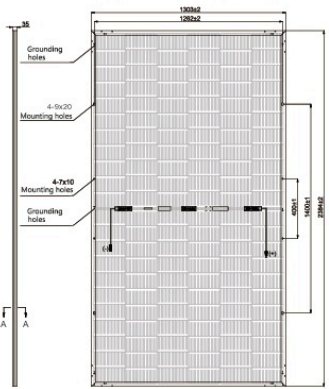
$$I_{MPPmax} \leq I_{dcmax}$$

Per calcolare i parametri sopradetti del generatore fotovoltaico al variare della temperatura di funzionamento delle celle entrano in gioco i coefficienti di temperatura β dei moduli forniti dal costruttore.

Per comodità riportiamo i valori di temperatura utilizzati nei calcoli e i coefficienti di perdita per temperatura dei moduli fotovoltaici per la tensione a vuoto U_{oc} e per la corrente I_{MPP} .

Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	Ambiente	Cella
Minima	-3°C	-3°C
Media	$12,5^{\circ}\text{C}$	$42,5^{\circ}\text{C}$
Massima	$38,4^{\circ}\text{C}$	$68,4^{\circ}\text{C}$

Dimensions of PV Module



Our Partners:

REM132-BNDG-12BB-EN-H1-4-2022

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-665BNDG	RSM132-8-670BNDG	RSM132-8-675BNDG	RSM132-8-680BNDG	RSM132-8-685BNDG	RSM132-8-690BNDG
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	665	670	675	680	685	690
Open Circuit Voltage-Voc(V)	46.71	46.84	46.97	47.10	47.23	47.36
Short Circuit Current-Isc(A)	18.18	18.25	18.33	18.40	18.47	18.54
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	38.82	38.92	39.03	39.16	39.27	39.38
Maximum Power Current-Imp(A)	17.16	17.24	17.32	17.39	17.46	17.55
Module Efficiency (%) *	21.4	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.
Bifacial factor: 80%±5 * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

	732	737	743	749	754	760
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	732	737	743	749	754	760
Open Circuit Voltage-Voc(V)	46.71	46.84	46.97	47.10	47.23	47.36
Short Circuit Current-Isc(A)	20.00	20.08	20.16	20.24	20.31	20.39
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	38.82	38.92	39.03	39.16	39.27	39.38
Maximum Power Current-Imp(A)	18.87	18.96	19.05	19.12	19.21	19.30

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-665BNDG	RSM132-8-670BNDG	RSM132-8-675BNDG	RSM132-8-680BNDG	RSM132-8-685BNDG	RSM132-8-690BNDG
Maximum Power-Pmax (Wp)	504.2	508.0	511.8	515.6	519.4	523.2
Open Circuit Voltage-Voc (V)	43.44	43.56	43.68	43.80	43.92	44.04
Short Circuit Current-Isc (A)	14.91	14.97	15.03	15.09	15.14	15.20
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	36.02	36.12	36.22	36.34	36.44	36.54
Maximum Power Current-Imp (A)	14.00	14.06	14.13	14.19	14.25	14.32

NMOT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar cells	N-type
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	38.5kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm ² (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)230mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.32%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	558
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1120×2515
Box gross weight[kg]	1245

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2022 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice.
No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary surroundings is granted unless as otherwise specifically committed by manufacturer in contract document.

THE POWER OF RISING VALUE

Tabella 2 Dati elettrici modulo FV RSM 132-8-665BNDG-690BNDG e Coefficienti di temperatura

La tensione massima a vuoto U_{OCX} per ogni modulo vale:

$$U_{OCX} = U_{OC} + \beta_{U_{OC}} \cdot (T_{cell_{min}} - T_{STC}) = 54,64 V$$

dove:

- $U_{OC} = 47,36 V$
- $T_{STC} = 25 ^\circ C$
- $T_{cell_{min}} = -3 ^\circ C$.

Nell'impianto fotovoltaico in esame sono previste 14 stringhe per inverter, con 3213 strutture formate da 28 moduli in serie e 406 strutture formate da 14 moduli in serie, si ha:

$$U_{OCXstringa} = 14 \cdot U_{OCX} = 764,96 V$$

Cautelativamente si assume lo stesso valore del coefficiente di tensione MPP pari a quello relativo alla tensione a vuoto U_{OC} , per cui si ha:

$$\beta_{U_{MPP}} = -0,26 V / ^\circ C$$

la tensione minima U_{MPPmin} per ogni modulo vale:

$$U_{MPPmin} = U_{MPP} + \beta_{U_{MPP}} \cdot (T_{cell_{max}} - T_{STC}) = 28,096 V$$

dove:

- $U_{MPP} = 39,38 V$
- $T_{STC} = 25 ^\circ C$
- $T_{cell_{max}} = 68,4 ^\circ C$.

si ha:

$$U_{MPPminstringa} = 28 \cdot U_{MPPmin} = 786,688 V$$

$$U_{MPPminstringa} = 14 \cdot U_{MPPmin} = 393,344 V$$

Analogamente si calcola la tensione massima U_{MPPmax} per ogni modulo che vale:

$$U_{MPPmax} = U_{MPP} + \beta_{U_{MPP}} \cdot (T_{cell_{min}} - T_{STC}) = 46,66 V$$

si ha:

$$U_{MPPmaxstringa} = 28 \cdot U_{MPPmax} = 1306,48 V$$

$$U_{MPPmaxstringa} = 14 \cdot U_{MPPmax} = 653,24 V$$

la corrente massima di MPP per ogni modulo, ed anche per ogni stringa, vale:

$$I_{MPPmaxstringa} = I_{MPP} + \beta_{I_{MPP}} \cdot (T_{STC} - T_{cell_{min}}) = 18,838 A$$

dove:

- $I_{MPP} = 17,55 \text{ A}$.

Gli inverter scelti hanno ciascuno 3 canali MPPT indipendenti, su ogni inverter sono collegate in parallelo 14 stringhe per ogni canale MPPT, la corrente massima da considerare è:

$$I_{MPPmax} = 14 \cdot I_{MPP} = 245,7 \text{ A}$$

L'impianto prevede l'installazione di n° 244 inverter tutti identici e quindi tali verifiche restano valide per tutti i sottocampi.

Potenza nominale AC	215.000 VA
Range di tensione campo agro-fotovoltaico a 25°	500÷1.500 Vdc
Canali MPPT indipendenti	3
Tensione a vuoto del campo	1.500 Vdc
Tensione di uscita	800 Vac
Frequenza di uscita	50 Hz / 60 Hz
Distorsione totale della corrente di rete	<1%
Fattore di potenza:	0,8
Grado di protezione (elettronica)	IP66
Temperatura di funzionamento	- 25 °C +60 °C
Massima umidità relativa	100%
Massima corrente d'ingresso (a 25°) per ogni MPPT	100 A
Corrente nominale d'uscita	144.4 A
Rendimento Europeo	98,6%
Rendimento Massimo	99%
Peso	86 Kg
Dimensioni (LxAxP)	1035x700x365 mm

Tabella 3 Caratteristiche tecniche inverter SUN2000-215KTL-H3 - Huawei

I moduli prescelti sono il modello RSM132-8-690BNDG della potenza nominale di 690 Wp prodotti dalla società Risen solar technology. Le celle fotovoltaiche sono composte da strati di materiale semiconduttore che, per questi moduli, è il Silicio Monocristallino.

Tutti i moduli sono certificati secondo la norma CEI EN 61215 e IEC 61370 con una tensione massima di sistema pari a 1500 V; sono marchiati CE.

Caratteristiche tecniche	
Dimensioni modulo (mm)	2384x1303x35 mm
Superficie modulo (mq)	3,10 mq
Peso (kg)	38,5
Connettori	2
Diodi di bypass	1
Caratteristiche elettriche (Condizioni Standard)	
Potenza di picco	690
Corrente di corto circuito (Isc)	18,54
Tensione a circuito aperto (Voc)	47,36
Tensione al punto di massima potenza (Vmp)	39,38
Corrente al punto di massima potenza (Imp)	17,55

Tensione massima di sistema	1500
-----------------------------	------

Tabella 4 Caratteristiche tecniche ed elettriche dei moduli fotovoltaici

Nelle seguenti tabelle riassumiamo i risultati ottenuti e verifichiamo i criteri di dimensionamento:

Numero di stringhe per nodo	CAABINA DI CAMPO	N° PANNELLI SERIE
48	1	10x14
	2	10x14
	3	9X14
	4	9X14
	5	10X14
53	6	11X14
	7	11X14
	8	9X14
	9	11X14
	10	11X14
52	11	11X14
	12	9X14
	13	11X14
	14	11X14
	15	10X14
40	16	11X14
	17	9X14
	18	9X14
	19	11X14
51	20	11X14
	21	9X14
	22	11X14
	23	11X14
	24	9X14

Tabella 5 Caratteristiche sottocampi IMPIANTO

Numero totale pannelli	95.648
Numero totale stringhe	3416
Moduli Fotovoltaici per stringa	28
Potenza di picco della stringa	19,32 kWp
Tensione Mp di stringa	1102,64 V
Tensione CC minima dell'inverter	550 V
Tensione massima di stringa	1326,08 V
Tensione CC massima	1500 V
Corrente massima di stringa	32,5 A
Corrente CC massima dell'inverter per MPPT	100 A

Tabella 6 Risultati e verifiche di funzionamento inverter

4. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE CONTINUA

In questa sezione verranno dimensionati i cavi lato c.c. in funzione delle sovracorrenti e della caduta di tensione considerando che saranno interrati entro tubazione; ci si riferirà alla norma tecnica CEI-UNEL 35026.

Si definisce sovracorrente una corrente superiore alla portata del cavo, che può stabilirsi a seguito di:

- un sovraccarico (circuito elettricamente sano)
- un cortocircuito (circuito affetto da guasto)

Per quanto riguarda il cortocircuito i cavi di un impianto fotovoltaico sono interessati da una corrente anomala nel caso di:

- guasto tra i due poli del sistema c.c.
- guasto a terra nei sistemi con un punto a terra
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

4.1. Dimensionamento cavi di stringa e di sottocampo

Per quanto riguarda il sovraccarico si può considerare che nelle condizioni più severe i cavi di stringa possono essere interessati da una corrente di impiego pari a

$$I_B = 1,25 \cdot I_{SC}$$

dove I_{SC} è la corrente di corto circuito del modulo componente la stringa.

Poiché tale valore non può essere superato, cioè non è possibile sovraccaricare i cavi, in un impianto fotovoltaico non sarà necessario proteggerli dal sovraccarico purché la sua portata (valutata in tutte le sue condizioni di posa) sia almeno pari al valore massimo di corrente che li percorre.

