



# RELAZIONE TECNICA ILLUSTRATIVA

IMPIANTO FOTOVOLTAICO CONNESSO ALLA RETE PUBBLICA 998,40 KWp SISTEMA AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE

# PROGETTO DEFINITIVO "SCURCOLA 4"

**COMUNE DI SCURCOLA MARSICANA (AQ): Località Aranoria** 

# PRESENTAZIONE IN PROCEDURA AUTORIZZATIVA SEMPLIFICATA P.A.S.

DOCUMENTO	CODICE DOCUMENTO	Data emissione	Revisione
RTI_PAS	TRM96_R00_RTI_PAS	30/09/2020	01
1	L COMMITTENTE	PROGETTAZIO	NE
Viale C. Alleati d'Euro 45100 Rovigo (RO) P.IVA 01264930296 www.aiemgroup.it	pa, 9/G  Vis Carbettenin Macti d'Europa, 1/6  Se TO BOYLOG  Partica IVA 01294930296	POWER CONSULTING ASSOCIAZIONE DI PROFESSIONISTI  ASSOCIAZIONE DI PROFESSIONISTI  ASSOCIAZIONE DI PROFESSIONISTI	A Contract A
	I PROFESSIONISTI	NOME	FIRMA
Studio Ai	mbientale e Paesaggistico	Dott. Angelo Pellicciotti	
	Progetto Elettrico	Per. Ind. Costantino Meale	
Supe	rvisore e coordinatore	Per.Ind. Enzo D'Amico	shin &

# **CONTENUTI**

- QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO
- PROGETTO DEEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

# **ALLEGATI**

- RELAZIONE DI COMPATIBILITA' AMB. E PAESAGG. (TRM96\_R00\_R.CAP );
- ALLEGATI CARTOGRAFICI ALLA RELAZIONE (TRM96 D00 LA);
- PREVENTIVO DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA;
- SCHEDA CALCOLO PRODUTTIVITA' PVGIS (TRM96 R05 PVGIS);
- PIANO TECNICO DELLE OPERE (TRM96 R00 PTO);
- ATTESTAZIONE DI CONFORMITA' DEPOSITATO AL MISE(TRM96 C14 DA);
- DICHIARAZIONE MINERARIA (TRM96\_C07\_DM);
- PIANO DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E DI RIPRISTINO DEL SITO (TRM96 C08 PDR);
- RELAZIONE DI COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA (TRM96 C10 RCE);
- SCHEMI DI PROGETTO (Allegate Tavole PE00).

# **INDICE**

1	PREMESSE							
2	RIFERI	RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI						
2.1	LEG	GI E DECRETI	7					
	2.1.1	RIFERIMENTI LEGISLATIVI COMUNITARI	7					
	2.1.2	RIFERIMENTI LEGISLATIVI NAZIONALI	7					
	2.1.3	RIFERIMENTI ED ASPETTI LEGISLATIVI REGIONALI	8					
	2.1.4	PARTE STRUTURALE E MECANICA	9					
2.2	NOR	ME TECNIHE DI RIFERIMENTO	10					
	2.2.1	Normativa di riferimento per gli impianti fotovoltaici	10					
	2.2.2	Delibere AEEGSI	12					
	2.2.3	Agenzia del Territorio	14					
3	PROGE	ETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO	15					
3.1	DAT	I GENERALI DEL PROPONENTE	15					
3.2	INT	RODUZIONE	16					
	3.2.1	VALIDITA' DELL'INIZIATIVA	16					
	3.2.2	EMISSIONI EVITATE	16					
3.3	IL S	ITO "AREA DI INTERVENTO"	17					
	3.3.1	LOCALIZZAZIONE	17					
	3.3.2	Dati di Progetto	18					
	3.3.3	Estratto di Mappa	19					
	3.3.4	Definizione Area Impianto	20					
	3.3.5	Connessione alla rete elettrica	21					
3.4	INQ	UADRAMENTO	21					
	3.4.1	Inquadramento tecnico	21					
	3.4.2	Inquadramento territoriale	22					
3.5	DAT	I CLIMATICI E RADIAZIONE SOLARE	22					
	3.5.1	Ombreggiamenti	23					
	3.5.2	Riflettanza	23					
	3.5.3	Diagramma solare di "SCURCOLA 4"	23					
	3.5.4	Procedure di Calcolo Energia Prodotta	24					
	3.5.4	24						
3.6	DES	CRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVLTAICO	27					
	3.6.1	Descrizione Generale Impianto	27					
	3.6.2	Schema Unifilare	28					
	3.6.3	Composizione dell'Impianto	28					
	3.6.3	3.1 Generatore fotovoltaico	29					
	3.6.3	3.2 Modulo fotovoltaico	30					

	3.6.4	Quadro Parallelo Stringhe - STRIG-BOX	31
	3.6.5	Locale Tecnico	32
	3.6.5.1	ACCESSORI CABINA	33
	3.6.5.2	Misurazione dell'energia prodotta	33
	3.6.5.3	Alimentazione ausiliari	33
	3.6.5.4	Caratteristiche INVERTER	34
	3.6.6	Strutture di sostegno dei moduli	35
	3.6.6.1	Inseguitore mono-assiale COMAL	35
	3.6.6.2	Disposizione strutture e verifica degli Ombreggiamenti	37
	3.6.7	Canalizzazioni, cavidotti e cavi elettrici di collegamento;	38
	3.6.7.1	Scavi	38
	3.6.7.2	Canalizzazioni	38
	3.6.7.3	Connessioni e Derivazioni	38
	3.6.7.4	Cavi elettrici	39
	3.6.8	Quadro Elettrico BT	39
	3.6.9	QUADRO MT PER CABINE da 1000kVA conforme alle NORME CEI 0-16 sec.ed	40
	3.6.9.1	Modulo PROTEZIONE TRAFO CON INTERRUTTORE	41
	3.6.10	Trasformatore in olio	41
	3.6.11	Cabina di consegna ;	42
	3.6.12	Cabina di Trasformazione;	43
	3.6.13	Sistema di monitoraggio	44
	3.6.14	Impianto di Illuminazione	45
	3.6.15	Impianto di videosorveglianza	45
	3.6.16	Impianto Antintrusione	45
	3.6.17	Recinzione	45
	3.6.18	Viabilità interna	45
3.7	PROTE	EZIONI	46
	3.7.1	Impianto di terra - Protezione contro le scariche atmosferiche	46
	3.7.1.1	Messa a terra lato locale tecnico (cabina MT/bt)	46
	3.7.1.2	Messa a terra lato campo fotovoltaico	47
	3.7.2	Protezioni contro i contatti diretti	47
	3.7.2.1	Protezione mediante isolamento	47
	3.7.2.2	Protezione mediante involucri o barriere	47
	3.7.3	Protezioni contro i contatti Indiretti	47
	3.7.3.1	Guasti in media tensione	48
	3.7.3.2	Guasti in bassa tensione	49
	3.7.4	PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE CONTRO LE SOVRACORRENTI	50
	3.7.4.1	Protezione contro i sovraccarichi e contro i corto circuiti	50

	3.7.4.2	Protezione lato c.c	51
	3.7.4.3	Protezione lato c.a	51
	3.7.5 M	1ETODI DI DIMENSIONAMENTO E CALCOLO	51
	3.7.5.1	Dimensionamento cavi	51
	3.7.5.2	Cadute di tensione	52
	3.7.5.3	Dimensionamento conduttori di protezione	52
	3.7.5.4	Calcolo dei guasti	53
	3.7.5.5	Calcolo delle correnti massime di cortocircuito	53
	3.7.5.6	Calcolo delle correnti di cortocircuito	53
	3.7.6 P	ROTEZIONI CONTRO LE SOVRATENSIONI	54
4	TABELLA I	DEGLI ALLEGATI	55

#### 1 PREMESSE

Con la presente relazione si illustrano i principi di base adottati circa la realizzazione di un impianto fotovoltaico installato su strutture a terra di potenza complessiva di **998,40KWp.** L'impianto fotovoltaico, disposto a terra su una superficie utile di circa 2 ettari di terreno agricolo, sarà collegato alla rete di distribuzione dell'ente fornitore di energia elettrica, immettendo sulla stessa l'energia prodotta.

