

00	Progetto Definitivo				02/11/2023	PRR
Voltalia Italia S.r.l. Viale Montenero, 32 Milano (MI) - 20135 - Italia				Tel. +39 02 89095269 info.italia@voltalia.com www.voltalia.it		
DISEGNATO: PRR		CONTROLLATO: VCC		APPROVATO: VCC		
SCALA:	DATA: 02/11/2023	FOGLIO: 001/043	FORMATO A4			
COMUNE DI NARO E CAMPOBELLO DI LICATA (AG) Progetto definitivo di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte solare con potenza installata di 30,85 MW ed immessa in rete di 28,80 MW, da realizzarsi nel Comune di Naro (AG), C/da Siritino, C/da Palmera, C/da Risichittè, C/da Robbanova e limitatamente alle opere di Connessione nel Comune di Campobello di Licata (AG), C/da Tre Fontane snc					IL PRESENTE DOCUMENTO E' DI NOSTRA PROPRIETA' E NON PUO' ESSERE RIPRODOTTO O INVIATO SENZA LA NOSTRA AUTORIZZAZIONE.	
TITOLO: RELAZIONE TECNICA IMPIANTO ELETTRICO					Documento N. DEV-PLN-048-00-IT-S-RAN01-IT	

00

Sommario

INDICE FIGURE	3
INDICE TABELLE	4
PREMESSA	5
1. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	5
1.1. <i>Leggi e decreti</i>	5
1.2. <i>Deliberazioni AEEG.....</i>	7
1.3. <i>Norme</i>	8
1.3.1. Criteri di progetto e documentazione	8
1.3.2. Sicurezza elettrica	8
1.3.3. Fotovoltaico	8
1.3.4. Quadri elettrici	9
1.3.5. Rete elettrica ed allacciamenti degli impianti.....	9
1.3.6. Cavi, cavidotti ed accessori.....	10
1.3.7. Conversione della potenza	11
1.3.8. Scariche atmosferiche e sovratensioni.....	11
1.3.9. Dispositivi di potenza	12
1.3.10. Compatibilità elettromagnetica	12
1.3.11. Energia solare	12
1.3.12. Altri documenti.....	13
1.4. <i>Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici.....</i>	13
2. CARATTERISTICHE DELL'IMPIANTO.....	14
3. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	15
3.1. Coordinamento tra le tensioni dell'inverter e del generatore	15
4. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE CONTINUA.....	20
4.1. Dimensionamento cavi di stringa	20
4.2. Dimensionamento cavi collettori in c.c.....	21
4.3. Caduta di tensione cavi lato cc	22
5. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA	25
5.1. Dimensionamento cavi uscita Inverter.....	25
5.2. Dimensionamento cavi dalla sbarra di parallelo al trasformatore	26
5.3. Dimensionamento cavi lato MT in uscita dal trasformatore	28
5.4. Scelta dei dispositivi di generatore (DDG).....	29

5.5.	Messa a terra del trasformatore.....	29
5.6.	Scelta dispositivo generale di protezione lato BT.....	29
5.7.	Scelta del dispositivo generale (DG) lato MT associato alla protezione generale (PG)30	
5.8.	Scelta dispositivo di Interfaccia in MT (DI & SPI).....	31
6.	POSA DEI CAVI.....	32
7.	QUADRI IN CORRENTE CONTINUA	33
7.1.	Quadri di parallelo stringhe	33
7.2.	Quadri di sottocampo.....	33
8.	QUADRI IN BASSA TENSIONE	34
8.1.	Quadro protezione inverter	34
8.2.	Barre parallelo BT e quadro	34
9.	QUADRO MT.....	35
10.	PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE.....	36
11.	MISURA DELL'ENERGIA	37
11.1.	Competenze relative ai misuratori.....	37
12.	COLLAUDO, VERIFICHE E MANUTENZIONE.....	38
12.1.	Misure e prove.....	39
12.2.	Misure di tensione e di corrente	39
12.3.	Misure di potenza (prestazioni).....	40
12.4.	Prova dell'inverter	41
12.4.1.	Prova di avviamento	41
12.4.2.	Prova di mancanza rete	41
13.	CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO	42
14.	CAMPI ELETTRROMAGNETICI.....	43