Un guasto a terra del punto M dell'impianto:

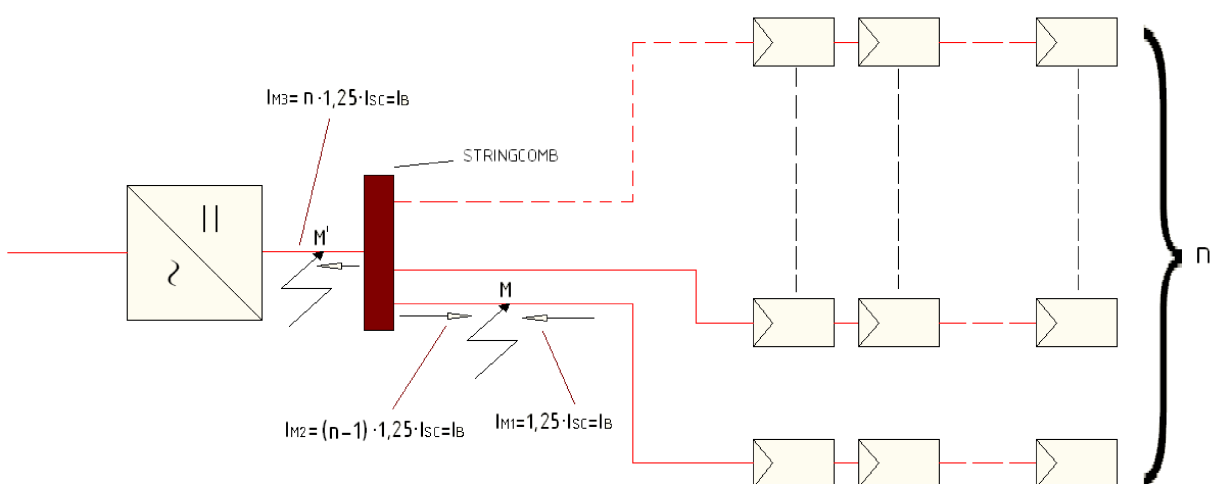


Figura 1 Esempio di guasto a terra

Tale guasto viene alimentato:

- a monte dalla stessa stringa con una corrente: $I_{M1} = 1,25 \cdot I_{SC} = I_B$

- a valle da tutte le altre le stringhe facenti capo allo stesso Inverter.

Essendo n le stringhe riferite al medesimo quadro tale corrente vale:

$$I_{M2} = (n - 1)1,25 \cdot I_{SC}$$

Nel caso in esame, con un quadro collegato a 14 stringhe, la corrente I_{M2} sarà pari a:

$$I_{M2} = (14 - 1) \cdot 1,25 \cdot I_{SC}$$

Per un corretto dimensionamento del cavo di stringa si ritiene conveniente ricorrere alla protezione del singolo cavo di stringa mediante l'adozione di idoneo fusibile (integrato nei quadri di campo) e sezionatore di campo opportunamente dimensionato.

In tale maniera la portata dei cavi di stringa deve soddisfare la seguente relazione:

$$I_{M2} = 1,25 \cdot I_{SC} = I_B$$

$$I_Z \geq \frac{I_{M2}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} = 62,9 \text{ A}$$

dove:

- I_Z è la portata del cavo
- $K_1=0,84$ è il fattore correttivo riferito alla temperatura del terreno 35 °C (tabella II UNEL)
- $K_2= 0,43$ è il fattore correttivo riferito alla posa in fascio nel caso di 20 conduttori
- $K_3= 1,02$ è il fattore correttivo riferito alla profondità di posa posta pari a 0,5 m
- $K_4= 1$ è il fattore correttivo riferito alla resistività termica del terreno posta pari a 1,5 K·m/W.

Pertanto, per cavi con conduttore in Rame tipo H1Z2Z2-K 0,6_1 kV la sezione idonea per la corrente nominale calcolata risulta pari a:

$$S = 6 \text{ mm}^2$$

con una portata:

$$I_Z = 70 \text{ A} \geq 62,9 \text{ A}$$

4.2. Dimensionamento cavi collettori in c.c.

Un guasto che si verificasse nel punto M' viene alimentato a monte da 14 stringhe, per cui darà luogo ad una corrente pari a:

$$I_{M3} = n \cdot 1,25 \cdot I_{SC} = 324,45 \text{ A}$$

La portata di dimensionamento dei cavi deve essere:

$$I_Z \geq \frac{I_{M3}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} = \frac{n \cdot 1,25 \cdot I_{SC}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} = 378,67 \text{ A}$$

dove:

- I_Z è la portata del cavo
- I_{M3} la corrente di cortocircuito

- $K_1=0,84$ è il fattore correttivo riferito alla temperatura del terreno (35 °C)
- $K_2= 1$ è il fattore correttivo riferito alla posa in caso di 1 conduttore
- $K_3= 1,02$ è il fattore correttivo riferito alla profondità di posa posta pari a 0,5 m
- $K_4= 1$ è il fattore correttivo riferito alla resistività termica del terreno posta pari a 1,5 K·m/W.

Pertanto, per cavi con conduttore in Alluminio tipo ARG7R 0,6_1 kV la sezione idonea per la corrente nominale calcolata risulta pari a:

$$S = \underline{300 \text{ mm}^2}$$

con una portata:

$$I_Z = 472 \text{ A} \geq 378,67 \text{ A}$$

4.3. Caduta di tensione cavi lato cc

È necessario verificare tali sezioni con la caduta di tensione che si sceglierà di porla al massimo pari **all'2 - 2,5%%**.

Il parametro tensione a cui ci si riferirà è il valore di tensione nominale di stringa U_{MPP} nelle condizioni standard (STC) che vale:

$$U_{MPPstringa} = 28 \cdot U_{MPPstc} = 1102,64 \text{ V}$$

$$U_{MPPstringa} = 14 \cdot U_{MPPstc} = 551,32 \text{ V}$$

La variazione di tensione ammessa in questo caso vale:

$$\Delta V_{amm} = \frac{U_{MPPstringa} \cdot 2}{100} = 22,05 \text{ V}$$

$$\Delta V_{amm} = \frac{U_{MPPstringa} \cdot 2}{100} = 11,026 \text{ V}$$

Il calcolo della caduta di tensione viene eseguito nei singoli tratti con diverse sezioni dei conduttori e correnti nominali di esercizio.

Per il calcolo della caduta di tensione si utilizza la formula

$$\Delta V = \rho \cdot \left(2 \cdot \frac{L_m}{S_m} I_{MPP} + 2 \cdot \frac{L_{ab}}{S_{ab}} I_{MPP} + 2 \frac{L_{bc}}{S_{bc}} I_{bc} \right)$$

Avendo considerato una resistività del rame pari a $\rho = 0,0178 \text{ } [\Omega/\text{mm}^2 \cdot \text{m}]$.

dell'alluminio contenuto nei cavi pari a $\rho = 0,0275 \text{ } [\Omega/\text{mm}^2 \cdot \text{m}]$.

A seguire vengono riportati i calcoli della caduta di tensione eseguiti nei singoli tratti.

- **Tratto di collegamento in serie dei moduli FV**

I 28 moduli della stringa sono collegati in serie attraverso i cavi di collegamento in rame di sezione pari a $S_m=6$ mm² lunghi 1,20 m in dotazione al modulo stesso per una lunghezza totale pari a: $L_m=36,484$ m percorsi dalla corrente di stringa pari a $I_{MPP} = 17,55$ A.

Caratteristiche del cavo

Lunghezza del cavo (positivo + negativo)	73 m
Sezione del conduttore in mm ²	6 mm ²
Resistività elettrica del conduttore (Rame= $1,78 \times 10^{-8}$) a 20°C	1,78E-08 $\Omega \times m$
Corrente elettrica applicata al cavo	32,5 Ampere
Tensione elettrica operativa in entrata	1102,64 Volt

Risultati

Resistenza dell'intero cavo (positivo + negativo)	0,21 Ω
Caduta di tensione elettrica del cavo	3,79 Volt
Tensione disponibile all'uscita del cavo	1098,85 Volt
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	64,68 W
Perdite di potenza al metro	0,88 W/m
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	0,34 %

- **Tratto di collegamento tra la stringa ed inverter**

Si stima poi la distanza massima di una stringa allo Quadro di Campo pari a: $L_{ab} = 130$ m con sezione scelta $S_{ab} = 6$ mm² con cavi di collegamento in rame.

Caratteristiche del cavo

Lunghezza del cavo (positivo + negativo)	260 m
Sezione del conduttore in mm ²	6 mm ²
Resistività elettrica del conduttore (Rame= $1,78 \times 10^{-8}$) a 20°C	1,78E-08 $\Omega \times m$
Corrente elettrica applicata al cavo	32,5 Ampere
Tensione elettrica operativa in entrata	1098,85 Volt

Risultati

Resistenza dell'intero cavo (positivo + negativo)	0,77 Ω
Caduta di tensione elettrica del cavo	13,53 Volt
Tensione disponibile all'uscita del cavo	1085,32 Volt
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	237,16 W
Perdite di potenza al metro	0,91 W/m
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	1,2 %

$\Delta V = 2,11V + 13,53V = \Delta V < \Delta V_{amm}$

5. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA

5.1. Dimensionamento cavi uscita Cabina Inverter/Trasformatore

L'impianto è suddiviso in 24 sottocampi:

- **N. 4 sottocampi** ciascuno di potenza pari a 2,7 MWp, per ogni sottocampo vengono utilizzate n. 10 cabine inverter/trasformatore di potenza pari a 215 kVA;
- **N. 8 sottocampi** ciascuno di potenza pari a 2,43 MWp, per ogni sottocampo vengono utilizzate n. 9 cabine inverter/trasformatore di potenza pari a 215 kVA;
- **N. 12 sottocampi** ciascuno di potenza pari a 2,97 MWp, per ogni sottocampo vengono utilizzate n. 11 cabine inverter/trasformatore di potenza pari a 215 kVA.

Si considera la potenza effettiva di uscita da ogni cabina inverter/trasformatore.

La corrente massima in uscita da ogni inverter risulta essere pari a: **155,2 A**

Il cavo in uscita da ogni inverter sarà posato all'interno di apposita tubazione a vista all'interno del locale cabina inverter. Il campo è quindi suddiviso in 5 porzioni: per il collegamento tra le cabine inverter e il punto di consegna e sottostazione di trasformazione si stima una lunghezza pari a:

- 21,4 km per la porzione di campo 1
- 21,5 km per la porzione di campo 2
- 20,7 km per la porzione di campo 3
- 20,3 km per la porzione di campo 4
- 20,3 km per la porzione di campo 5

con cavi tipo ARG7H1R 30 kV con una caduta di tensione limitata al 4%, a seguire calcolo di verifica del corretto dimensionamento del cavo in uscita da ogni cabina inverter/trasformatore:

Dati e caratteristiche del cavo

- Tipo di circuito: Trifase in ca
- Tensione di esercizio: 30 kV
- Frequenza di rete: 50 Hz
- Fattore di potenza: 1
- Stato del neutro: non distribuito
- Massima caduta di tensione: 4 %
- Tipo di conduttore: Unipolare isolato in gomma con guaina
- Tipo di cavo selezionato: ARG7H1R
- Lunghezza cavo: 21,5 km
- Temperatura ambiente: 30 °C
- Tipo di posa: Cavi in tubo interrato
- Numero conduttori in parallelo: 3
- Numero di circuiti per strato: 1
- Numero di strati: 1

Risultati

- Sezione conduttore (S): 300 mm²
- Portata conduttore (*): 591 A
- Fattore di correzione k1: 1.000
- Fattore di correzione k2: 1.000

- Fattore di correzione totale: 1.000
- Portata conduttore/i (I_z): 591 A
- Corrente di impiego (I_b): 231 A
- Potenza attiva (P): 200 KW
- Potenza reattiva (Q): 0.000 KVAR
- Potenza apparente (A): 215 KVA
- Temperatura Max di funzionamento: 90.0 °C
- Temperatura Max di cortocircuito: 250.0 °C
- Resistenza di fase a 20 °C: 0,100 Ω/km
- Reattanza di fase a 20 °C: 0,11 Ω/km

(*) Riferimento Tabella UNEL 35024 o costruttore

5.2. Dimensionamento cavi lato MT in uscita dal trasformatore

La scelta della taglia del trasformatore dipende dalla potenza di picco dell'impianto fotovoltaico.