Per massimizzare la produzione, i moduli fotovoltaici sono fissati a terra mediante strutture di sostegno parallele che si sviluppano in direzione Nord-Sud, con un sistema ad inseguimento mono assiale, che consente la rotazione dei moduli fino ad una inclinazione di 60° verso est/ovest. Per evitare l'ombreggiamento reciproco tra le file di moduli, queste sono opportunamente distanziate in funzione della pendenza delle zone del terreno su cui insistono. E' prevista inoltre la preparazione del terreno attraverso compattazione e lievi livellamenti al fine di consentire l'ancoraggio dei moduli fotovoltaici e sostenere il peso degli stessi e dei carichi di vento e neve secondo quanto richiesto dalle normative specifiche vigenti.

L'impianto fotovoltaico è dotato di appositi locali tecnici, costituiti da cabina prefabbricata disposta in posizione di confine proprietà, e cabinato modulare posto nelle vicinanze della suddetta cabina, contenenti gli organi di interruzione, manovra, conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici.

La tensione di uscita dell'energia elettrica dall'impianto è pari a 20KV. Il campo fotovoltaico fa capo ad un unico locale tecnico generale. Secondo le disposizioni tecniche contenute nella norma CEI 0-16, nel locale tecnico sono contenute le apparecchiature e gli impianti per la connessione alla rete di distribuzione dell'ente fornitore di energia elettrica.

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto fotovoltaico nel Comune di Pianella in località Contrada Nora.

Il progetto è sottoposto alla Verifica del rispetto della distanza da altri impianti presenti nel raggio di 1km secondo quanto previsto dalle linee guida della Regione Abruzzo al capitolo 5 del DGR 244/2010.

In termini di legge la Relazione contiene gli elementi necessari alla verifica della compatibilità paesaggistica dell'intervento, in relazione ai valori specifici di riferimento ed è corredata da elaborati tecnici predisposti a motivare ed evidenziare la qualità dell'intervento e il suo corretto inserimento formale in relazione al contesto paesaggistico.

La realizzazione delle opere è subordinata, ed è quindi preceduta dall'approvazione della documentazione necessaria presentata per l'autorizzazione nonché dalla redazione del progetto esecutivo.

L'impianto fotovoltaico è eseguito nel rispetto di tutte le prescrizioni tecniche di seguito indicate nonché nel totale rispetto delle disposizioni legislative, siano applicabili, anche se non direttamente richiamate.

#### 2 RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

#### 2.1 LEGGI E DECRETI

#### 2.1.1 RIFERIMENTI LEGISLATIVI COMUNITARI

**Dir. n. 1985/337/CEE del 27.06.1985** – Direttiva del Consiglio concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.

**Dir. n. 1977/11/CEE del 03.03.1997** – Direttiva del Consiglio che modifica la direttiva 85/337/CEE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati.

**Dir. n. 2001/42/CEE del 27.06.2001** – Direttiva del Consiglio concernente la valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente.

**Direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001** – Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

**Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009** – Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

**Direttiva 2011/92/UE del 13 dicembre 2011** - Valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati Testo rilevante ai fini del SEE

**Direttiva 2014/52/UE del 16 aprile 2014** - Modifica la direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione di impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati recepita dallo Stato Italiano con il Dlgs 104/2017 di modifica del Dlgs 152/2006.

#### 2.1.2 RIFERIMENTI LEGISLATIVI NAZIONALI

**Legge 22/2/2001 n. 36** - Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici.

**Decreto Legislativo 29 Direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001** – Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

**Decreto Legislativo 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 (G.U. n. 25 del 31.12.2004).

**Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 8 luglio 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, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz.

**Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42** - Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio ai sensi dell'articolo 10 della Legge 6 Luglio 2002, n. 137.

**Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152** coordinato con il D.Lgs 104/2017 - Norme in materia ambientale

**Decreto Legislativo 16 gennaio 2008, n. 4** - Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D.Lgs. 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.

**Decreto Legislativo 30 maggio 2008, n. 115** - Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

**Decreto Ministeriale 29 Maggio 2008 -** Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti.

**Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009** – Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

**Decreto Interministeriale 10 Settembre 2010** - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

**Direttiva 2011/92/UE del 13 dicembre 2011** - Valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati Testo rilevante ai fini del SEE

**Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28** - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE

**Decreto Ministeriale 30 marzo 2015, n. 52** - Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116

**Decreto Legislativo 16 giugno 2017**, **n. 104** - Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114

**Decreto Ministeriale 10 novembre 2017** – Strategia Energetica Nazionale 2017

**Linee guida** per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al D.M. 29.05.08 - Distanza di prima approssimazione **(DPA)** da linee e cabine elettriche.

# 2.1.3 RIFERIMENTI ED ASPETTI LEGISLATIVI REGIONALI

Di seguito vengono riportate le diverse e principali disposizioni normative della **Regione Abruzzo** per dare un quadro esaustivo del regime autorizzativo degli impianti fotovoltaici.

- **D.G.R. n. 119 del 22/03/2002** e s.m.i. Criteri ed indirizzi in materia di procedure ambientali. Ulteriori modifiche in esito all'entrata in vigore del D.lgs 16 Gennaio 2008 n. 4 (G.U. n. 24 del 29 Gennaio 2008) approvata con D.G.R. n. 209 del 17 Marzo 2008.
- **D.G.R. n. 775 del 06 settembre 2004** D.Lgs 387/03 art. 12: autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di impianti di produzione dell'energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. Individuazione del Servizio "Politica Energetica, Qualità dell'Aria, Inquinamento Acustico, Elettromagnetico, Rischio Ambientale, SINA", nell'ambito della Direzione "Turismo Ambiente Energia" attuale Direzione Parchi Territorio Ambiente Energia quale struttura responsabile del procedimento e dell'adozione del provvedimento finale.
- **L.R. n. 27 del 09 agosto 2006** Disposizioni in materia ambientale. Pubblicata sul B.U.R.A. n.46 del 30 agosto 2006.
- **D.G.R. n. 351 del 12 aprile 2007** (B.U.R.A. n° 26 del 9 maggio 2007) e s.m.i D.Lgs 387/03 concernente "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità".
- **L.R. n. 17 del 25 giugno 2007** Disposizioni in materia di esercizio, manutenzione e ispezione degli impianti termici. Pubblicata sul B.U.R.A. n. 38 del 11 luglio 2007.
- **D.G.R.760 del 12-08-2008** Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti di energia rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità e s.m.i.' Integrazione.
- **D.G.R. n. 60 del 29/01/2008** Direttiva per l'applicazione di norme in materia paesaggistica relativamente alla presentazione di relazioni specifiche a corredo degli interventi
- **D.G.R. n. 244** del 22/03/2010  **D.G.R. n. 351** del 12 aprile 2007: **D. Lgs. 387**/2003 concernente "Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti di energia rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" e s.m.i. Modifica, approvazione "Linee guida per il

corretto inserimento di impianti fotovoltaici a terra nella Regione Abruzzo" e regolamentazione dell'art. 15 comma 2 L.R.16 del 19.08.2009 "Intervento regionale a sostegno del settore edilizio".

**D.G.R. 1032 del 29/12/2010** - Attuazione delle linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di cui al D.M. 10/09/2010.