Progetto definitivo di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte solare con potenza installata di 30,85 MW ed immessa in rete di 28,80 MW, da realizzarsi nel comune di Naro (AG), C/da Siritino, C/da Palmera, C/da Risichittè, C/da Robbanova e limitatamente alle opere di connessione nel comune di Campobello di Licata (AG), c.da Trefontane snc

INDICE FIGURE

Figura 1 Esempio di guasto a terra.....	20
---	----

INDICE TABELLE

Tabella 1 Dati riepilogativi impianto.....	14
Tabella 2 dati elettrici modulo FV e Coefficienti di temperatura	16
Tabella 3 Caratteristiche tecniche dell'inverter Huawei SUN2000-185KTL	17
Tabella 4 Caratteristiche sottocampi	18
Tabella 5 Caratteristiche tecniche ed elettriche dei moduli fotovoltaici.....	19
Tabella 6 Risultati e verifiche di funzionamento inverter.....	19
Tabella 7 Caratteristiche tecniche del trasformatore BT/MT.....	28
Tabella 8 Caratteristiche quadro MT.....	35
Tabella 9 Competenze misuratori.....	37
Tabella 10 Collaudo e verifica periodica dei vari elementi d'impianto	39

PREMESSA

Il presente documento tecnico costituisce la Relazione di calcolo elettrico relativo al progetto di un cluster costituito da 3 impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica di potenza totale installata pari a **30.853,68 kWp** da realizzare nel Comune di Naro (AG) nelle contrade Siritino, Palmera, Risichittè e Robbanova

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.37 del 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 EN 61936-1 (99-2) “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 EN 50110-1 (11-48) “Esercizio degli impianti elettrici”.
- CEI EN 50160 (8-9) “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2011 e smi)”.

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 mescola 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 61386 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche.
- 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”.

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 62305-2 “Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- CEI 62305 “Protezione contro i fulmini”.
- CEI EN 62561-1 (81-24) “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 (121-12) “Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici”.

1.3.10. Compatibilità elettromagnetica

- CEI EN 61000-6-3 (210-65) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- CEI EN 61000-6-1 (210-64) “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”.
- 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 nella sua totalità:

Potenza	30.853,68 kWp
Numero di Inverter	N° 33 Inverter Trifase HUAWEI SUN2000-330-ktl
Tipo di generazione	c.a. Trifase a 800 V
Connessione alla rete	Trifase a 20000 V con trasformatori da 2000 kVA
Superficie captante moduli	Circa 13 ha
Orientamento dell'impianto	-90° Est / 90° Ovest
Inclinazione moduli	-50° / + 50°
Numero di moduli totali	53.196
Posizionamento	File parallele
Composizione delle file	2046 strutture (26 moduli)
Distanza tra le file	Circa 4 m
Sistema di fissaggio	Sistema di fissaggio integrato nelle strutture
Numero totale di stringhe	2046
Numero di stringhe per inverter	10/11
Numero di moduli per stringa	26 moduli in serie

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 (2°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 (65°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_{mmpmax} del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura (2°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 (65°C), nel funzionamento MPP, I_{MPPx} , 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 rispettivamente per la tensione a vuoto U_{OC} e per la corrente I_{MPP} .