Nell'impianto sono presenti 24 trasformatori BT/MT con le seguenti caratteristiche:

Tipologia	sigillato in olio
Potenza nominale	2500 kVA
Frequenza nominale	50 Hz
Tensione nominale primaria	400 V
Tensione nominale secondaria	30.000 V
Campo di regolazione tensione lato 20kV %	+/- 2,5 % e/o +/- 5%
Simbolo di collegamento	Dy11

Tabella 7 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT

Il cavo scelto deve rispettare la condizione per cui la sua portata I_z sia almeno uguale alla corrente di impiego I_b .

Considerate le modeste correnti primarie dei trasformatori MT/BT e le portate dei cavi di media tensione questa condizione è sempre soddisfatta.

Infatti, in uscita dal trasformatore lato MT la corrente di impiego risulta dalla formula:

$$I_{MT} = \frac{P_{trafo}}{V_{MT} \cdot \sqrt{3}} = \frac{2500kVA}{30kV \cdot \sqrt{3}} = 48,11 A$$

La sezione del cavo deve essere idonea ai fini della resistenza al cortocircuito: è questa la condizione che determina la scelta della sezione del cavo.

Il cavo, infatti, deve resistere alle sollecitazioni termiche in condizioni di corto circuito, non deve superare cioè la temperatura di cortocircuito ammissibile per l'isolante.

A tal fine la sezione del cavo S_{MT} deve soddisfare la relazione:

$$S_{MT} \geq \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = \frac{12,5kA \cdot \sqrt{0,12}}{87} = 49,77 mm^2$$

dove:

- $I_{cc} = 12,5 kA$ è il valore efficace della corrente di cortocircuito comunicata dall'Ente gestore della linea MT;

- $t = 0,12$ s'è il tempo di eliminazione del guasto, cioè il tempo che intercorre tra l'istante in cui si verifica il cortocircuito e l'istante in cui la corrente viene interrotta per intervento della protezione 50 (protezione dalla sovracorrente senza ritardo intenzionale avendo considerato un tempo di intervento del relè pari a 50ms e dell'interruttore pari a 70 ms);
- $K = 87$ è il fattore correttivo per conduttori in alluminio isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato;

5.3. Scelta dei dispositivi di generatore (DDG)

Il dispositivo di generatore assolve il ruolo di sezionamento dell'impianto fotovoltaico in caso di guasto. È previsto un dispositivo di generatore **per ogni inverter**.

Per tale dispositivo si sceglie di adottare un interruttore magnetotermico per la protezione dalle sovracorrenti e dal cortocircuito.

La scelta della taglia dell'interruttore dipende dai valori della corrente di impiego del circuito in cui questo è inserito e dalla portata dei cavi scelti.

La relazione che la corrente nominale I_N dell'interruttore deve soddisfare è quella relativamente al sovraccarico:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

Nel caso di dispositivi per l'interruzione automatica del circuito la precedente relazione soddisfa anche la condizione

$$I_f \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Essendo $I_f = 1,45 \cdot I_N$.

Un interruttore magnetotermico che soddisfa le precedenti esigenze deve avere una corrente nominale pari a **1000 A**.

Per il potere di interruzione si sceglie 50 kA.

5.4. Messa a terra del trasformatore

La carcassa metallica del trasformatore, nonché tutte le parti metalliche (masse) della cabina di Conversione/Trasformazione saranno messe a terra mediante l'adozione dei seguenti provvedimenti:

- Realizzazione di un nodo di terra (sbarra di rame);
- Conduttore di protezione PE in PVC Giallo/Verde di sezione adeguata in funzione della corrente di guasto più elevata (fase –terra) sul secondario del trasformatore e comunque non inferiore a 50 mm²;
- Sistema di dispersione realizzato mediante corda di rame nudo con sezione almeno di 35 mm² interrato ad una profondità di 0,5 m e disposto lungo il perimetro della cabina Conversione/Trasformazione e da n° 4 dispersori a picchetto, di lunghezza 1 m disposti ai 4 vertici della cabina stessa e connessi fra loro dalla suddetta corda di rame.

5.5. Scelta del dispositivo generale (DG) lato MT associato alla protezione generale (PG)

Il dispositivo MT (DG) ha a monte un sezionatore di linea. Sono previsti sezionatori di terra a monte e a valle di tale dispositivo per permettere di accedere in sicurezza a questo per interventi di manutenzione. Il comando del dispositivo di generatore è associato alla protezione generale (PG).

Per il comando di apertura del dispositivo generale per azione della protezione generale deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione, poiché, qualora per qualsiasi motivo venga a mancare la tensione di alimentazione della protezione generale, si verifica l'apertura del dispositivo generale anche in assenza di comando proveniente dalla protezione generale.

La protezione generale comprende:

- un relè di massima corrente di fase a tre soglie d'intervento, una a tempo dipendente inverso $I_{>}$ (soglia sovraccarico 51), due a tempo indipendente $I_{>>}$ (soglia con ritardo intenzionale 51) e $I_{>>>}$ (soglia istantanea 50);
- un relè di massima corrente omopolare di terra 51N a due soglie d'intervento a tempo indipendente $I_{o>}$ e $I_{o>>}$, una per i guasti monofase a terra ed una per i guasti doppi monofase a terra, oppure un relè di protezione direzionale di terra a due soglie 67N.1 e 67N.24, una per la selezione dei guasti interni in caso di reti funzionanti a neutro compensato ed una in caso di neutro isolato, in aggiunta al relè di massima corrente omopolare ad una soglia per i guasti doppi monofase a terra.

La protezione 67N è richiesta quando il contributo alla corrente capacitiva di guasto monofase a terra della rete MT dell'utente supera l'80% della corrente di regolazione stabilita dal distributore per la protezione 51N. Nella pratica quando il cavo MT dell'utenza supera la lunghezza di 400 m per reti con $U_n=20$ kV.

L'unità interruttore/sezionatore è composta da:

- Sezionatore di linea: $I_r = 630$ A;
- Sezionatore di terra: $I_r = 630$ A;
- Interruttore in SF6: $I_r = 630$ A; potere di interruzione - ISC = 16 kA; tempo di interruzione 70 ms; alimentazione ausiliaria a 48 V c.c.

5.6. Scelta dispositivo di interfaccia in MT (DI & SPI)

Essendo l'impianto fotovoltaico un generatore che funziona in parallelo con la rete del distributore è necessario prevedere un sistema di protezioni di interfaccia per disaccoppiare le due reti in presenza di perturbazioni che possono essere generate essenzialmente dalla rete del distributore.

Le funzioni di protezione indicate nella Norma CEI 0-16 sono:

- massima tensione (59) senza ritardo intenzionale;
- minima tensione (27) con ritardo tipico di 300-500 ms;
- minima frequenza (81<) senza ritardo intenzionale;
- massima frequenza (81>) senza ritardo intenzionale;
- massima tensione omopolare (59N) lato MT.

Le possibili tarature da adottare sono:

- massima tensione (59): $U_{<} \leq 120\% U_n$ ritardo 0.0 secondi;

- minima tensione (27): $U \leq 70\% U_n$ Un ritardo 0.3-0.5 secondi;
- minima frequenza (81<): $f \leq 49.7$ Hz ritardo 0.0 secondi;
- massima frequenza (81>): $f \geq 50.3$ Hz ritardo 0.0 secondi;
- massima tensione omopolare (59N): $U_o \geq 10$ V ritardo 3.0 secondi.

Essendo poi l'impianto di potenza superiore a 400 kVA è necessario prevedere un dispositivo di ricalzo che sia attivato dalla protezione di interfaccia in caso di mancata apertura.

Tutti i dispositivi scelti saranno conformi alla norma CEI 0-16 per le connessioni alle reti di Media tensione.

6. POSA DEI CAVI

I conduttori interrati saranno protetti meccanicamente mediante tubi protettivi, tegoli o ricoperti da strati di calcestruzzo a seconda delle esigenze. In alternativa saranno usati cavi auto-protetti meccanicamente adatti per posa direttamente interrata non richiedenti ulteriori protezioni meccaniche.

La posa dei conduttori sarà eseguita rispettando le norme di buona tecnica.

La scelta del diametro interno dei tubi verrà fatta tenendo conto che esso dovrà essere pari ad almeno 1,4 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio di cavi in esso contenuti, con un minimo di 20 mm: in ogni caso i cavi posati nei tubi potranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili.

Il percorso cavi, per quanto possibile, sarà realizzato con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico.

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non saranno ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo: in ogni punto di giunzione è prevista la presenza di una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

Data l'esistenza, nello stesso scavo interrato o locale, di circuiti appartenenti a sistemi elettrici diversi (cavi d'energia insieme a cavi di comunicazione o circuiti di bassa con circuiti di media tensione), questi saranno propriamente divisi tra loro laddove necessario.

I cavi solari saranno posati sulle strutture di sostegno dei moduli ed opportunamente fascettati; allorquando sarà necessaria la posa interrata per il collegamento al relativo quadro di parallelo, saranno posati in tubi protettivo.

7. QUADRO MT

All'interno della cabina di consegna verranno installati tre quadri MT, classificati LSC2A-PM è composti da due unità funzionali (arrivo e interruttore/sezionatore) con le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale (kV)	24
Tensione di prova a 50 Hz (kV)	50
Tensione di prova a impulso (kV)	95
Corrente nominale termica (A):	630
Corrente ammissibile di breve durata (kA)	16
Grado di protezione	IP30.

Tabella 8 Caratteristiche quadro MT

Il quadro MT è collegato al trasformatore MT/BT tramite una terna di cavi unipolari tipo ARE4H5EX 12/20 kV, di sezione 70 mm², posati nel vano di fondazione della cabina; la portata di tale cavo è: $I_z = 200$ A. Si è assunta la portata per la posa in aria di cavi a trifoglio addossati a parete, tipo posa B2.

8. PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE

L'installazione dell'impianto agro-fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non sono influenzate in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta sarà realizzata soltanto mediante un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

La rete di terra della sezione di impianto in corrente continua è costituita dalle stesse strutture di sostegno in acciaio zincato le quali essendo provviste di viti che penetrano il terreno sono esse stesse dei picchetti di Terra.

Dal momento che le varie file di strutture di sostegno sono tra loro scollegate sia dal punto di vista meccanico che elettrico, per rendere unica la risposta dell'impianto ad eventuali fulminazioni dirette ed indirette, le strutture porta moduli saranno collegate tra loro con una corda di rame isolata G/V di Sez. 35mmq che renderà equipotenziali tutte le masse metalliche delle strutture.

Tutte le file delle strutture e la carpenteria dei quadri di campo e parallelo saranno poi collegate con crimpatura, all'inizio e alla fine con un cavo di rame nudo di sez. 35 mmq alla rete di terra.

La terra del campo agro-fotovoltaico sarà collegata alla terra della cabina elettrica e di tutte le apparecchiature in essa contenute.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiarne i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata.

Inoltre, ai sensi delle norme tecniche CEI 81 – 1,3,4 sarà studiata, in fase esecutiva, la probabilità che si verifichi una fulminazione diretta o indiretta dell'impianto e sarà valutata la necessità di installare un impianto di protezione da fulminazione.

9. MISURA DELL'ENERGIA

In un impianto fotovoltaico collegato in parallelo alla rete è necessario misurare:

- l'energia fotovoltaica prelevata/immessa in rete (M1)
- l'energia fotovoltaica prodotta (M2)

L'utenza dell'impianto oggetto di tale studio è classificabile come utente *attivo-attivo* poiché cede tutta l'energia prodotta, al netto delle perdite e dell'energia auto consumata per i servizi ausiliari (cessione totale dell'energia prodotta).