**D.G.R. n. 246 del 31/05/2010** - Modifica ed integrazione delle "Linee guida per il corretto inserimento di impianti fotovoltaici a terra nella Regione Abruzzo" - D.G.R. 22 marzo 2010, n.244.

D.G.R. n. 20 del 13/01/2015 e s.m.i. - Modifiche alla normativa in materia di VIA

# 2.1.4 PARTE STRUTURALE E MECANICA

**D.M. LL.PP. 16** gennaio 1996, "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica e la sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi" e Circ. Min. LL.PP. 4 luglio 1996, n. 156AA.GG./STC, "Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei sovraccarichi" di cui al decreto ministeriale 16 gennaio 1996";

**D.M. LL.PP. 9** gennaio 1996, "Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche"; Ord. P.C.M. 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" con relativi allegati e successive integrazioni;

**D.M. LL.PP. 11** marzo 1988, "Norme tecniche riguardanti le indagini sui terreni e sulle rocce, la stabilità dei pendii naturali e delle scarpate, i criteri generali e le prescrizioni per la progettazione, l'esecuzione ed il collaudo delle opere di sostegno delle terre e delle opere di fondazione" e Circ. LL.PP. 24 settembre 1988 n. 30483.

#### 2.2 NORME TECNIHE DI RIFERIMENTO

# 2.2.1 Normativa di riferimento per gli impianti fotovoltaici

**CEI 82-25:** Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;

**CEI 82-25; V2**: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

**CEI EN 60904-1 (CEI 82-1):** Dispositivi fotovoltaici - Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione – corrente;

**CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;

**CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre ed irraggiamento spettrale di riferimento;

**CEI EN 61215 (CEI 82-8):** Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto ed omologazione del tipo;

**CEI EN 61646 (CEI 82-12):** Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri. Qualifica del progetto ed omologazione del tipo;

**CEI EN 61724 (CEI 82–15):** Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;

CEI EN 61727 (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici (FV) – Caratteristiche di interfaccia con la rete;

**CEI EN 61730-1 (CEI 82-27)**: qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

**CEI EN 61730-2 (CEI 82-28)**: qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

**CEI EN 62108 (82-30)**: moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.

**CEI EN 62093 (CEI 82-24):** Componenti di sistemi fotovoltaici- moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

**CEI EN 50530 (CEI 82-35)**: rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

**EN 62446 (CEI 82-38)**: grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

**CEI 20-91**: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

Normativa di riferimento per impianti elettrici

**CEI 0-2:** Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici. (2002)

**CEI 0-16:** Regole Tecniche di Connessione (RTC) per utenti attivi ed utenti passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica. (2008)

**CEI 0-21**: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

**CEI 11-20:** Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria. (2000 e successive varianti)

CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche di utente;

**CEI 13-4:** Sistemi di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica;

**CEI EN 50438 (CT 311-1)**: prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

**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 EN 60099-1 (CEI 37-1)**: scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

**CEI EN 60439 (CEI 17-13)**: apparecchiature assemblate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

**CEI EN 60445 (CEI 16-2)**: principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.

**CEI EN 60529 (CEI 70-1)**: gradi di protezione degli involucri (codice IP).

**CEI EN 60555-1 (CEI 77-2)**: disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

**CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31)**: compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso " = 16 A per fase).

**CEI EN 62053-21 (CEI 13-43)**: apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).

**CEI EN 62053-23 (CEI 13-45)**: apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).

**CEI EN 50470-1 (CEI 13-52)**: apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

**CEI EN 50470-3 (CEI 13-54)**: apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

**CEI 81-3**: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

**CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008**: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

#### 2.2.2 Delibere AEEGSI

#### Connessione

**Delibera ARG/ELT n. 33-08**: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

**Deliberazione 84/2012/R/EEL:** interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

#### Ritiro dedicato

**Delibera ARG/ELT 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.

#### Servizio di misura

**Delibera ARG/ELT n. 88-07**: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

**TIME (2016-2019) - Allegato B Delibera 654/2015/R/EEL:** testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

# **Tariffe**

**Delibera 111-06**: condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

TIV - Allegato A - Deliberazione 19 luglio 2012 301/2012/R/EEL (valido dal 02-04-2019)

**TIT (2018-2019) - Allegato A Delibera 654/2015/R/EEL**: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

TIC (2016-2019) - Allegato C Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

**TIS - Allegato A Deliberazione ARG/ELT 107-09 (valido dal 01-09-2018)**: testo integrato delle disposizioni dell'autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento.

# **TICA**

**Delibera ARG/ELT n. 99-08 TICA**: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

**Deliberazione ARG/ELT 124/10**: Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

**Deliberazione ARG/ELT n. 181-10**: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

# **TISP**

**Delibera ARG/ELT 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 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/ELT 74/08 e ARG/ELT 1/09.

**TISP - Delibera ARG/ELT n. 74-08**: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

**Delibera ARG/ELT n.1-09**: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

**TISP - Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/EEL**: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto con integrazioni e modifiche apportate con deliberazioni 578/2013/R/EEL, 614/2013/R/EEL, 612/2014/R/EEL, 128/2017/R/EEL e 96/2018/R/EEL.

**Documento per la consultazione 488/2013/R/EFR**: scambio sul posto: aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

#### **TEP**

**Delibera EEN 3/08**: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

#### TIQE

**Deliberazione 646/2015/R/EEL**: testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Periodo di regolazione 2016-2023 (Versione modificata e integrata con deliberazione 38/2016/R/EEL)

#### SEU

**Deliberazione 578/2013/R/EEL**: regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di sistemi semplici di produzione e consumo.

**Allegato A alla deliberazione 578/2013/R/EEL**: testo integrato dei sistemi semplici di produzione e consumo - TISSPC (Versione integrata e modificata dalle deliberazioni 426/2014/R/EEL, 612/2014/R/EEL, 242/2015/R/EEL, 72/2016/R/EEL, 458/2016/R/EEL, 788/2016/R/EEL, 276/2017/R/EEL, 894/2017/R/EEL, 921/2017/R/EEL e 426/2018/R/EEL).

**Deliberazione 609/2014/R/EEL**: prima attuazione delle disposizioni del decreto legge 91/2014, in tema di applicazione dei corrispettivi degli oneri generali di sistema per reti interne e sistemi efficienti di produzione e consumo. (Versione modificata con la deliberazione 25 giugno 2015, 302/2015/R/COM).

**Circolare n. 46/E del 19/07/2007**: articolo 7, comma 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici.

**Circolare n. 66 del 06/12/2007**: tariffa incentivante art. 7, c. 2, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Circolare n. 46/E del 19 luglio 2007 - Precisazione.

**Risoluzione n. 21/E del 28/01/2008**: istanza di Interpello— Aliquota Iva applicabile alle prestazioni di servizio energia - nn. 103) e 122) della Tabella A, Parte terza, d.P.R. 26/10/1972, n. 633 - Alfa S.p.A.

**Risoluzione n. 22/E del 28/01/2008**: istanza di Interpello - Art. 7, comma 2, d. lgs. vo n. 387 del 29 dicembre 2003.

**Risoluzione n. 61/E del 22/02/2008**: trattamento fiscale ai fini dell'imposta sul valore aggiunto e dell'applicazione della ritenuta di acconto della tariffa incentivante per la produzione di energia fotovoltaica di cui all'art. 7, comma 2, del d.lgs. n. 387 del 29 dicembre 2003.

**Circolare n. 38/E del 11/04/2008**: articolo 1, commi 271-279, della legge 27 dicembre 2006, n. 296 – Credito d'imposta per acquisizioni di beni strumentali nuovi in aree svantaggiate.

**Risoluzione n. 13/E del 20/01/2009**: istanza di interpello – Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 – Gestore dei Servizi Elettrici, SPA –Dpr 26 ottobre 1972, n. 633 e Dpr 22 dicembre 1986, n. 917.