Temperature (°C) Amb Cell

Minima	-1°C	-1°C
Media	27°C	57°C
Massima	35°C	65°C

Electrical Characteristics STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR5-72HTH-560M		LR5-72HTH-565M		LR5-72HTH-570M		LR5-72HTH-575M		LR5-72HTH-580M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	560	418	565	422	570	426	575	430	580	433
Open Circuit Voltage (Voc/V)	51.61	48.46	51.76	48.60	51.91	48.74	52.06	48.88	52.21	49.02
Short Circuit Current (Isc/A)	13.94	11.26	14.01	11.31	14.07	11.36	14.14	11.42	14.20	11.47
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	43.46	39.66	43.61	39.79	43.76	39.93	43.91	40.07	44.06	40.20
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.89	10.55	12.96	10.61	13.03	10.67	13.10	10.72	13.17	10.78
Module Efficiency(%)	21.7		21.9		22.1		22.3		22.5	

Tabella 2 dati elettrici modulo FV e Coefficienti di temperatura

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

$$U_{OCX} = U_{OC} + \beta_{U_{OC}} \cdot (T_{cell_{min}} - T_{STC}) = 52,21 \text{ V}$$

dove:

- $U_{OC} = 49,02 \text{ V}$
- $T_{STC} = 25 \text{ °C}$
- $T_{cell_{min}} = -1 \text{ °C}$.

Nell'impianto fotovoltaico in esame sono previste 21 stringhe per inverter, ciascuna da 26 moduli in serie si ha:

$$U_{OCXstringa} = 26 \cdot U_{OCX} = 1.274,52 \text{ V}$$

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:

$$\beta_{U_{MPP}} = -0,275 \text{ V/°C}$$

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

$$U_{MPPmin} = U_{MPP} + \beta_{U_{MPP}} \cdot (T_{cell_{min}} - T_{STC}) = 40,20 \text{ V}$$

dove:

- $U_{MPP} = 44,06 \text{ V}$
- $T_{STC} = 25 \text{ °C}$
- $T_{cell_{max}} = 65 \text{ °C}$.

si ha:

$$U_{MPP\ min\ stringa} = 26 \cdot U_{MPPmin} = 1.045,20\ V$$

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

$$U_{MPPmax} = U_{MPP} + \beta_{U_{MPP}} \cdot (T_{cell_{max}} - T_{STC}) = 52,96\ V$$

si ha:

$$U_{MPP\ max\ stringa} = 26 \cdot U_{MPPmax} = 1.376,96\ V$$

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

$$I_{MPP\ max\ stringa} = I_{MPP} + \beta_{I_{MPP}} \cdot (T_{STC} - T_{cell_{min}}) = 10,89\ A$$

dove:

- $I_{MPP} = 13,17\ A$.

Gli inverter scelti hanno ciascuno 9 canali MPPT indipendenti, su ogni inverter sono collegate in parallelo 2 stringhe per ogni canale MPPT la corrente massima da considerare è:

$$I_{MPPmax} = 2 \cdot I_{MPP} = 26,34\ A$$

L'impianto prevede l'installazione di n° 33 Inverter tutti identici e quindi tali verifiche restano valide per tutti i sottocampi.

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥ 99.0%
European Efficiency	≥ 98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	THD _i < 1% (Rated)
Protection	
Smart String-level Disconnection (SSLD)	Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Detection	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Detection Unit	Yes

Tabella 3 Caratteristiche tecniche dell'inverter Huawei SUN2000-330 ktl-H

Numero di moduli in serie in una stringa		26
Numeri di stringhe per sottocampo		
	Naro_AG 3	693
	Naro_AG 4	693
	Naro_AG 5	660
Numeri di modulo per sottocampo		
	Naro_AG 3	18.018
	Naro_AG 4	18.018
	Naro_AG 5	17.160

Tabella 4 Caratteristiche sottocampi

I moduli prescelti sono il modello LR5-72HTH della potenza nominale di 580 Wp prodotti dalla società LONGI. 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, e sono testati e certificati in classe I in base alla UNI 9177.