In tale situazione i trasformatori amperometrici (TA) e i trasformatori voltmetrici (TV) di misura relativi al misuratore di energia immessa M1 si collocano nella cabina utente a valle dell'interruttore generale DG, mentre il misuratore M1 sarà collocato nel locale misure (come da Schema Unifilare). Il misuratore dell'energia prodotta M2 verrà installato lato bt a valle del dispositivo di interfaccia.

9.1. Competenze relative ai misuratori

La tipologia di impianto in cui rientra quello in oggetto prevede diverse possibilità per quanto concerne l'installazione, la manutenzione dei misuratori di energia M1 e M2 oltre che per la raccolta, registrazione e validazione delle misure periodiche dell'energia prodotta.

Lo specchio seguente chiarisce le varie possibilità dello specifico caso:

MISURATORE	ATTIVITÀ	COMPETENZE	DELIBERA
M1	Installazione, Manutenzione	L'utente deve provvedere in proprio, o incaricare il Distributore (contratto tra le parti)	AEEG 348/07, All. A, art. 21, comma 1, lettera b) e comma 3, lettera a)
	Raccolta, Registrazione, validazione	Distributore	AEEG 348/07, All. A, art. 21, comma 2, lettera b) e comma 3, lettera a)
M2	Installazione, Manutenzione Raccolta, Registrazione, validazione	L'utente deve provvedere in proprio, o incaricare il Distributore (corrispettivo stabilito e pubblicato preventivamente dal Distributore)	AEEG 88/07, All. A, art. 4 e art. 9, comma 1

Tabella 9 Competenze misuratori

10. COLLAUDO, VERIFICHE E MANUTENZIONE

L'impianto Fotovoltaico deve essere sottoposto a collaudo e a verifiche periodiche, le quali fanno parte integrante della manutenzione. Alcune delle verifiche sono specifiche degli impianti fotovoltaici altre sono comuni a tutti gli impianti elettrici.

Il collaudo e le verifiche comportano una serie di operazioni atte a controllare il corretto funzionamento dell'impianto.

L'azione più importante in queste fasi è l'esame a vista. Nell'ambito dell'esame a vista ci si accerta che gli ombreggiamenti siano quelli previsti dal progetto, che i componenti dell'impianto siano idonei all'uso previsto, integri ed installati correttamente e che non siano stati manomessi o presentino difetti o anomalie visibili.

I punti principali dell'esame a vista sono di seguito elencati:

CONTROLLI	COLLAUDO	VERIFICA PERIODICA
MODULI		
Fissaggio dei moduli e delle eventuali strutture di sostegno	o	o
Presenza di crepe, penetrazione di umidità ecc.	o	o
Corrosione delle cornici	X	o
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	o	o
Cassette di terminazione: rotture, presenza di acqua, ingresso cavi, corrosione dei morsetti	X	o
Idoneità targhe e marcature	o	o
CAVI		
Tipo di cavo e posa	o	X
Segni di cortocircuito e danneggiamenti meccanici	X	o
Identificazione dei circuiti	o	o
QUADRI SCATOLE DI DERIVAZIONE		
Installazione come da progetto	o	X
Morsetti: idoneità e serraggio	o	o
Presenza di acqua, corrosione	X	o
Continuità dei fusibili	X	o
Integrità del PE e stato dei morsetti di terra	o	o
Idoneità targhe e marcature	o	o
INVERTER		
Corretta installazione		X
Segnalazioni di corretto funzionamento, allarme o avaria	o	o
Collegamenti alle stringhe o ai cavi intermedi	o	o
Ventilazione	o	o
Idoneità targhe e marcature	o	o

--	--	--

o: il controllo si applica; X: il controllo non si applica

Tabella 10 Collaudo e verifica periodica dei vari elementi d'impianto

In contemporanea alle verifiche periodiche deve essere effettuata la manutenzione. Questa deve essere svolta da personale qualificato nonché da imprese abilitate ai sensi del D.M. 37/08.

La manutenzione si programma insieme alle verifiche e la si effettua almeno una volta l'anno.

In generale la manutenzione consiste nel porre rimedio agli inconvenienti emergenti dall'esame a vista, nell'eseguire le operazioni richieste dal costruttore dell'inverter ed eseguire la pulizia con acqua delle superfici dei moduli.

È opportuno predisporre un registro su cui riportare i risultati delle verifiche, gli interventi di manutenzione, i guasti e le anomalie che hanno interessato l'impianto.

10.1. Misure e prove

Gli apparecchi per le misure sul lato c.c. devono essere adatti per la corrente continua, altrimenti potrebbero danneggiarsi e mettere in pericolo l'operatore. Gli strumenti in c.a. devono essere sensibili al vero valore efficace (TRMS) della grandezza misurata.

Le misure vanno eseguite in condizioni meteorologiche stabili, ad evitare repentini cambiamenti dell'irraggiamento solare. Vanno inoltre evitate le ore più calde della giornata, poiché le elevate temperature riducono il rendimento dell'impianto, e le giornate particolarmente umide, in quanto il vapore acqueo in sospensione nell'aria aumenta l'irraggiamento diffuso, a discapito di quello diretto.

In seguito, sono poi elencate le prove che vanno eseguite prima di mettere in servizio l'impianto:

- Verifica delle tensioni e correnti di stringa
- Misura dell'isolamento dei circuiti
- Verifica dei collegamenti equipotenziali.

10.2. Misure di tensione e di corrente

Si misura la tensione a vuoto delle singole stringhe con un voltmetro per correnti continue con la temperatura per quanto possibile costante correggendo il valore misurato attraverso il coefficiente di temperatura fornito dal costruttore dei moduli riportandolo alle condizioni di prova standard (STC).

Le tensioni a vuoto delle stringhe dovrebbero risultare uguali fra loro e pari alla somma delle tensioni a vuoto dei moduli che compongono la stringa stessa; le inevitabili differenze di tensione tra le stringhe non dovrebbero superare il 5%.

Per le misure di corrente bisogna tenere conto del fatto che queste sono fortemente influenzate dall'irraggiamento e molto meno dalla temperatura; questo suggerisce che le misure di corrente vanno eseguite a condizioni di irraggiamento per quanto possibile costante. Gli strumenti adoperati per tali misure possono essere le pinze amperometri che permettono di misurare le correnti senza interrompere il circuito ed accedere a parti attive. Sarà necessario che le correnti di c.to c.to prodotte siano la corrente quelle previste.

Le suddette misure vanno eseguite per ogni inverter (sottocampo) seguendo le seguenti procedure:

- Aprendo i dispositivi di sezionamento generale a valle e a monte dell'inverter (lato c.c. lato c.a.)
- Chiudere in c.to c.to i morsetti fuori tensione del dispositivo di sezionamento a monte dell'inverter (lato c.c.) con un conduttore di sezione pari a quella del cavo che alimenta l'inverter
- Chiudere il suddetto dispositivo di sezionamento a monte dell'inverter (azionabile sotto carico) e misurare con la pinza amperometrica la corrente totale di c.to c.to del sottocampo e le correnti di c.to c.to su ogni stringa
- Confrontare i valori di corrente, misurati nelle condizioni di irraggiamento effettivo, con le correnti di c.to c.to in condizioni di prova standard, mediante le curve caratteristiche fornite dal costruttore dei moduli

Bisogna mettere in conto una riduzione del 5% dovuto al mismatch sicché la corrente di c.to c.to del generatore fotovoltaico costituito da n stringhe vale:

$$(I_{SC})_{gen} = 0,95 \cdot n \cdot (I_{SC})_{mod}$$

Riduzioni significative della corrente di corto circuito I_{SC} del generatore fotovoltaico sono in genere dovute a ombreggiamenti, correnti di guasto a terra oppure a tensioni di stringa diverse tra loro (che dovrebbero essere già emerse dalle misure di tensione).

10.3. Misure di potenza (prestazioni)

La potenza in corrente continua (P_{CC}) può essere misurata direttamente con un wattmetro, oppure come prodotto delle misure (contemporanee) di tensione e di corrente.

La misura della potenza erogata dal generatore fotovoltaico (sottocampo collegato ad un inverter) permette di stabilire se è quella attesa, tenuto conto delle condizioni ambientali di funzionamento, e di quanto le perdite si discostino da quelle ipotizzate nel progetto.

Si misura la potenza all'uscita di ogni inverter con un wattmetro con precisione almeno del 2%. Il rispetto della condizione $P_{CA} > 0,9P_{CC}$, dove P_{CA} è la potenza attiva (kW) misurata all'uscita dell'inverter, attesta che l'inverter stesso garantisce il rendimento minimo richiesto.

10.4. Prova dell'inverter

Per verificare il corretto funzionamento dell'inverter occorre effettuare almeno una prova di avviamento dell'impianto ed una prova di mancanza della rete elettrica.

10.4.1. Prova di avviamento

1. Interruttore c.a. aperto e sezionatori lato c.c. chiusi. L'inverter deve segnalare presenza di tensione c.c. e mediante display deve segnalare ricerca rete elettrica
2. Interruttore lato c.a. chiuso. L'inverter deve verificare che i valori di tensione e frequenza rientrino nei limiti prestabiliti.
3. L'inverter deve procedere alla ricerca del punto di massima potenza (MPPT) ed erogare la potenza massima ottenibile dal generatore, nelle condizioni ambientali in cui si effettua la misura.

10.4.2. Prova di mancanza rete

La mancanza di rete viene simulata aprendo l'interruttore lato c.a. In questa situazione l'inverter deve porsi in Stand-By; deve accendersi la segnalazione prevista per la mancanza di rete.

11. CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO

L'impianto sarà allacciato alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite collegamento in antenna a 150 kV su una nuova stazione elettrica di smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV "CP Caltanissetta – CP Gela". Il collegamento alla nuova stazione elettrica sarà effettuato con raccordo aereo per una lunghezza di circa m 60.

Per maggiori dettagli si rimanda all'elaborato **RS06ADD0019A0 Preventivo di connessione alla RTN**

CAMPI ELETTROMAGNETICI

Sono state valutate le emissioni elettromagnetiche associate alle infrastrutture elettriche presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto e connesse ad esso, ai fini della verifica del rispetto dei limiti della legge n.36/2001 e dei relativi Decreti attuativi; si rimanda al documento **EL_55 Relazione tecnica sull'impatto elettromagnetico.**

12. COESISTENZA FRA CAVI ELETTRICI ED ALTRE CONDUTTURE INTERRATE

12.1. PARALLELISMI E INCROCI FRA CAVI ELETTRICI

I cavi aventi la stessa tensione nominale, possono essere posati alla stessa profondità a una distanza di circa 2 volte il loro diametro. Tali prescrizioni valgono anche per incroci di cavi aventi uguale o diversa tensione nominale.

12.2. PARALLELISMI E INCROCI FRA CAVI ELETTRICI E CAVI DI TELECOMUNICAZIONI

12.2.1. Parallelismi

Nei parallelismi con cavi di telecomunicazione, i cavi di energia devono, di norma, essere posati alla maggiore possibile distanza e quando vengono posati lungo la stessa strada si devono dislocare possibilmente ai lati opposti di questa.

Ove, per giustificate esigenze tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra, è ammesso posare i cavi in vicinanza, purché sia mantenuta fra i due cavi una distanza minima non inferiore a 0,30 m. Qualora detta distanza non possa essere rispettata, è necessario applicare sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

- cassetta metallica zincata a caldo;
- tubazione in acciaio zincato a caldo;
- tubazione in materiale plastico conforme alle norme CEI.

I predetti dispositivi possono essere omessi sul cavo posato alla profondità maggiore quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m. Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata, in appositi manufatti (tubazione, cunicoli ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza la necessità di effettuare scavi.