**Risoluzione n. 20/E del 27/01/2009**: interpello - Art. 11 Legge 27 luglio 2000, n. 212 - ALFA - art.9 , DM 2 febbraio 2007.

**Circolare del 06/07/2009 n. 32/E**: imprenditori agricoli - produzione e cessione di energia elettrica e calorica da fonti rinnovabili agroforestali e fotovoltaiche nonché di carburanti e di prodotti chimici derivanti prevalentemente da prodotti del fondo: aspetti fiscali. Articolo 1, comma 423, della legge 23 dicembre 2005, n. 266 e successive modificazioni.

**Risoluzione del 25/08/2010 n. 88/E**: interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - articolo 2 della legge 24 dicembre 2007, n. 244.

**Risoluzione del 04/04/2012 n. 32/E**: trattamento fiscale della produzione di energia elettrica da parte dell'ente pubblico mediante impianti fotovoltaici – Scambio sul posto e scambio a distanza.

**Risoluzione del 10/08/2012 n. 84/E** :interpello - Art. 28 del DPR 29 settembre 1973, n.600 (Impianti FTV su Condomini).

Risoluzione del 06/12/2012: interpello - Gestore Servizi Energetici - GSE - Fiscalità V Conto Energia.

**Risoluzione del 02/04/2013 n. 22/E**: applicabilità della detrazione fiscale del 36 per cento, prevista dall'art. 16-bis del TUIR, alle spese di acquisto e installazione di un impianto fotovoltaico diretto alla produzione di energia elettrica.

Circolare del 19/12/2013 n. 36/E: impianti fotovoltaici – Profili catastali e aspetti fiscali.

**Risoluzione del 15/10/2015 n. 86/E**: tassazione forfettaria del reddito derivante dalla produzione e dalla cessione di energia elettrica da impianti fotovoltaici - Art. 22 del decreto legge n. 66 del 2014.

**Circolare del 01/02/2016 n. 2/E**: unità immobiliari urbane a destinazione speciale e particolare - Nuovi criteri di individuazione dell'oggetto della stima diretta. Nuove metodologie operative in tema di identificazione e caratterizzazione degli immobili nel sistema informativo catastale (procedura Docfa).

# 2.2.3 Agenzia del Territorio

**Risoluzione n. 3/2008**: accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici. **Nota Prot. n. 31892 -** Accertamento degli immobili ospitanti gli impianti fotovoltaici.

# Ritiro dedicato

Prezzi medi mensili per fascia oraria e zona di mercato.

Prezzi minimi garantiti.

# **SEU**

Regole applicative per la presentazione della richiesta e il conseguimento della qualifica di SEU e SEESEU. Guida alla qualifica dei sistemi SEU e SEESEU.

# FER1

Regolamento Operativo per l'iscrizione ai Registri e alle Aste del DM 4 luglio 2019 (23/08/2019)

# **TERNA**

Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.

GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.

# FAQ GAUDÌ

Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT (Allegato A.68).

Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A.69).

Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A.70).

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

#### 3 PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO

# 3.1 DATI GENERALI DEL PROPONENTE

Di seguito si riportano i principali dati relativi alla società proponente:

# **Dati della Società**

Denominazione: AIEM S.r.l.

Sede Legale: Rovigo, Viale C. Alleati d'Europa n.9/G

CF-Partita IVA: 01264930296

# Dati del legale rappresentante

Nome e cognome: Massimo Turri

Luogo e data di nascita: Rovigo il 05/08/1967

Codice fiscale: TRRMSM67M05H620X

Si sottolinea che il proponente si avvale del procedimento abilitativo semplificato di cui alla d.g.r. 351/2007 modificato dal d.g.r. 244 del 24/03/2010 e s.m.i. coordinata con il D.Lgs n.28/2011, per l'autorizzazione delle opere previste e necessarie alla connessione; pertanto la richiesta di autorizzazione alla costruzione dovrà essere rilasciata a favore di AIEM S.r.l. mentre l'autorizzazione all'esercizio dell'elettrodotto dovrà essere rilasciata a favore di E-Distribuzione S.p.A., tali opere saranno comprese nella rete di distribuzione del gestore e quindi saranno acquisite al patrimonio di E-Distribuzione S.p.A., e verranno utilizzate per l'espletamento del servizio pubblico di distribuzione dell'energia elettrica di cui E-Distribuzione S.p.A. è concessionaria. Si sottolinea inoltre, che in caso di dismissione dell'impianto di produzione di energia elettrica della società AIEM S.r.l., l'impianto di rete di proprietà di E-Distribuzione S.p.A. non sarà dismesso ed E-Distribuzione S.p.A. non avrà alcun obbligo di ripristino dello stato dei luoghi.

# 3.2 INTRODUZIONE

Nella presente relazione sono descritte le modalità e le scelte progettuali da eseguire per l'installazione e la connessione alla rete elettrica MT 20kV di **ENEL DISTRIBUZIONE S.p.A.,** di un impianto fotovoltaico presso Loc. Aranoria Via Sant'Antonio nel Comune di Scurcola (AQ).

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto dotato di sistema ad inseguitore mono assiale est-ovest da **998,40 kWp** 

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto di quanto segue:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e riflettanza);

# 3.2.1 VALIDITA' DELL'INIZIATIVA

La realizzazione di un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica di distribuzione ha principalmente lo scopo di iniettare l'energia prodotta in rete contribuendo così a bilanciare l'assorbimento dell'energia necessaria ai fabbisogni elettrici.

In generale, l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione di energia elettrica senza emissione di sostanze inquinanti;
- il risparmio di energia primaria di origine fossile (TEP);
- assenza di inquinamento acustico;
- soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettonica o ambientale (es. Impatto visivo);
- utilizzo di superfici marginali come tetti, solai, terrazzi, terreni, ecc.

# 3.2.2 EMISSIONI EVITATE

# **IMPIANT FOTOVOLTAICO IN PROGETTO - EMISSIONI EVITATE**

SOTANZA	Fattorre di emeissione medio gr/kWh	Quantitativo evitato tonn/anno	Quantitativo evitato in 35 anni
CO <sub>2</sub>	470	833,12	29.159,09
SO <sub>2</sub>	0,373	0,66	23,14
NOX	0,427	0,76	26,49
PM	0,014	0,02	0,87

1 TEP =	2,51 Tn CO <sub>2</sub>	1Mwh =	0,187 TEP
Risparmio di Energia Primaria		1Mwh =	0,470 CO <sub>2</sub>

Risparmio Tonnellate di Energia Primaria	ТЕР
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	331,47
TEP risparmiate in 35 anni	11.602

# 3.3 IL SITO "AREA DI INTERVENTO"

# 3.3.1 LOCALIZZAZIONE

L'area di intervento è localizzata nel Comune di Pianella (PE) in Loc. Contrada Nora, per tutte le caratteristiche riferirsi alla tabella 1

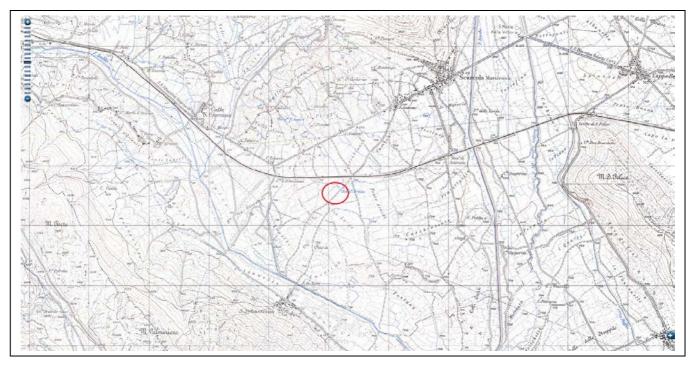


Fig. 1 Cartografia IGM 25.000 – Carta Topografica, in rosso è indicata l'area di interesse Allegato CT.01