Caratteristiche tecniche	
Dimensioni modulo (mm)	2278x1134x35
Superficie modulo (mq)	2,58
Peso (kg)	28.6
Connettori	T4
Diodi di bypass	3
Caratteristiche elettriche (Condizioni Standard)	
Potenza di picco	580 Wp
Corrente di corto circuito (Isc)	14,20 A
Tensione a circuito aperto (Voc)	52,21 V
Tensione al punto di massima potenza (Vmp)	44,06 V
Corrente al punto di massima potenza (Imp)	13,17 A
Tensione massima di sistema	1500 V

Tabella 5 Caratteristiche tecniche ed elettriche dei moduli fotovoltaici

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

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.

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 Inverter tale corrente vale:

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

Il vantaggio di utilizzare degli inverter con numerosi ingressi indipendenti consente nel caso in esame due stringhe in parallelo su ogni canale MPPT degli inverter si ha che la corrente I_{M2} , coinciderà con la corrente I_B ; la corrente I_{M2} sarà pari a:

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

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).

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

$$I_Z \geq \frac{I_{M2}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4} = 52,5 \text{ A}$$

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)
- II UNEL)
- • $K_2= 0,4$ 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 Alluminio tipo ARG7R 0,6_1 kV la sezione idonea per la corrente nominale calcolata risulta pari a:

$$S = 4 \text{ mm}^2$$

con una portata a 60°C in aria:

$$I_z = 55 \text{ A} \geq 52,5 \text{ A}$$

4.2. 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:

$$U_{MPPstringa} = 26 \cdot U_{MPPstc} = 1.145,56 \text{ V}$$

La variazione di tensione ammessa in questo caso vale:

$$\Delta V_{amm} = \frac{U_{Mppstringa} \cdot 2}{100} = 22,91 \text{ V}$$

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

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

Avendo considerato una resistività del rame $\rho = 0,0178 \text{ } [\Omega/\text{mm}^2 \cdot \text{m}]$ pari a quella 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 26 moduli della stringa sono collegati in serie attraverso i cavi di collegamento in rame di sezione pari a $S_m=4 \text{ mm}^2$ lunghi 1,20 m in dotazione al modulo stesso per una lunghezza totale pari a: $L_m=28,8 \text{ m}$ percorsi dalla corrente di stringa pari a $I_{MPP}=10,78 \text{ A}$.

Caratteristiche del cavo

Lunghezza del cavo (positivo + negativo)	58 m
Sezione del conduttore in mm^2	4 mm^2
Resistività elettrica del conduttore (Rame= $1,78 \times 10^{-8}$) a 20°C	1,78E-08 $\Omega \times \text{m}$
Corrente elettrica applicata al cavo	10,78 Ampere
Tensione elettrica operativa in entrata	1.145,56 Volt

Risultati

Resistenza dell'intero cavo (positivo + negativo)	0,26 Ω
Caduta di tensione elettrica del cavo	2,77 Volt
Tensione disponibile all'uscita del cavo	1136,39 Volt
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	29,77 W
Perdite di potenza al metro	0,51 W/m
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	0,2 %

- Tratto di collegamento tra la stringa ed il quadro di campo**

Si stima poi la distanza massima di una stringa allo Quadro di Campo pari a: $L_{ab}= 150 \text{ m}$ con sezione scelta $S_{ab}= 10 \text{ mm}^2$ con cavi in Alluminio.

Caratteristiche del cavo

Lunghezza del cavo (positivo + negativo)	300 m
Sezione del conduttore in mm^2	10 mm^2
Resistività elettrica del conduttore (Rame= $1,78 \times 10^{-8}$) a 20°C	2,75E-08 $\Omega \times \text{m}$
Corrente elettrica applicata al cavo	11,33 Ampere
Tensione elettrica operativa in entrata	1.145,56 Volt



Progetto definitivo di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte solare con potenza installata di 30,85 MW ed immessa in rete di 28,80 MW, da realizzarsi nel comune di Naro (AG), C/da Siritino, C/da Palmera, C/da Risichittè, C/da Robbanova e limitatamente alle opere di connessione nel comune di Campobello di Licata (AG), c.da Trefontane snc