Nel caso che i cavi siano posati nello stesso manufatto, non è prescritta nessuna distanza minima da rispettare, purché sia evitata la possibilità di contatti meccanici diretti e siano dislocati in tubazioni diverse.

12.2.2. Incroci

La distanza fra i due cavi non deve essere inferiore a 0,30 metri ed inoltre il cavo posto superiormente deve essere protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, mediante un dispositivo di protezione identico a quello previsto per i parallelismi. Tali dispositivi devono essere disposti simmetricamente rispetto all'altro cavo.

Ove, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettato il distanziamento minimo di cui sopra, anche sul cavo sottostante deve essere applicata una protezione analoga a quella prescritta per il cavo situato superiormente.

Non è necessario osservare le prescrizioni sopraindicate quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione, senza necessità di effettuare scavi.

12.3. PARALLELISMI ED INCROCI FRA CAVI ELETTRICI E TUBAZIONI O STRUTTURE METALLICHE INTERRATE

La distanza in proiezione orizzontale fra i cavi di energia e le tubazioni metalliche interrato, adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi (acquedotti, oleodotti e simili), posate parallelamente ai cavi medesimi non deve essere inferiore a 0,30 metri.

Si può tuttavia derogare dalla prescrizione suddetta previo accordo fra gli esercenti quando:

- a) la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 metri;
- b) tale differenza è compresa fra 0,30 e 0,50 metri, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubazioni convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni adibite ad altro uso tale tipo di posa è invece consentito, previo accordo fra i soggetti interessati, purché il cavo di energia e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro.

Le superfici esterne di cavi di energia interrati non devono distare meno di 1 m dalle superfici esterne di serbatoi contenenti liquidi o gas infiammabili.

L'incrocio fra cavi di energia e tubazioni metalliche interrato non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni stesse.

Non si devono effettuare giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio. Nessuna prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi di energia e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m.

Tale distanza può essere ridotta fino a un minimo di 0,30 metri, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 metri per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano venga interposto un elemento separatore non metallico (a esempio, lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 metri di larghezza ad essa periferica.

Le distanze sopraindicate possono essere ulteriormente ridotte, previo accordo fra i soggetti interessati, se entrambe le strutture sono contenute in manufatto di protezione non metallico. Prescrizioni analoghe devono essere osservate nel caso in cui non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli inferiori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul distanziamento.

12.4. COESISTENZA FRA CAVI DI ENERGIA E GASDOTTI

Le distanze da rispettare nei parallelismi e incroci fra cavi elettrici e tubazioni di cui al precedente paragrafo 6.3 sono applicabili, ove non in contrasto con il D.M. 24.11.1984 "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8", ai cavi direttamente interrati con le modalità di posa "L" (senza protezione meccanica) e "M" (con protezione meccanica) definite dalle Norme CEI 11-17 (art. 2.3.11 e fig. 1.2.06).

13. PROGETTAZIONE ELETTRICA INTERRATA

13.1. Portata dei cavi

Occorre verificare che, nelle normali condizioni di esercizio, per i carichi attesi, non sia superata la portata al limite termico stabilita dall'unificazione e riassunta in Tab.12.

I valori di tabella 12 sono riferiti ad un esercizio continuativo con fattore di carico 100%. Il superamento dei livelli di portata unificati è consentito per durate molto brevi e solamente nei casi di rialimentazione con indici superiori a quelli previsti in sede di progettazione.

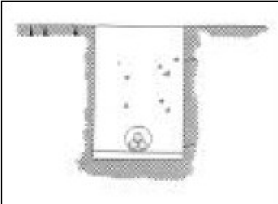
	Cu 50 - Al 70	180 A
	Cu 95 - Al 120	252 A
	Cu 120 - Al 185	324 A

Tabella 112

13.2. Tenuta termica al cortocircuito

In caso di cortocircuito occorre verificare che le relative correnti non determinino delle temperature eccessive nei conduttori e nell'isolamento.

I cavi unificati da impiegare nelle linee dorsali sono caratterizzati da una corrente massima ammissibile per la durata di 0,5 s, sempre superiore al valore unificato della corrente di cortocircuito trifase 12,5 kA assunto per la rete MT a 15 e 20kV.

In Tab. 13 sono riportati i cavi, da impiegare nelle linee di derivazione, le cui correnti di danneggiamento massime ammissibili risultano inferiori a 12,5 kA.

TIPO DI CAVO		Id (0,3 s) [kA]	Id (0,5 s) [kA]
ELICA VISIBILE	CU 50	> 12,5	10,1
	AL 70	12	9,1

Tabella 123

Utilizzando i programmi di calcolo automatico disponibili, deve essere verificata la tenuta termica del cavo prescelto per il nuovo ramo in funzione della corrente effettiva di cortocircuito trifase simmetrica nel punto d'inserimento dello stesso.

La verifica deve essere effettuata con riferimento a:

- potenza del trasformatore AT/MT e consistenza di rete MT esistenti
- potenza del trasformatore AT/MT e consistenza di rete MT previste nei Piani Regolatori di Rete AT e MT entro cinque anni.

Nell'allegato 1 alla presente Guida "Verifica della tenuta termica dei conduttori alle correnti di elevata intensità e breve durata" sono illustrati i criteri seguiti per la determinazione della corrente massima ammissibile dei cavi della corrente di cortocircuito in rete, allo scopo di verificare la tenuta termica dei cavi stessi alle correnti di elevata intensità di breve durata.

Per quanto attiene il tempo della durata del cortocircuito, si ritiene accettabile prendere in considerazione il valore di 0,3 s.

13.3. **Caduta di tensione**

La verifica della caduta di tensione nelle reti MT in cavo, sia per la loro limitata lunghezza che per i bassi valori di impedenza specifica, non è in genere determinante nella scelta delle sezioni. In genere risulta assai più determinante la verifica della portata.

Di seguito si riporta la formula per il calcolo della caduta di tensione percentuale:

$$\Delta V \% = \frac{dv \cdot l \cdot I}{V} \cdot 100$$

dove:

V = tensione di linea [V];

dv = caduta di tensione specifica, $\sqrt{3} \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi)$ [V/km A];

l = lunghezza della linea [km];

I = corrente di carico [A].e

con:

r = resistenza specifica [W/km];

x = reattanza specifica [W/km].

cosj = 0,9

La caduta di tensione specifica è indicata in Tab. 14.

FORMAZIONE (*) [n x mm ²]	RESISTENZA a 20°C r [Ω/km]	REATTANZA x [Ω/km]	CADUTA DI TENSIONE SPECIFICA dv [V/km A]
3x35+50Y	0,868	0,149	1,466
3x50+50Y	0,641	0,140	1,105
3x95+50Y	0,320	0,126	0,594
3x150+50Y	0,206	0,118	0,410

(*) I valori di **r**, **x** e **dv** sono i medesimi sia per isolamento in **G7** che per isolamento in **E4**.

Tabella 134

13.4. Collegamenti a terra

Gli schermi dei cavi MT devono essere messi a terra ad entrambe le estremità di ogni tratta, in corrispondenza delle terminazioni.

Qualora risulti necessario impedire il trasferimento di potenziali di terra pericolosi da un capo all'altro di uncavo, deve essere interrotta la continuità metallica dello schermo.

Ciò si realizza mantenendo scollegato dall'impianto di terra locale un estremo dello schermo in corrispondenza del terminale (Tav. C8.1)1, ovvero mediante l'esecuzione di appositi giunti di interruzione dello schermo (Tav. M2.3).

La presenza di giunti d'isolamento dello schermo di un cavo MT ovvero del collegamento a terra di una sola estremità dello stesso, deve essere segnalata in corrispondenza di entrambe le terminazioni mediante l'apposizione di cartelli sul cavo.

13.5. Protezione contro i rischi di incendio

L'esperienza ha posto in evidenza elevati livelli di rischio di incendio causati da guasti in giunti su cavi MT posati in aria e collocati in strutture quali sottoquadri di cabine primarie, cunicoli, camerette, gallerie od altro. Tali eventi di innesco e propagazione di incendio, oltre alla perdita del servizio, possono provocare danni all'ambiente.

In genere l'incendio si sviluppa dal giunto in guasto e si propaga ai giunti delle fasi adiacenti o, eventualmente, a quelli di altre linee. In quei casi, quando non è possibile prevenire la propagazione dell'incendio mediante inconsistente riempimento di sabbia, bisogna ricorrere all'impiego di protezioni ignifughe, di cui nella Tav. C9.1, C9.2 e C9.3 sono riportate caratteristiche e modalità di installazione.

È stata evitata la presenza di giunti installati in adiacenza a fasci di cavi esposti all'aria che facilitano la propagazione dell'incendio in caso di guasto di un giunto.

13.6. Progettazione delle canalizzazioni

Per canalizzazione si intende l'insieme del canale, delle protezioni e degli accessori indispensabili per la realizzazione di una linea in cavo sotterraneo (trincea, riempimenti, protezioni, segnaletica).

La materia è disciplinata, eccezione fatta per i riempimenti, dalla Norma CEI 11-17.

In particolare detta norma stabilisce che l'integrità dei cavi deve essere garantita da una robusta protezione meccanica supplementare, in grado di assorbire, senza danni per il cavo stesso, le sollecitazioni meccaniche, statiche e dinamiche, derivanti dal traffico veicolare (resistenza a schiacciamento) e dagli abituali attrezzi manuali di scavo (resistenza a urto).

La protezione meccanica supplementare non è necessaria nel caso di cavi posati a profondità maggiore di 0,5m se del tipo con neutro concentrico.

La profondità minima di posa per le strade di uso pubblico è fissata dal Nuovo Codice della Strada ad 1 m dall'estradosso della protezione; per tutti gli altri suoli e le strade di uso privato la profondità è fissata a 0,5 m, stabiliti dalla norma CEI 11- 17:

In seguito chiameremo condizione:

- TIPO A per profondità di posa 0.6 , 1 m
- TIPO B per profondità di posa >1 m fino a 1.4 m.

Il riempimento della trincea e il ripristino della superficie devono essere effettuati, nella generalità dei casi, ossia in assenza di specifiche prescrizioni imposte dal proprietario del suolo, rispettando i volumi dei materiali stabiliti dal "Capitolato tecnico per l'appalto dei lavori della distribuzione" e indicati nelle Tavole C1.1÷C3.4 (sezioni stradali standard).

La presenza dei cavi deve essere rilevabile mediante l'apposito nastro monitore (Tav. M8.1) posato a non meno di 0,2 m dall'estradosso del cavo ovvero della protezione, come raffigurato nelle tavole C1.1÷C3.4. Le modalità di fissaggio della fune per il traino del cavo, le sollecitazioni massime applicabili e i raggi di curvatura massimi sono riportati nelle Tavole U1.1 ÷ U2.2.

Di norma non sono da prevedere pozzetti o camerette di posa dei cavi in corrispondenza di giunti e deviazioni del tracciato.

13.7. Criteri per l'individuazione del tracciato

La progettazione delle linee in cavo sotterraneo deve essere improntata a criteri di sicurezza, sia per quanto attiene le modalità di realizzazione sia per quanto concerne la compatibilità in esercizio con le opere interferite.

La progettazione deve altresì mirare all'ottimizzazione del tracciato di posa in funzione del costo del cavo in opera, tenendo in particolare considerazione la riduzione dei tempi e dei costi di realizzazione.

In base alle disposizioni di legge in materia di affidamento di lavori in appalto, è fatto obbligo commissionare

l'esecuzione dei lavori solamente a fronte dell'autorizzazione all'esecuzione degli scavi.

Le distanze di sicurezza da mantenere nei riguardi delle opere interferite, desunte dalle norme CEI e dalle norme di legge di cui al punto 1, sono riportate nelle Tav. U3.1÷U3.13.