Fig. 2 Cartografia AGEA 2014 Scala 1:5.000 localizzazione terreno ed inquadramento del territorio Allegato CT.02

# 3.3.2 Dati di Progetto

DATI GENERALI	
Nome del Commitente	AIEM S.r.l.
Indirizzo	Viale Colli Alleati D'Europa, 9/G
Recapiti	Rovigo (RO)
CAP LOCALITA'	67068
Regione	Abruzzo
CAP Comune	67068 SCURCOLA MARSICANA
Provincia	L'AQUILA
Latitudine	42° 02' 48,66"N - 42.0471
Longitudine	13° 19' 14,95"E - 13.3210
Altitudine	713m
Accesso all'impianto	Via Sant'Antonio Strada Comunale
Raggio di circonferenza	55m
Destinazione D'Uso	Agricolo
Foglio di Mappa	20
Particelle	200-217-218
Proprietà	BIZZARRI ALESSANDRO
LOCALITA'	SORGENTE ARNISI
Irradiazione solare anno	2.111,09kWh/m²
Irradiazione solare annua sul piano orizzontale	5.245 MJ/m <sup>2</sup>
Coefficiente di ombreggiamento	01:00

Tabella 1: Tabella dati sito

SUPERFICIE DEL TERRENO	ha
AREA DEL SITO (ha)	1,831
AREA DISPONIBILE PER L'INTERVENTO	1,831
% AREA CONSENTITA (Direttiva R.A.)	100,00%
AREA IMPIANTO CONSENTITA	1,8310
AREA IMPIANTO DI PROGETTO (ha)	1,6620

Tabella 2: Tabella Riferimento Area Impianto

# 3.3.3 Estratto di Mappa

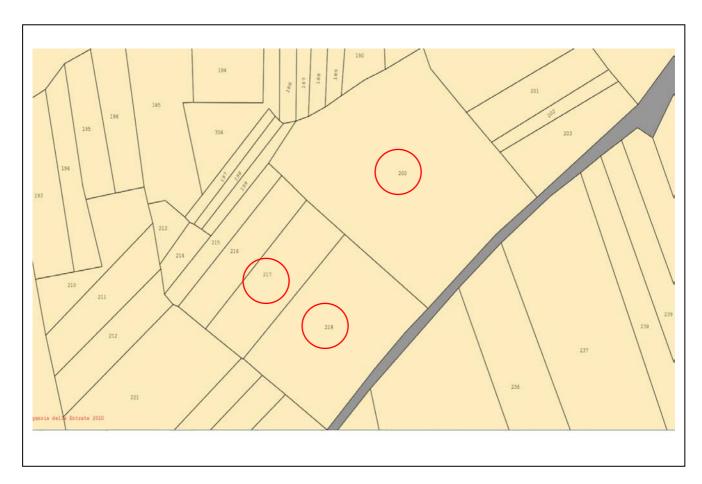


Fig. 3 Stralcio catastale del sito Scurcola 4 - Foglio 20 NCT Comune di SCURCOLA MARSICANA (AQ). (TRM96\_PE\_G09)

Rif. Particella n. 200 10.710mq (seminativo)
Rif. Particella n. 217 2.420mq (seminativo)
Rif. Particella n. 218 5.180mq (seminativo)

TOTALE Superfice lorda - 18.310mq

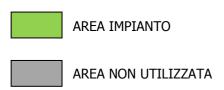
# 3.3.4 Definizione Area Impianto



**Fig. 4:** Compatibilità del progetto ai criteri dimensionali inseriti nelle "Linee Guida per il corretto inserimento di impianti fotovoltaici a terra nella regione Abruzzo" (Tavola cod. TRM96\_PE\_G01)

L'area di intervento di progetto ha una superficie di **18.310 m²**; **essendo inferiore a 20.000 m² non ricorrono le condizioni per applicare la formula prevista** dai criteri dimensionali al cap. 5.2.1 delle "Linee Guida per il corretto inserimento di impianti fotovoltaici a terra nella regione Abruzzo"; ne consegue che per la realizzazione dell'impianto potrebbe essere utilizzata l'intera area disponibile

Esattamente l'area impianto prevista dal progetto ha una superficie di **16.620m²**.



#### 3.3.5 Connessione alla rete elettrica

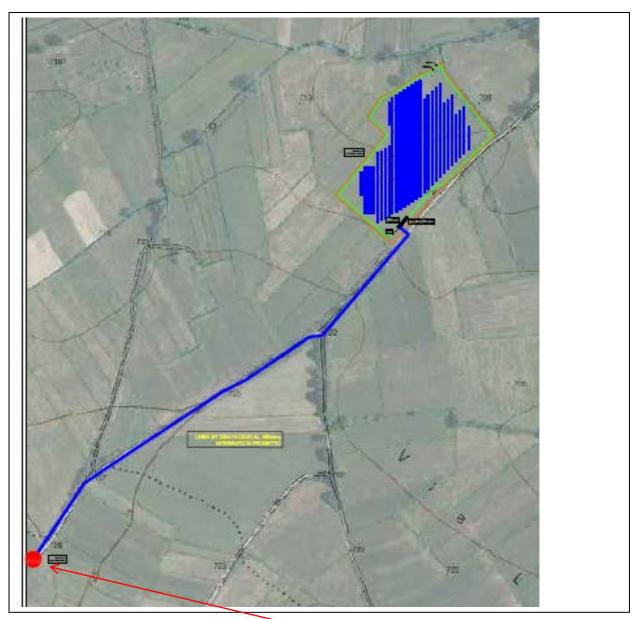


Fig. 5 - Tracciato Elettrodotto (Allegato: Tavola TRM96\_PE\_698) Punto di connessione Palo MT a 630m

In fig. 5 è rappresentato l'intero percorso del cavidotto MT per collegare l'impianto alla rete elettrica nazionale. Il collegamento è previsto fra la cabina di consegna posata nell'impianto al punto indicato "Cabina di Consegna" e la cabina ENEL di Media Tensione più vicina.

Il percorso è stimato in metri 630.

L'impianto è allacciato alla rete di distribuzione in MT con tensione nominale 20 kV .

# 3.4 INQUADRAMENTO

# 3.4.1 Inquadramento tecnico

L'impianto è stato progettato e realizzato sulla base di indagini e documentazione tecnica acquisita,

- Verifica di Assoggettabilità Ambientale e paesaggistica alla VIA
- ❖ Datasheet delle case produttrici dei prodotti ed apparecchiature utilizzate

### 3.4.2 Inquadramento territoriale

Per questo inquadramento sono state valutate le relazioni fra l'intervento proposto e gli strumenti amministrativi, i vincoli di pianificazione territoriale vigenti sulle aree interessate, al fine di verificare la coerenza e l'ammissibilità dell'intervento in rapporto ai principali strumenti normativi e di governo del territorio individuati come ampiamente descritto dallo Studio di Assoggettabilità Ambientale e Paesaggistico.

#### 3.5 DATI CLIMATICI E RADIAZIONE SOLARE

Per la valutazione dei dati climatici medi (su scala macro zonale) si e fatto riferimento alla **"Stazione di rilevazione: Chieti**" relativi a valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale.