Risultati

Resistenza dell'intero cavo (positivo + negativo)	0,83 Ω
Caduta di tensione elettrica del cavo	8,86 Volt
Tensione disponibile all'uscita del cavo	1136,39 Volt
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	95,16 W
Perdite di potenza al metro	0,32 W/m
Perdita di potenza del cavo (positivo + negativo)	0,8 %

5. DIMENSIONAMENTO CAVI LATO CORRENTE ALTERNATA

5.1. Dimensionamento cavi uscita Inverter

L'impianto è suddiviso in 17 sottocampi ognuno di potenza pari a circa:

- **Naro_AG 3 (6 sottocampi):** 10.450,44 kWp vengono utilizzati n. 33 inverter di stringa di pot. pari a 300 kW/cad;
- **Naro_AG 4 (6 sottocampi):** 10.450,44 kWp vengono utilizzati n. 33 inverter di stringa di pot. pari a 300 kW/cad;
- **Naro_AG 5 (5 sottocampi):** 9.952,80 kWp vengono utilizzati n. 30 inverter di stringa di pot. pari a 300 kW/cad;

Si considera la potenza effettiva di uscita da ogni inverter.

La corrente massima in uscita da ogni inverter risulta essere pari a: **216 A**

Il cavo in uscita da ogni inverter sarà posato all'interno di apposita tubazione a vista all'interno del locale cabina inverter. Per ognuno dei seguenti tratti si stima una lunghezza pari a 50 m con cavi tipo FG16R16 0.6/1 KV con una caduta di tensione limitata al 2%, a seguire calcolo di verifica del corretto dimensionamento del cavo in uscita da ogni inverter:

Dati e caratteristiche del cavo

- Tipo di circuito: Trifase in ca
- Tensione di esercizio: 800 V
- Frequenza di rete: 50 Hz
- Fattore di potenza: 0,8
- Stato del neutro: Non distribuito
- Massima caduta di tensione: 2%
- Tipo di conduttore: Unipolare con guaina
- Tipo di cavo selezionato: General Cavi - FG16R16 0.6/1 KV
- Lunghezza cavo: 50 m
- Temperatura ambiente: 60°C
- Tipo di posa: Cavi unipolari in tubo interrato
- Resistività termica del terreno: 1
- Numero conduttori in parallelo: 1
- Numero di circuiti per strato: 3

Risultati

- Tempo di intervento delle protezioni: 0,1 s
- Sezione conduttore (S): 185 mm²
- Portata conduttore (*): 323 A

- Fattore di correzione k1: 0,650
- Fattore di correzione k2: 0,850
- Fattore di correzione kf: 1
- Profondità della posa: 0,8
- Fattore di correzione K3: 1,00
- Fattore di correzione K4: 1,20
- Fattore di correzione totale: 0,663
- Portata conduttore/i (Iz): 284,427 A
- Temperatura di funzionamento: 87,161°C
- Caduta di tensione perc. T=Tf: 0,326%
- Corrente di impiego (Ib): 270,633 A
- Potenza attiva (P): 300,000 KW
- Potenza reattiva (Q): 225,000 KVAR
- Potenza apparente (A): 375,000 KVA
- Temperatura Max di funzionamento: 90,0°C
- Temperatura Max di cortocircuito: 250,0°C
- Resistenza di fase a 20 °C: 2,833 mΩ
- Reattanza di fase a 20 °C: 4,475 mΩ
- Energia specifica passante (I²t): 1.840,410 (KA)²s
- Corrente massima di cc: 135,662 KA

(*) Riferimento Tabella UNEL 35024 o costruttore

Il cavo scelto che soddisfa le condizioni di progetto risulta essere un cavo di unipolare in guaina in pvc con conduttore in rame di sezione pari a:

$$S_{Inverter} = \underline{185 \text{ mm}^2}$$

5.2. Dimensionamento cavi dalla sbarra di parallelo al trasformatore

Si considera la potenza effettiva di uscita dagli inverter connessi ai trafo di sottocampo pari a 6 inverter in uscita dal quadro di parallelo. La corrente massima in uscita da ogni inverter risulta essere pari a: **240 A**
La corrente in uscita dal quadro di parallelo risulta essere:

$$I_{inv \text{ tot}} = 6 \cdot I_{inv} = \underline{1.440 \text{ A}}$$

La connessione in parallelo avverrà tramite sbarre in rame connesse ai morsetti del trasformatore a 20 kV.