Si dovrà privilegiare, nei limiti del possibile, il percorso delle strade pubbliche o aperte al pubblico. Per definire dettagliatamente il tracciato occorre:

- rilevare, interpellando i proprietari interessati, la posizione degli altri servizi esistenti nel sottosuolo, quali: tubazioni di gas, acquedotti, cavi elettrici o telefonici, fognature ecc.;
- eseguire se necessario anche operazioni di sondaggio del terreno, praticando alcuni scavi ad intervalli opportuni e possibilmente in coincidenza dei punti di derivazione o giunzione;
- verificare la transitabilità dei macchinari.

Le occupazioni longitudinali devono essere di norma realizzate nelle fasce di pertinenza stradale, al di fuori della carreggiata, e possibilmente alla massima distanza dal margine della stessa.

E' stato privilegiato, nei limiti del possibile, il percorso su viabilità esistente. Il tracciato è stato definito:

- interpellando i proprietari interessati, la posizione degli altri servizi esistenti nel sottosuolo, quali: tubazioni di gas, acquedotti, cavi elettrici o telefonici, fognature ecc.;
- verificando la transitabilità dei macchinari.

13.8. Canalizzazioni unificate

La posa direttamente interrata è da prevedere solo per cavi con caratteristica di resistenza all'urto (Tav. M1.2).

13.9. Posa entro tubo di materiale plastico

Rispetto alla soluzione della posa direttamente interrata tradizionale, pur determinando una riduzione della portata del cavo, facilita le operazioni di posa del cavo.

il diametro interno del tubo e relativi accessori (curve, manicotti, ecc.) non deve essere inferiore a 1,4 volte il diametro del cavo ovvero il diametro circoscritto del fascio di cavi (Norma CEI 11-17).

I tubi e gli accessori impiegati devono rispondere alle caratteristiche riportate in Tav. M8.1.

Le sezioni di scavo sono quelle riportate nella Parte II (Tav. C2.1 ÷ C2.7).

13.10. Particolari costruttivi e specifiche tecniche

La Canalizzazione sarà realizzata in scavo longitudinale e trasversale a sezione obbligata di m. 0.40 x 1,20 di profondità lungo tutto il percorso con l'allargamento di m. 0.10 per ogni tubo in più da posare oltre al primo, Il tubo del tipo flessibile corrugato di sezione variabile 125/160 mm e sarà posato sul fondo della

canalizzazione protetto da uno strato di sabbia di m 0.20.

Gli elettrodotti saranno realizzati conformemente alle disposizioni CEI 11-17 vigenti ed antinfortunistica in vigore.

Durante l'esecuzione dei lavori sarà collocata e mantenuta la necessaria segnaletica diurna e notturna prevista dall'articolo 21 del Nuovo Codice della Strada e dagli articoli dal 30 al 43 del relativo Regolamento di Attuazione. Gli schemi segnaletici da adottare per il segnalamento temporaneo del cantiere saranno quelli previsti nel D.M. 10/07/2002.

14. CARATTERISTICHE TECNICHE ED ELEMENTI COSTRUTTIVI COMUNI

Si applicano a locali situati in edifici civili e ove applicabili ad impianti in muratura, ed in occasione del rifacimento degli impianti esistenti.

14.1. *Caratteristiche costruttive*

Il box deve essere realizzato ad elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato o a struttura monoblocco, tali da garantire pareti interne lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali.

Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione degli elementi costituenti il box, deve essere additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni d'acqua per capillarità.

Il box realizzato deve assicurare verso l'esterno un grado di protezione IP 33 Norme CEI EN 60529. A tale scopo le porte e le finestre utilizzate debbono essere del tipo omologato e-distribuzione.

Per i manufatti monoblocco deve essere consentito lo spostamento del box completo di apparecchiature con l'esclusione del trasformatore.

A tale proposito ogni Costruttore deve indicare su di una targa fissata all'interno, lo schema di sollevamento della cabina.

I quadri BT saranno posizionati su un supporto di acciaio utilizzando i supporti distanziatori unificati DS 3055.

Per i quadri MT, il Costruttore dovrà assicurarne il bloccaggio all'interno della cabina durante il trasporto.

Le dimensioni della cabina e lo schema funzionale sono riportate in Fig. 1: "Pianta cabina consegna Utente, Locale misura ed il posizionamento delle apparecchiature elettriche". Nella figura di cui sopra sono riportate le dimensioni minime di riferimento della cabina e la disposizione ottimale delle apparecchiature. Lo schema elettrico di media tensione e quello di bassa può variare in base alle esigenze impiantistiche.

Per quanto su esposto il progetto architettonico e funzionale definitivo, costituito essenzialmente da un elaborato grafico, deve essere preventivamente approvato da Terna.

PIANTA

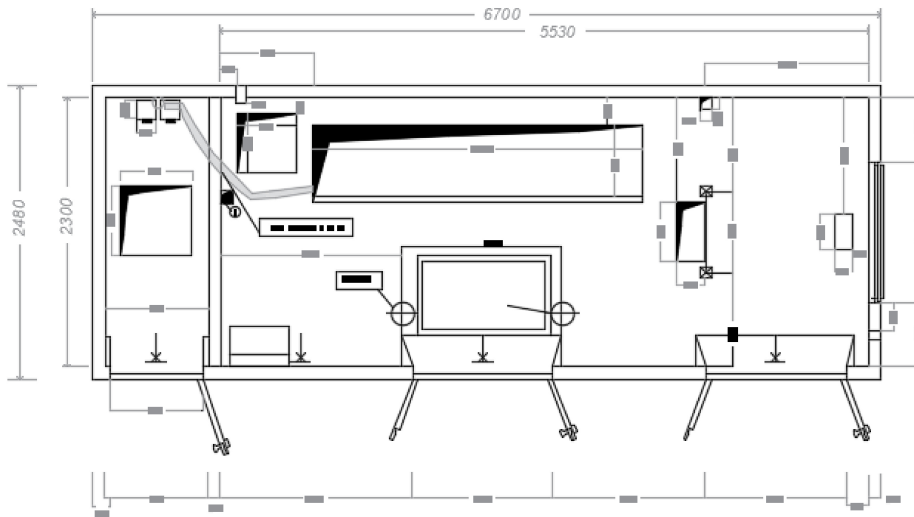


Fig. 1: Pianta cabina consegna Utente

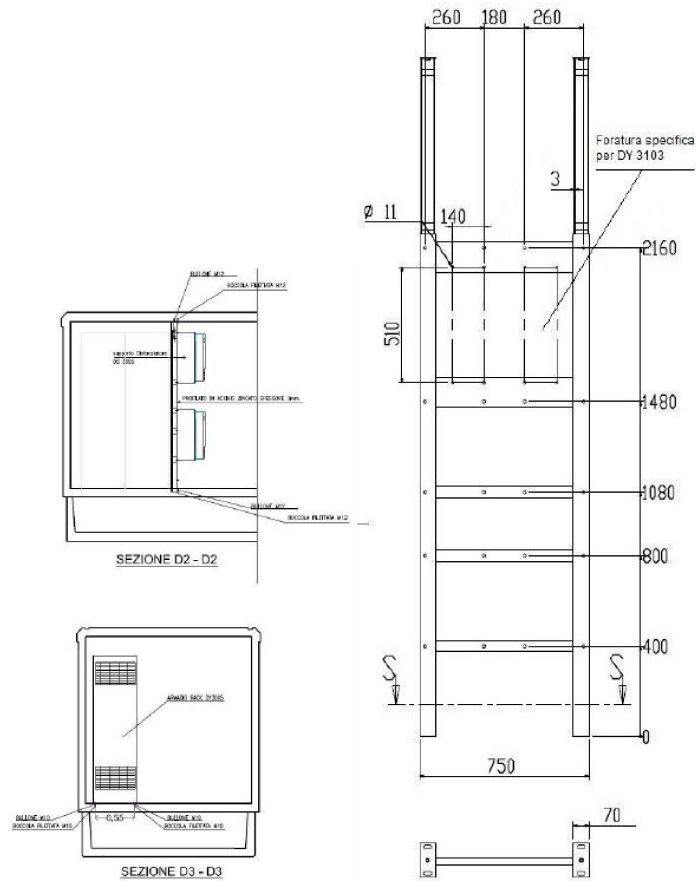


Fig 2- Telaio porta Quadri BT DY 3009 / Quadro rack DY3005/1

14.2. Carichi di progetto

I carichi di progetto da considerare nel calcolo delle strutture costituenti la cabina sono:

pressione del vento

La pressione del vento sarà pari a $q(z)=190$ daN/m², corrispondente ai seguenti parametri: altitudine mt. 1000 sul livello del mare; macrozonazione: zona 4; periodo di ritorno: $T_r=50$ anni;

azione del carico di neve sulla copertura

Sulla copertura sarà considerato un carico pari a $q_s=480$ daN/m², corrispondente ai seguenti parametri: altitudine mt. 1000 sul livello del mare; macrozonazione: zona I; periodo di ritorno: $T_r=50$ anni; coefficiente di esposizione: $C_E=1,0$ (classe topografica normale); coefficiente di forma: $m=0,8$ (copertura piana).

azione sismica:

Per quanto concerne la valutazione dell'azione sismica, a seconda delle modalità costruttive adottate, si possono impiegare diverse metodologie di calcolo.

Nel caso in cui si ammette un comportamento strutturale dissipativo si effettuerà una progettazione agli stati limite ultimi; i parametri di riferimento di calcolo sono di seguito riportati.

PARAMETRI SISMICI			
Vita Nominale (Anni)	50	Classe d'uso	Prima
Long. EST (GRD)	14,191162	Latitudine Nord	37,496863
Categoria Suolo	C		
PARAMETRI SPETTRO ELASTICO – SISMA S.L.D.			
Periodo ritorno (Anni)	50		
Accelerazione A_g [g]	0,036	Periodo T'_c	0,269
F_o	2,511	Periodo TB	0,05
Periodo T_c	0,15	Periodo TD	1,00
PARAMETRI SPETTRO ELASTICO – SISMA S.L.V.			
Periodo ritorno (Anni)	475		
Accelerazione A_g [g]	0,079	Periodo T'_c	0,444
F_o	2,588	F_v	0,981
Fattore Statigrafia 'S'	1	Periodo TB	0,203
Periodo T_c	0,609	Periodo TD	1,916

Lo Spettro di progetto pertanto sarà definito dal periodo di vibrazione: $T_B < T < T_c$.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'EL_48 "Relazione geologica".

Nel caso in cui si ammette un comportamento strutturale non dissipativo, in considerazione del parere del Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici – Adunanza del 14 dicembre 2010 (Protocollo 155/2010) – è possibile progettare strutture non dissipative, purché si adotti un fattore di struttura unitario insieme con l'utilizzo del livello di azione corrispondente allo Stato Limite Ultimo.

In tal caso non è necessario l'utilizzo di accorgimenti quali la gerarchia delle resistenze, il cui effetto può esplicarsi solo al superamento del comportamento elastico della struttura. Resta comunque inteso che si debba ottemperare alle prescrizioni contenute nel Capitolo 4 delle NTC 2008 che garantiscono un livello significativo di duttilità. La spinta del vento e l'azione sismica devono essere considerate separatamente l'una dall'altra, in conformità alla Legge 2 Febbraio 1974 n. 64, art. 10.

- sollevamento e trasporto del box

Le sollecitazioni dovute al sollevamento ed al trasporto del box completo di apparecchiature (escluso il trasformatore) il cui peso è stimabile in circa 1200 daN.