Per la località sede dell'intervento, ovvero:

Terreno sede dell'impianto FV Latitudine 42° 02′ 48″ N, Longitudine 13° 19′ 14″E;

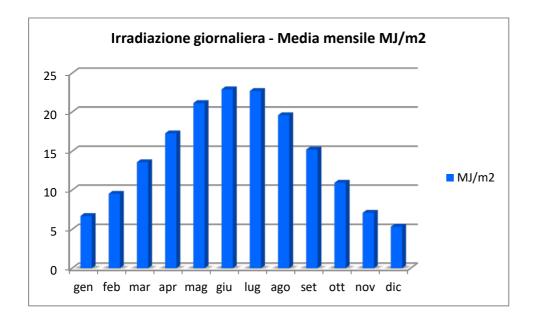
Cabina di Consegna Latitudine 42.0463, Longitudine 13.3207
Punto di connessione Latitudine 42.0424, Longitudine 13.3148

Altitudine di 723 m.s.l.m.m.,

i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale stimati sono pari a:

Mese	gen	feb	mar	apr	mag	giu	lug	ago	set	ott	nov	dic
MJ/m2	6,68	9,53	13,59	17,3	21,15	22,92	22,71	19,59	15,22	10,94	7,08	5,35

Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Chieti - Portale ENEA



**Fig. 6:** Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m²]- Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Chieti (portale ENEA)

Quindi, i valori della irradiazione solare annua sul piano orizzontale sono pari a **5.245 MJ/m²** (Fonte dati: UNI 10349:2016 - Stazione di rilevazione: Chieti).

# 3.5.1 Ombreggiamenti

Gli effetti di schermatura da parte di volumi all'orizzonte, dovuti ad elementi naturali (rilievi, alberi) o artificiali (edifici), determinano la riduzione degli apporti solari e il tempo di ritorno dell'investimento.

Il Coefficiente di Ombreggiamento, funzione della morfologia del luogo, è pari a 0.97.

#### 3.5.2 Riflettanza

Per tener conto del plus di radiazione dovuta alla riflettanza delle superfici della zona in cui è inserito l'impianto, si sono stimati i valori medi mensili, considerando anche i valori presenti nella norma UNI 10349:

Valori di riflettanza media mensile

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20

La riflettanza media annua è pari a 0.20.

# 3.5.3 Diagramma solare di "SCURCOLA 4"

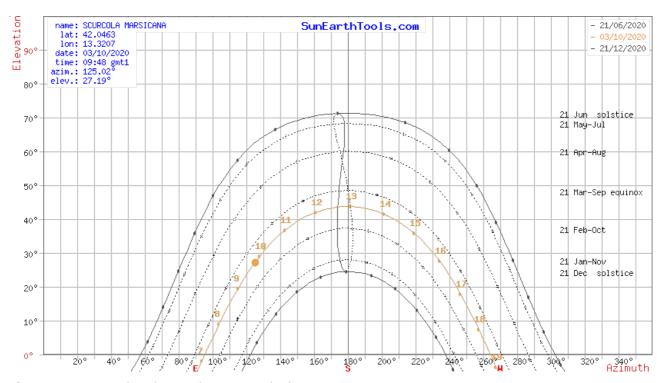


Fig 7: Diagramma solare di Scurcola Marsicana (AQ)

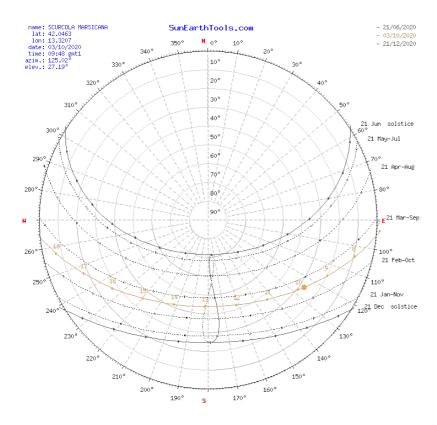


Fig 8: Diagramma solare di Scurcola Marsicana (AQ)

# 3.5.4 Procedure di Calcolo Energia Prodotta

Per la valutazione dell'energia elettrica prodotta dell'impianto fotovoltaico si è fatto riferimento ai dati climatici indicati nella norma UNI 10349 con il metodo Europeo **PVGIS** - Photovoltaic Geographical Information System.



# 3.5.4.1 Criteri di Calcolo dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientamento (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;

- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS è stato stimato direttamente tenendo conto del totale delle perdite con l'utilizzo della seguente formula:

Totale perdite [%] = 
$$[1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- a Perdite per riflessione.
- b Perdite per ombreggiamento.
- c Perdite per mismatching.
- d Perdite per effetto della temperatura.
- e Perdite nei circuiti in continua.
- f Perdite negli inverter.
- g Perdite nei circuiti in alternata.

# Monthly energy output from tracking PV system:

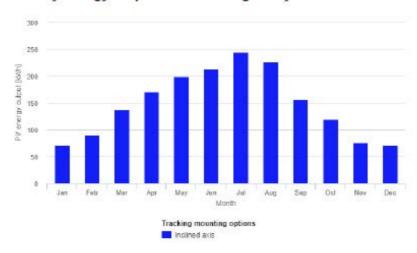


Fig. 9.: Energia mese prodotta dall'impianto

# Monthly in-plane irradiation for tracking PV system:

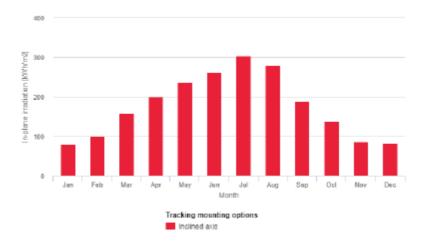


Fig. 10.: Irradiazione mese impianto orientamento mono-assiale

#### Inclined axis Month E\_m H(i)\_m SD\_m 71.2 79.9 11.4 January February 89.5 99.9 15.1 March 137.9 156.8 21.5 April 170.3 199.5 10.8 198.3 236.0 21.7 May June 213.2 261.7 18.0 July 244.4 303.5 19.3 225.6 278.3 14.9 August September 157.3 188.6 9.6 October 119.0 138.6 15.5 76.7 87.0 14.2 November 72.1 81.3 14.3 December

# PVGIS-5 estimates of solar electricity generation

Provided inputs	S:	Simulation outputs				
Latitude/Longitude	: 42.047, 13.321		IA*			
Horizon:	None	Slope angle [°]:	0			
Database used:	PVGIS-CMSAF	Yearly PV energy production [kWh]:	1775.43			
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation [kWh/m²]:	2111.09			
PV installed:	1 kWp	Year-to-year variability [kWh]:	80.7			
System loss:	10 %	Changes in output due to:				
		Angle of incidence [%]:	-1.84			
		Spectral effects [%]:	1.17			
		Temp. and low irradiance [%]:	-5.91			
		Total loss [%]:	-15.9			

<sup>\*</sup> IA: Inclined axis

L'energia totale annua prodotta dall'impianto è dato da:

**E** = 1775,43 x 998,40 = **1.772.589** kWh/anno.

E\_m:Average monthly electricity production from the given system [kWh].

H  $\,$  m: Average monthly sum of global Irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

#### 3.6 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO FOTOVLTAICO

# 3.6.1 Descrizione Generale Impianto

L'impianto, denominato **"SCURCOLA 4"** è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in media tensione.

La superficie complessiva disponibile per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è 1,831ha lordi, cosi identificati al catasto del Comune di Scurcola Marsicana (AQ).

L'impianto fotovoltaico è stato configurato con un sistema ad inseguitore solare mono assiale.

L'inseguitore mono assiale utilizza una tecnologia elettromeccanica per seguire ogni giorno l'esposizione solare Est-Ovest su un asse di rotazione orizzontale Nord-Sud, posizionando così i pannelli sempre con la perfetta angolazione. L'inseguitore solare orienta i pannelli fotovoltaici posizionandoli sempre nella direzione migliore per assorbire più radiazione luminosa possibile.

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (inseguitore) sono fissate al terreno attraverso dei pali di fondazione ai quali sono fissati i montanti di movimentazione dei moduli; l'intera struttura è in acciaio trattato galvanicamente.