5.3. 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 4 trasformatori BT/MT con le seguenti caratteristiche:

Tipologia	sigillato in olio
Potenza nominale	2000 kVA
Frequenza nominale	Hz 50
Tensione nominale primaria	800 V
Tensione nominale secondaria	20.000 V
Campo di regolazione tensione lato 20kV %	20 +/- 2x2,5 %
Simbolo di collegamento	Dyn11

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:

$$I_{MT} = \frac{P_{trafo}}{V_{MT} \cdot \sqrt{3}} = \frac{2000 \text{ kVA}}{20 \text{ kV} \cdot \sqrt{3}} = 57,73 \text{ A}$$

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:

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

dove:

- $I_{cc} = 12,5 \text{ kA}$ è il valore efficace della corrente di cortocircuito comunicata dall'Ente gestore della linea MT;
- $t = 0,12 \text{ s}$ 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 50 ms e dell'interruttore pari a 70 ms);
- $K = 87$ è il fattore correttivo per conduttori in alluminio isolati con gomma etilenpropilenica e propilene reticolato;

Il cavo scelto che soddisfa le condizioni di progetto risulta essere un cavo unipolare in guaina in materiale elastomerico (HEPR) con conduttore in alluminio ARG7H1RX-12-20kV di sezione pari a:

$$S_{\text{Sottocampo}} = \underline{70 \text{ mm}^2}$$

5.4. 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 **280 A**.

Per il potere di interruzione si sceglie 50 kA.

5.5. 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 25 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 2 m disposti ai 4 vertici della cabina stessa e connessi fra loro dalla suddetta corda di rame.

5.6. Scelta dispositivo generale di protezione lato BT

Per tale dispositivo si sceglie di adottare un interruttore magnetotermico con dispositivo di riarmo motorizzato. Questi dispositivi sono concepiti per riarmare in automatico e/o da remoto gli interruttori MGT motorizzati. Con essi si evitano i disservizi legati al tempo necessario per il ripristino manuale degli stessi e si eliminano i costi di intervento degli operatori.

Questi dispositivi sono stati progettati per lavorare in massima sicurezza, infatti, non consentono la chiusura dell'interruttore su determinate condizioni operative, come in caso di manutenzione del quadro elettrico generale, posta da un operatore, o come eventuali anomalie dell'impianto. Possono inoltre essere gestiti da un software per il controllo attraverso un apposito sistema di monitoraggio.

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 2000 A.

Per il potere di interruzione si sceglie 50 kA.

Inoltre, a questo dispositivo saranno associati i relè di protezione dalle sovracorrenti 50 (istantaneo), 51(ritardato) e il relè omopolare 51N per la protezione dai guasti a terra.

5.7. 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.

5.8. 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): $U \leq 120\%$ Un ritardo 0.0 secondi;
- minima tensione (27): $U \leq 70\%$ 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 rincalzo 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 ed alle indicazioni rilasciate dal distributore.

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: le sezioni di progetto cui si farà ricorso saranno di diametro 75, 110 e 160 mm.

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. QUADRI IN CORRENTE CONTINUA

7.1. Quadri di parallelo stringhe

Si sceglie di adottare dei dispositivi di manovra e sezionamento sul lato corrente continua per sezionare il campo fotovoltaico. I quadri di campo saranno installati in prossimità dei moduli fotovoltaici e saranno dotati di interruttore di manovra/sezionatore per consentire di scollegare la sorgente fotovoltaica in caso di guasto o, più frequentemente, per l'esecuzione delle operazioni di manutenzione.