- carichi mobili e permanenti sul pavimento

I carichi mobili e permanenti sul pavimento della cabina, sono:

- carico permanente, uniformemente distribuito di 600 daN/m²;
- carico mobile di 4500 daN, lato trasformatore, da poter posizionare ovunque per una fascia di 1400 mm, come indicato in Fig 1, distribuito su quattro appoggi situati ai vertici di un quadrato di 1 m di lato
- carico mobile di 3000 daN, lato scomparto MT, da poter posizionare ovunque nella zona consegna, come indicato in Fig 1, distribuito su quattro appoggi situati ai vertici di un quadrato di 1 m di lato

Le verifiche strutturali saranno eseguite secondo le prescrizioni delle vigenti Norme per le costruzioni in calcestruzzo armato in zona sismica, nelle condizioni più conservative.

14.3. Impianto elettrico

L'impianto elettrico, del tipo sfilabile, deve essere realizzato con cavo unipolare di tipo antifiamma, con tubo in materiale isolante incorporato nel calcestruzzo e deve consentire la connessione di tutti gli apparati necessari per il funzionamento della cabina (SA, UP, ecc.).

In particolare:

- n.1 quadri di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari SA (DY 3016/3) che sarà installato nel rack (DY3005);
- n.4 lampade di illuminazione, installate una nel vano misure e tre nel vano consegna (DY3021);

- l'alimentazione di ognuna delle lampade di illuminazione è realizzata con due cavi unipolari di 2,5 mm², in tubo in materiale isolante incorporato nel calcestruzzo con interruttore bipolare IP>40;
- n.1 Telaio porta Quadri BT (Fig. 2) in acciaio zincato a caldo (spessore minimo 12μ);
- n.1 distanziatore per quadri BT (DS3055);
- un armadio rack - omologato e-distribuzione - del tipo a rastrelliera idoneo a contenere cassette da 19" (DY 3005).

Tutti i componenti dell'impianto devono essere contrassegnati con un marchio attestante la conformità alle norme e l'intero impianto elettrico deve essere corredato da dichiarazione di conformità come da DM 22 gennaio 2008, n.37.

14.4. Impianto di messa a terra

La cabina deve essere dotata di un impianto di terra di protezione dimensionato in base alle prescrizioni di Legge ed alle Norme CEI EN 50522: 2011-03 (CEI 99-3) e CEI EN 61936 -1: 2011-03 (CEI 99-2).

Il collegamento interno-esterno della rete di terra deve essere realizzato con n. 2 connettori in acciaio inox, annegati nel calcestruzzo e collegati all'armatura o con analogo sistema che abbia le stesse caratteristiche. L'armatura metallica delle strutture deve essere collegata a terra per garantire l'equipotenzialità elettrica. I connettori devono essere dotati di boccole filettate a tenuta stagna, per il collegamento della rete di terra, facenti filo con la superficie interna ed esterna della vasca.

Per quanto riguarda l'impianto di terra interno, tutte le masse delle apparecchiature MT e BT che fanno parte dell'impianto elettrico devono essere collegate all'impianto di terra interno messe a terra, in particolare:

- quadro MT;
- cassone del trasformatore MT/BT;
- rack apparecchiature BT
- telaio per quadri BT
- le masse di tutte le apparecchiature BT

L'impianto di terra esterno viene fornito in opera ed è costituito da anello con dimensioni descritte nella specifica tecnica e-distribuzione DG2061 in vigore. Nel caso in cui sia necessario potenziare l'impianto di terra base ovvero lo stesso non sia realizzabile, questo può essere integrato da dispersori orizzontali (baffi) escludendo l'uso di ulteriori picchetti.

Qualora non sia possibile integrare l'impianto di terra mediante dispersori orizzontali (baffi) si può valutare l'opportunità di installare, all'interno dell'anello, uno o più picchetti di profondità.

I dispersori orizzontali vengono realizzati in corda nuda di rame da 35 mm² e collocati sul fondo di una trincea. Si raccomanda che i dispersori (treccia e picchetti) siano circondati da terra vagliata leggermente costipata.

Occorre evitare inoltre il contatto dei dispersori con pietre o ghiaietto che aumenterebbe la resistenza di terra e con il terreno locale che potrebbe corrodere il dispersore.

14.5. Pareti

Le pareti devono essere realizzate in conglomerato cementizio vibrato, adeguatamente armate di spessore non inferiore a 9 cm.

Il dimensionamento dell'armatura dovrà essere quella prevista dal D.M. 14 gennaio 2008.

Sulla parete lato finestre si dovrà fissare un passante in materiale plastico, annegato nel calcestruzzo in fase di getto, per consentire il passaggio di cavi elettrici temporanei.

Tale passante deve avere un diametro interno minimo di 150 mm, deve essere dotato di un dispositivo di chiusura/apertura funzionante solo con attrezzi speciali e deve garantire la tenuta anche in assenza di cavi.

Sulla parete opposta a quella contenente le porte, in corrispondenza dell'armadio Rack, deve essere previsto un Sistema Passacavo ($\Phi > 80$ mm) per l'antenna.

Nel box devono essere installati:

- n. 2 porte omologate in resina (DS 919) o in acciaio zincato/inox (DS 918) complete di serrature omologate (DS 988)
- n. 2 finestre in resina (DS 927) o in acciaio inox (DS 926);
- n. 1 porta ad un'anta in resina o in acciaio zincato/inox (DS 918) da 800 mm

Le porte, il relativo telaio ed ogni altro elemento metallico accessibile dall'esterno devono essere elettricamente isolate dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) e dalla armatura incorporata nel calcestruzzo.

14.6. Pavimento

Il pavimento a struttura portante, deve avere uno spessore minimo di 10 cm e dimensionato per sopportare i carichi di cui al § 4.2. punto e.

Tali strutture devono essere realizzate in modo da non impedire il passaggio dei cavi e se in acciaio devono essere zincate a caldo (Norme CEI 7-6).

Sul pavimento devono essere previste le aperture della Fig. 1 e precisamente:

- apertura minima di dimensioni 650 mm x 2800 mm per gli scomparti MT; devono essere forniti gli elementi di copertura in VTR considerando il posizionamento minimo di tre scomparti MT;
- aperture di dimensioni 300 mm x 150 mm per il trasformatore MT/BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi MT;
- apertura di dimensioni 1000 mm x 600 mm completa di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter sopportare un carico concentrato in mezzeria di 750 daN;
- apertura di dimensioni 500 mm x 250 mm per i quadri BT per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT;
- apertura di dimensioni 500 mm x 500 mm per il rack dei pannelli elettronici per l'accesso alla vasca di fondazione dei cavi BT;
- apertura di dimensioni 600 mm x 600 mm per il vano misure completa di plotta di copertura removibile in VTR avente un peso inferiore a 25 daN e una capacità portante tale da poter sopportare un carico concentrato in mezzeria di 600 daN.

In corrispondenza della porta d'entrata dovrà essere previsto un rialzo del pavimento di 40 mm per impedire l'eventuale fuoriuscita dell'olio trasformatore.

Nel pavimento deve essere inglobato un tubo di diametro esterno (De) non inferiore a 60 mm collegante i dispositivi di misura situati nel locale utente con i scomparti MT del locale consegna.

Sul bordo dell'apertura per l'accesso alla vasca di fondazione deve essere inserito un punto accessibile sull'armatura della soletta del pavimento, per la verifica della continuità elettrica con la rete di terra.

Durante la fase di getto, devono essere incorporati gli inserti di acciaio, necessari per il fissaggio del supporto in acciaio per apparecchiature BT e l'impianto di messa a terra.

Tali inserti chiusi sul fondo, devono essere saldati alla struttura metallica e facenti filo con la superficie della parete. Gli inserti devono avere la filettatura ben pulita, ingrassati e corredati di tappi in plastica.

Per quanto riguarda il fissaggio della struttura di sostegno dei quadri BT sulla copertura, dovendo garantire la verticalità del sostegno stesso, saranno accettate soluzioni alternative alle boccole come ad esempio inserti scorrevoli, purché siano sempre collegati all'armatura ed annegati nel cls, e che la soluzione rimanga sempre filo con la superficie interna della copertura. La soluzione adottata sarà messa al vaglio in sede di accettazione di e-distribuzione.

In prossimità del foro per il rack devono essere installate n.4 boccole filettate annegate nel cls facenti filo con il pavimento, utili al fissaggio del quadro rack.

Per i particolari di cui sopra (fissaggio telaio QBT/fissaggio rack), si rimanda alle indicazioni presenti nella specifica tecnica e-distribuzione DG2061 in vigore.

14.7. Copertura

La copertura deve essere opportunamente ancorata alla struttura e garantire un coefficiente medio di trasmissione del calore minore di $3,1 \text{ W/}^\circ\text{C m}^2$.

La copertura sarà a due falde - lati corti – ed avrà una pendenza del 2% su ciascuna falda e dovrà essere dotata per la raccolta e l'allontanamento dell'acqua piovana, sui lati lunghi, di due canalette in VTR di spessore di 3 mm.

La copertura deve essere inoltre protetta da un idoneo manto impermeabilizzante prefabbricato costituito da membrana bitume-polimero, flessibilità a freddo -10° C , armata in filo di poliestere e rivestita superiormente con ardesia, spessore 4 mm (esclusa ardesia), sormontato dalla canaletta.

La copertura stessa, fermo restando le altre caratteristiche geometriche e meccaniche, potrà essere fornita a due falde con pendenza come richiesto dalle Autorità competenti – Comuni, Sovrintendenze Beni Culturali ed ambientali etc. - prevedendo un rivestimento in cotto o laterizio (coppi o tegole) oppure in pietra naturale o ardesia. Il costruttore dovrà redigere un progetto ad hoc, timbrato e firmato da un progettista iscritto all'albo, sottoporlo all'approvazione di e-distribuzione territoriale e presentarlo all'Amministrazione Regionale competente per territorio.

14.8. Sistema di ventilazione

La ventilazione all'interno del box deve avvenire tramite due aspiratori eolici, in acciaio inox del tipo con cuscinetto a bagno d'olio, installati sulla copertura e le due finestre di aerazione in resina o in acciaio (DS 927 – DS 926), posizionate sul fianco del box, come indicato nella tabella di unificazione.

Gli aspiratori dovranno avere un diametro minimo di 250 mm ed essere dotati di rete antinsetto di protezione removibile maglia 10x10 e di un sistema di bloccaggio antifurto. Ad installazione avvenuta, garantiranno una adeguata protezione contro l'introduzione di corpi estranei e la penetrazione di acqua.

L'acciaio inox degli aspiratori deve essere del tipo AISI 304 (acciaio al Cr-Ni austenitico) come da UNI EN 10088-1:2005

Gli aspiratori dovranno essere posizionati nella zona intermedia tra i quadri di media tensione e la parete anteriore (porte) in modo da evitare che possibili infiltrazioni d'acqua finiscano sulle apparecchiature elettriche MT o BT (v. fig. 1).

Gli aspiratori eolici devono essere isolati elettricamente dall'impianto di terra (CEI EN 50522:2011-07) ed all'armatura incorporata nel calcestruzzo.

14.9. Basamento

Preliminarmente alla posa in opera del box, sul sito prescelto deve essere interrato il basamento d'appoggio prefabbricato in c.a.v., realizzato in monoblocco o ad elementi componibili in modo da creare una vasca stagna sottostante tutto il locale consegna dello spessore netto di almeno 50 cm (compresi eventuali sostegni del pavimento).

Tra il box ed il basamento deve essere previsto collegamento meccanico (come da punto 7.2.1 del DM 14/01/2008) prevedendo un sistema di accoppiamento tale da impedire eventuali spostamenti orizzontali del box stesso ed un sistema di sigillatura al contatto box-vasca, tale da garantire una perfetta tenuta all'acqua.