L'intervento prevede l'impiego di due cabine elettriche, la prima per la conversione DC/AC, per la trasformazione in media tensione e per la misura dell'energia prodotta; la seconda per la consegna dell'energia alla rete elettrica nazionale e la misura dell'energia immessa in rete.

L'impianto è idoneamente recintato e dotato dei dovuti sistemi di allarme e videosorveglianza. Per la distribuzione della corrente continua è stata realizzata una rete dedicata di cavidotti interrati con impiego di pozzetti di ispezione e derivazione in cls. delle dimensioni 40x40cm. Per la distribuzione della corrente alternata BT ed MT fino al punto di connessione alla rete elettrica nazionale è stata realizzata una rete dedicata di cavidotti interrati con impiego di pozzetti 100x100cm.

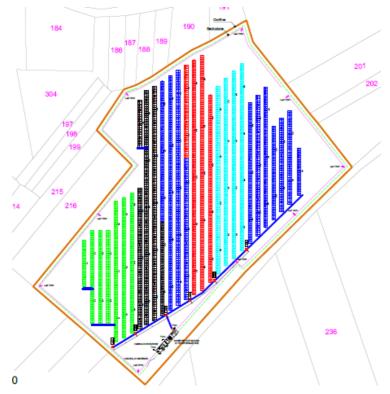
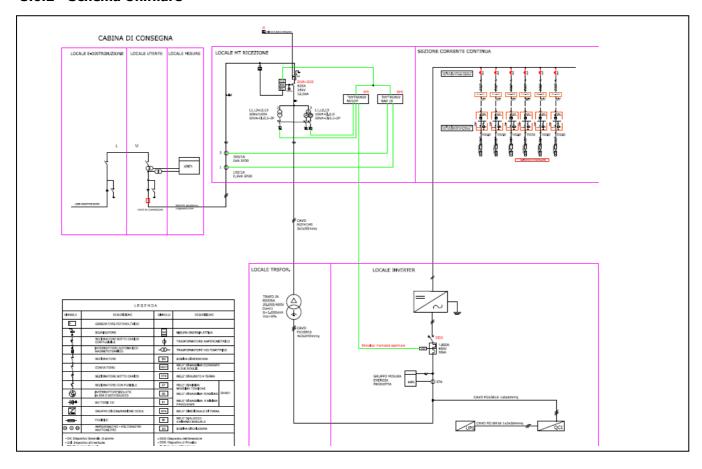


Fig. 11: Planimetria Impianto FV 998,40KWp. – (Tavola TRM96\_PE\_SC03)

# 3.6.2 Schema Unifilare



#### 3.6.3.1 Generatore fotovoltaico

La produzione di energia elettrica avviene mediante l'utilizzo di un generatore fotovoltaico. L'impianto ha una potenza nominale di **998,40 kWp** collegato alla rete pubblica di distribuzione elettrica tramite

gruppi di conversione DC/AC modulari con consegna trifase in MT; il collegamento alla rete pubblica è effettuato in conformità alla norma CEI 0-16:2019-04

La produzione di energia per annuo, in base all'irraggiamento solare dell'area, è stimata in **1.772.589 kWh** (equivalente a **1.775,43 kWh/kWp installato**), generata da **2.496** moduli che occupano una superficie di **5.021,99**m<sup>2</sup>. Complessivamente l'impianto utilizza un totale di **96** Stringhe, ogni stringa è composta da **26** moduli in serie della potenza di picco pari a **400**Wp cad.

Le stringhe sono parallelate in apposito quadro **SB** (Quadro Parallelo Stringhe), ogni quadro può ricevere fino ad un massimo di 16 stringhe da 1.431Vcc - 10A max. L'impianto prevede l'utilizzo di **6 SB da 1421Vcc e 153,12A.** 

I quadri sono attestati alle cabine Inverter tramite cavi in alluminio, la trasformazione dell'energia elettrica da continua ad alternata trifase a **400 V** avviene tramite l'ausilio di nr. **1** inverter DC/AC da **1500Vcc-1000kVA**.

La suddivisione in campi e stringhe è realizzata in modo da garantire il perfetto bilanciamento delle fasi ed è compiutamente rappresentata nello schema elettrico generale dell'impianto FV (TRM96\_PE\_IE00 "Schema Elettrico Unifilare").

# Scheda tecnica

CARATTERISTICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO				
CARATTERISTICHE GENERATORE	Unità di misura	VALORE		
Tipo di generatore		Inseguitore solare mono assiale		
Potenza di picco del Modulo	Wp	400		
Potenza nominale	kWp	998,40		
Potenza fase L1	KW	332,8		
Potenza fase L2	KW	332,8		
Potenza fase L3	KW	332,8		
Monofase/Trifase		Trifase		
Tipo di Connessione	V	20.000		
Tipo di Trasformatore Resina-Olio-kVA	n°.	n. 1 TRAFO da 1.000kVA - Olio		
Vout CA		400V lato BT - 20.000V lato MT		
Superficie del modulo	m²	2,01		
Superficie dei moduli	m²	5.021,99		
Superficie radiante	m²			
Numero totale moduli	n°	2.496		
Numero Totale Stringhe	n°	96		
Numero moduli per stringa	n°	26		
Numero totale inverter	n°	N° 1 - 1.500Vcc - 155x6 = 930A		
Numero QSB	n°	6da 16 stringhe (1.421Voc-153,12A)		
Energia Annua prodotta per kWp instalato	kWh/kW	1.775,43		
Produzione Energia/Anno	kWh	1.772.589		
Tensione esercizio Stringa Vmp	V	1170,4		
Tensione max. ingresso Inverter Vdc	V	1500		
Sistema di accumulo		Assente		
Capacità di accumulo utile				
BOS	%	74.97		
Vita media del'impianto	anni	30		
Decadimento	%/anno	0,5		

Tabella 3: Caratteristiche tecniche del Generatore fotovoltaico.

# 3.6.3.2 Modulo fotovoltaico

I moduli fotovoltaici impiegati sono del tipo a 72 celle in silicio cristallino con una potenza nominale di 330Wp SUNTEC

I moduli sono predisposti di scatola di giunzione con diodi di by-pass e connettori di collegamento.

La scelta dei moduli proposti garantisce un grado di assoluta affidabilità, durabilità e rendimento anche in funzione delle temperature medie anno del sito di intervento.

Ciascun modulo fotovoltaico è dotato di apposita etichetta contenente nome del costruttore, numero del modello, potenza in Wp e numero di serie. Sono certificati IEC 61215 con Classe di isolamento Safety Class II e della Direttiva CEE

Scheda Tecnica

CARATTERISTICHE MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH 400Wp				
PARAMETRI ELETTRICI	Unità di misura	VALORE		
Potenza di Picco	Wp	400		
Tensione nominale	Vop	41,8		
Corrente nominale	А	9,57		
Corrente di corto circuito Isc	А	10,17		
Tensione a vuoto	Voc	49		
Efficienza media di conversione modulo	%	19,9		
Tensione max. Vdc	V	1500		
Tolleranza max. della potenza nominale	%	0%+5		
SPECIFICHE MECCANICHE				
Numero celle monocristallino	n.	72		
Dimensioni modulo LU x La x H	mm	2008x1002x35		
Scatola di giunzione IP 68 - 3 Diodi di protezione by-pass				
Tipo di connettore		MC4-KST4 - EV02/XY - 1500V		
Peso	Kg	22,5		
COEFFICIENTI DI TEMPERATURA				
Coefficiente di variazione corrente Isc	% su °C	0,05		
Coefficiente di variazione tensione Voc	% su °C	-0,304		
Coefficiente di variazione potenza Pn	% su °C	-0,37		
Temperatura di funzionamento	°C	da -40 a 85		
Coefficiente di temperatura NOCT	°C	42±2		

Tabella 4: Caratteristiche tecniche del Modulo fotovoltaico

# 3.6.4 Quadro Parallelo Stringhe - STRIG-BOX

I quadri di parallelo stringhe (di seguito denominati per brevità SB) sono gli elementi dell'impianto che effettuano la connessione in parallelo delle stringhe appartenenti allo stesso sotto campo e dai quali partono le linee elettriche per la connessione agli inverter.