Si prevede di utilizzare n.1 quadro di campo per ogni inverter per 18 stringhe in ingresso e 9 stringhe in uscita con fusibili di protezione sia sul positivo che sul negativo di 16 A e sezionatori omologati per 1500 Vdc con corrente nominale superiore alla corrente di massima di stringa.

La connessione ai cablaggi delle stringe fotovoltaiche avviene tramite connettori Multicontact o passacavi e terminal blocks.

Il grado di protezione è IP65 adatto per installazioni all'esterno.

7.2. Quadri di sottocampo

Gli inverter scelti sono dotati di 6 sezioni di ingresso dotate ciascuna di sezionatore bipolare e di scaricatore di sovratensione in classe II, per la separazione dei sottocampi con gli inverter. Pertanto, non si prevedono quadri di sottocampo all'interno dei locali cabina inverter.

8. QUADRI IN BASSA TENSIONE

8.1. Quadro protezione inverter

Il quadro di bassa tensione, alloggiato all'interno dei locali tecnici ospitanti gli inverter è costituito dai n. 6 interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti e dal cortocircuito, uno per ogni inverter, con corrente nominale pari a 280 A e potere di interruzione di 50 kA, e da un dispositivo di protezione generale lato BT con corrente nominale pari a 2000A e potere di interruzione di 50kA. Tale quadro è collegato agli inverter con 3 cavi unipolari del tipo FG16R16 0.6/1 KV di 35 mm² e alla sbarra di parallelo bt con 3 cavi per ogni fase del tipo FG16R16 0.6/1 KV di 120 mm².

8.2. Barre parallelo BT e quadro

Il collegamento di tutte le linee provenienti dagli inverter viene effettuato attraverso 3 barre (una per ogni fase) in rame preforate; considerando una temperatura ambiente di 40 °C un rialzo termico di 40 °C si scelgono barre flessibili in rame isolate composte da 10 lamine di spessore di 1 mm e larghezza 100 mm la cui portata è pari a 1600 A.

L'alloggiamento di queste barre avviene dentro un quadro a tenuta d'arco secondo la norma CEI 17-13/1 allocato dentro il locale tecnico degli inverter.

9. QUADRO MT

All'interno della cabina di consegna verranno installati tre quadri MT, classificati LSC2A-PM e 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 ARG7H1RX 12/20 kV, di sezione 70 mm², posati nel vano di fondazione della cabina; la portata di tale cavo è: $I_z = 218$ A. Si è assunta la portata per la posa in aria di cavi a trifoglio addossati a parete, tipo posa B2.

10. PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE

L'installazione dell'impianto 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 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 EN 62305, 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.

11. 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.

11.1. 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

12. 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.

12.1. 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.

12.2. 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).

12.3. 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 $P_{CA} > 0,9 P_{CC}$, dove P_{CA} è la potenza attiva (kW) misurata all'uscita dell'inverter, attesta che l'inverter stesso garantisce il rendimento minimo richiesto.

12.4. 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.

12.4.1. 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.

12.4.2. 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.

13. CAVIDOTTO DI COLLEGAMENTO

L'impianto, nelle sue due connessioni, secondo il preventivo di connessione (Codici Rintracciabilità: id1 – 334838732, id2 - 335116808), sarà connesso alla rete di Distribuzione tramite Realizzazione di elettrodotti interrati e due tratti terminali in connessione aerea su sostegni; per una delle due connessioni, che ha una lunghezza maggiore rispetto all'altra, è prevista inoltre la posa in opera di una cabina MT di sezionamento a circa metà percorso; entrambe le connessioni avverranno ad un valore di tensione pari a 20 kV.

Non sono previste opere di potenziamento o ampliamento della RTN.

14. 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 “**DEV-PLN-049-00-IT-S-RAN01-IT– Relazione Campi Elettromagnetici**”.