Deve essere altresì dotato di fori per il passaggio dei cavi MT e BT, posizionati ad una distanza dal fondo della vasca tale da consentire il contenimento dell'eventuale olio sversato dal trasformatore, fissato in un volume corrispondente a 600 litri.

I fori dovranno essere predisposti di flange a frattura prestabilita verso l'esterno e predisposti per l'installazione dei passacavi (foro cilindrico e superficie interna levigata) conformi alla specifica tecnica DS920; tali passacavi montati dall'interno dovranno garantire i requisiti di tenuta stagna anche in assenza dei cavi.

Quando la cabina box è adiacente ad altri locali, l'intercapedine sottostante dovrà essere stagna; eventuali fori di collegamento con gli altri locali dovranno essere posizionati e sigillati con le caratteristiche uguali al resto della vasca di fondazione come sopra riportato (altezza dei fori e sistema passacavo).

14.10. Finiture

La cabina deve essere perfettamente rifinita sia internamente che esternamente.


Gli eventuali giunti di unione delle strutture e tutto il perimetro del box nel punto di appoggio con il basamento, devono essere sigillati per una perfetta tenuta d'acqua.

Le pareti interne ed il soffitto, devono essere tinteggiate con pitture a base di resine sintetiche di colore bianco. Le pareti esterne devono essere trattate con rivestimento murale plastico idrorepellente costituito da resine sintetiche pregiate, polvere di quarzo, ossidi coloranti ed additivi che garantiscano il perfetto ancoraggio sul manufatto, resistenza agli agenti atmosferici anche in ambiente industriale e marino, inalterabilità del colore alla luce solare e stabilità agli sbalzi di temperatura (-20°C +60°C); colore RAL 1011 (beige-marrone) della

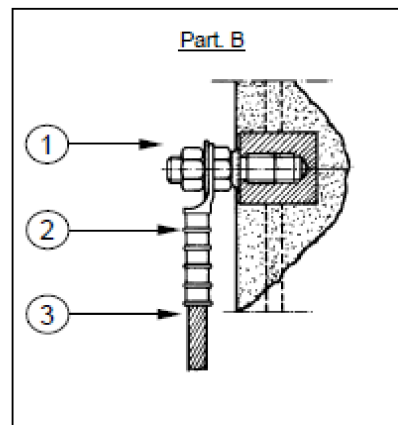
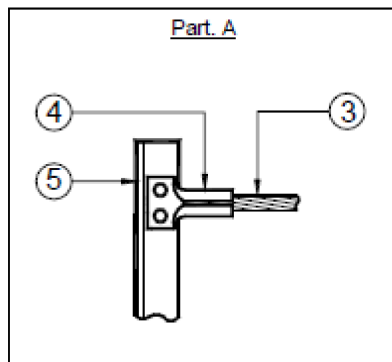
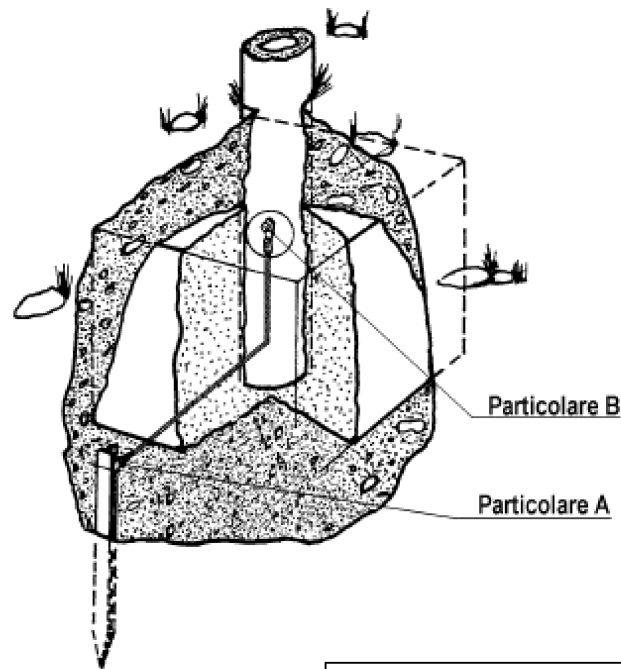
scala RAL-F2. A richiesta le pareti esterne dovranno essere rivestite in listelli di cotto greificato di prima scelta(dimensioni raccomandate 24x6).

Al basamento deve essere applicata una emulsione bituminosa o primer su tutte le facciate esterne, alla base interna ed alle facciate interne.

L'elemento di copertura deve essere trattato con lo stesso rivestimento sopracitato, ma con colore RAL 7001(grigio argento) della scala RAL-F2. Fanno eccezione, ovviamente, le coperture richieste a due falde in cotto, laterizio, pietra o ardesia.

	<i>Linee in cavo aereo MT</i>	Tavola
	SOLUZIONI COSTRUTTIVE COLLEGAMENTI DI MESSA A TERRA	C1.1
		Ed. 1 Giugno 2003

Dispensore per sostegni tubolari



DIREZIONE RETE – SUPPORTO INGEGNERIA

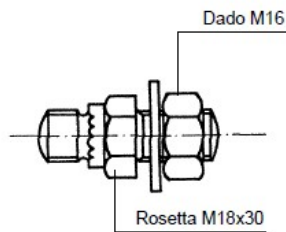
ELENCO MATERIALI		
Rif.	Descrizione	Tavola
1	Morsetto per collegamenti di terra dei pali delle linee aeree MT	M7.1
2	Capocorda a compressione per morsetto di terra	
3	Conduttore in corda di rame da 35 mm ²	
4	Capocorda a compressione dritto con attacco piatto a due fori per paletto di terra	
5	Paletto di terra	

MATERIALI
MATERIALI PER COLLEGAMENTI
DI MESSA A TERRA

M7.1

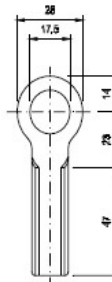
Ed. 1 Giugno 2003

Morsetto per collegamenti di terra



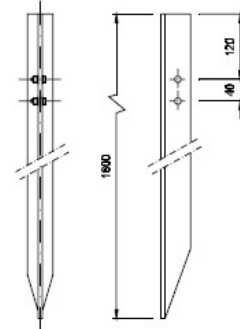
Matricola	Tabella
23 98 01	DR 1025 (2398 M)

Capocorda a compressione per morsetto di terra



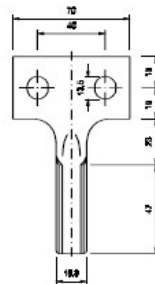
Matricola	Tabella
23 98 01	DR 1025 (2398 M)

Paletto di terra in profilato di acciaio



Matricola	Tabella
21 70 00	DR 1015 (2170 C)

Capocorda a compressione dritto con attacco piatto a due fori per paletto di terra



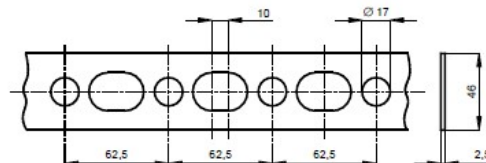
Matricola	Tabella
21 77 03	DR 1020 (2177 B)

Conduttori in corda di rame



Matricola	Sezione [mm ²]	Tabella
31 04 02	25	DC 7 (3104 B)
31 04 04	35	DC 8 (3104 C)

Piattina di zinco



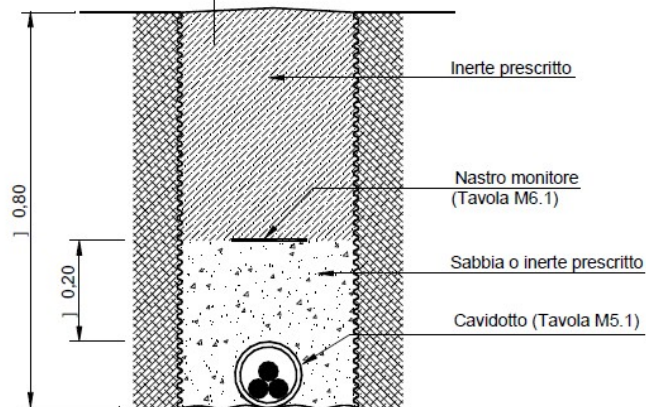
Matricola	Tabella
23 98 05	DR 1010 (2398 L)

Quote in mm

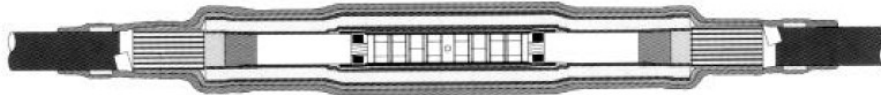
Posa di n° 1 cavo MT su strada sterrata o terreno agricolo (Norme CEI 11-17)

Canalizzazione Tipo A
(profondità di posa 0,60 ÷ 1,00)

Quote in metri



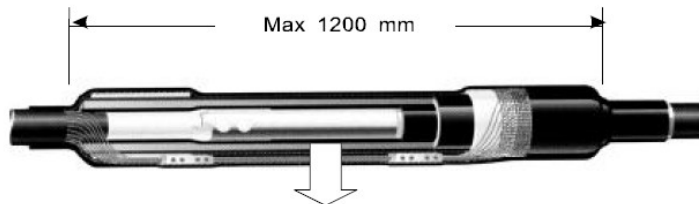
Giunti diritti unipolari per cavi tripolari ad elica visibile



Matricola	Sezione cavo [mm ²]	Soluzione costruttiva	Tabella	Connettore
27 10 71	50 ÷ 185	Retraibile a caldo	DJ 4376	Tabella 1 Tav. M2.5
27 10 73		Elastico o retraibile a freddo		

Giunti diritti unipolari per la riparazione di cavi tripolari ad elica visibile con isolamento estruso o in carta impregnata

Questo tipo di giunzioni può essere utilizzato per la riparazione di cavi danneggiati, se il tratto del conduttore da riparare non supera i 300 mm circa.



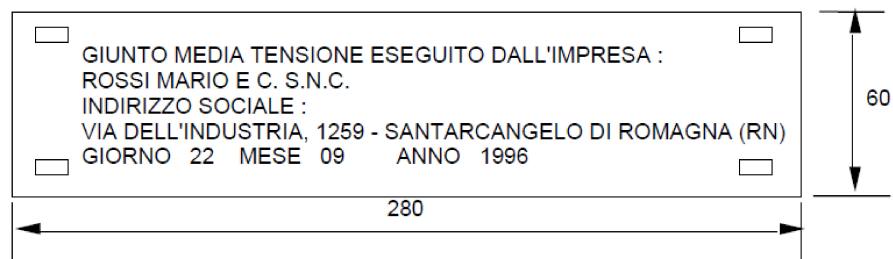
Connettore a compressione diretto di tipo allungato

Matricola	Sezione cavo [mm ²]	Tipo cavo	Tabella	Connettore
27 01 14	70 ÷ 185	Isolato in HEPR o XLPE	DJ 4379	Tabella 2 Tav. M2.5
27 01 16	95 ÷ 240	Isolato in carta		

Quote in mm

ENEL-CAVI

Fig. A



(Esempio di targa identificatrice esecutore giunto)
Materiale : PVC Sp.= 4 mm o Acciaio inox Sp.= 1mm

Fig. B

Fig.	Denominazione	Matricola	Tabella
A	Nastro monitore per indicazione della presenza dei cavi elettrici interrati	85 88 33 ⁽¹⁾	DS 4285
B	Targa identificatrice esecutore giunto	----	----

⁽¹⁾ Materiale di fornitura impresa