Gli SB sono dispositivi che oltre alla funzione principale sono in grado anche di svolgere la funzione di protezione contro scariche o sovratensioni. Ciascuna stringa è collegata ad un quadro di parallelo stringhe (SB) idoneo al collegamento fino ad un massimo di 16 stringhe, adatto per l'installazione all'esterno (grado di protezione P54).

Il collegamento tra le stringhe ed il SB è realizzato con cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di almeno 0,6/1 kV di sezione 10 mm2 per limitare le perdite nei cavi.

Ogni SB è dotato dei seguenti dispositivi di sezionamento e protezione:

- un interruttore di manovra
- ❖ sezionatore generale di corrente nominale idonea, tensione di impiego di 1.500 V DC e categoria di utilizzazione DC2l-A (si prevede il collegamento di 2 poli dell'interruttore in serie);
- fusibile da 15 A, tipo gG, idonei all'uso fino a 1500 VDC, per ogni stringa;
- SPD idonei all'uso in DC, che garantiscono una tensione di scarica minore o uguale alla tensione di tenuta degli inverter indicata dal costruttore degli stessi (2,3 kV in assenza di indicazioni);

Ogni SB è collegato al corrispondente inverter come riportato nelle tavole di progetto.

Le linee in uscita da ogni SB sono realizzate con cavi unipolari con guaina, isolati in gomma e con tensioni nominali di 1,5 Kv (CDT < 2%), di sezione adeguata per limitare le perdite nei cavi.

Le linee suddette sono posate in cavidotti interrati (tubi in PVC corrugato, idonei all'interramento e di idoneo diametro.

Le condutture sono interrotte in più punti da pozzetti interrati installati in corrispondenza delle variazioni di percorso.

# Dati di targa del QSB - 1431Vcc - 165° max.

CARATTERISTICHE Q.P.S. SUNWAY	TM SMA	ART STRING BOX LS
CARATTERISTICHE	misura	VALORE
Contatto di segnalazione stato del sezionatore DC.		SI
Grado di protezione	ΙP	65
Connessioni stringhe parallele	n°	24
Connettori innesto rapido tipo		MC4
Sezionatore DC sotto carico		SI
Scatola in policarbonato		ignifuga resistente UV
Fusibili su entrambi i poli (32)	Α	16
Classe isolamento		II
Caratteristiche Telecontrollo Santerno	n.	1
Rilievo della misura corrente di stringa		SI
Rilevamento del MISMATCH e perdite di performance		SI
Allarmi apertura stringa		SI
Misure ambientali indipendenti (irraggiamento e temp.)	n.	2
Autodiagnosi avanzata		SI
SPD idonei all'uso in DC		SI

Tab. 5: Scheda Tecnica Quadro Parallelo Stringhe.

#### 3.6.5 Locale Tecnico

Nella posizione indicata nelle tavole di progetto, è posizionato il locale tecnico (rif. Fig.12) a tre scomparti ciascuno dei quali contiene quanto segue:

Locale 1: Quadro MT, contenente il dispositivo generale MT (DG);

**Locale 2:** il trasformatore MT/BT di potenza nominale 1.000kVA;

Locale 3: n° 1 inverter 1500Vcc-1000KVA;

- ❖ Il gruppo di misura dell'energia prodotta è installato nel locale tecnico immediatamente a valle degli inverter sul lato AC;
- ❖ il quadro ausiliari (condizionamento, illuminazione e prese di servizio, ecc.)
- un gruppo di continuità (UPS) per alimentazione di servizi ausiliari e protezioni di cabina elettrica.

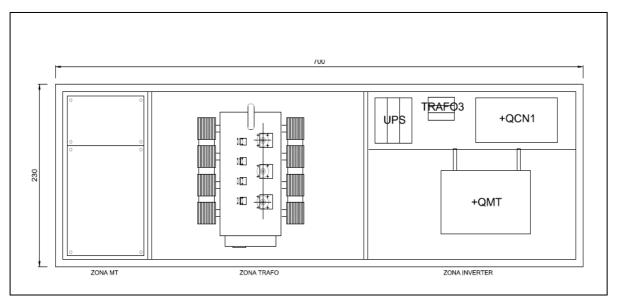


Fig. 13: Planimetria Cabina

Il collegamento tra il locale di consegna ed il quadro MT nel locale tecnico è realizzato con una terna di cavi unipolari tipo RG5H1R 12/20 kV, di sezione 95 mm2 in rame

Il dispositivo generale (DG) è costituito da un interruttore MT automatico, equipaggiato con circuito di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui agisce la protezione generale (PG), abbinato ad un sezionatore tripolare lato rete.

L'interruttore è dotato di un sistema di protezione costituito da:

- n. 1 relais di protezione conforme alle prescrizioni Enel e CEI 0-16, dotato di tre soglie di massima corrente, due ad intervento ritardato regolabile (51) ed una ad intervento istantaneo (50), nonché di una soglia di intervento per corrente omopolare (51N) con ritardo regolabile, tarati secondo le prescrizioni indicate da Enel;
- n. 3 TA di fase, con rapporto di trasformazione 100/5 A;
- n. 1 TA omopolare toroidale, con rapporto di trasformazione 470/1 A;

Il dispositivo di interfaccia (DI), unico per l'intero impianto fotovoltaico, è costituito da un interruttore BT automatico, equipaggiato con circuito di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui agisce la protezione di interfaccia (PI)

La protezione di interfaccia (PI) è costituita da un relè di protezione conforme a prescrizioni Enel e CEI 0-16, dotato delle seguenti protezioni:

- Protezione di minima mancanza tensione (27);
- Protezione di massima tensione (59);
- Protezione di minima frequenza (81<);
- Protezione di massima frequenza (81>);

Tali protezioni sono tarate secondo le prescrizioni indicate da Enel. Per le specifiche Inverter, trasformatore e quadri fare riferimento alle schede tecniche allegate

# 3.6.5.1 ACCESSORI CABINA

 Soccorritore/UPS 1000VA uscita permanente a tempo di intervento zero, ingresso 230V 50Hz - uscita 230V ±1% onda sinusoidale, autonomia 6 min a pieno carico;

#### Accessori di cabina:

- tappeto isolante a 30 kV,
- cartelli monitori, guanti isolanti a 30 kV,
- lampada emergenza portatile,
- estintore a polvere omologato,
- collettore di terra,
- presa interbloccata 2P+T con adattatore CEE/bipasso.
- pulsante di emergenza a rottura di vetro da installare all'esterno che agisce sulla protezione generale MT.
- estrattore d'aria trifase da 4.700 mc/h completo di persiana a gravità e termostato ambiente capillare.

# 3.6.5.2 Misurazione dell'energia prodotta

Il gruppo di misura dell'energia prodotta è installato nel locale tecnico immediatamente a valle degli inverter sul lato AC. Ogni gruppo è provvisto di certificato di taratura rilasciato da apposito laboratorio certificatore nonché di dichiarazione MID.

L'energia immessa in rete durante il funzionamento dell'impianto fotovoltaico e l'energia prelevata dalla rete durante il non funzionamento dell'impianto fotovoltaico, sono misurate dal contatore bidirezionale installato dall'ente distributore (Enel) nel locale misura della cabina di consegna.

#### 3.6.5.3 Alimentazione ausiliari

Nel tratto di linea di bassa tensione in c.a. compreso tra il contatore di energia prodotta, situato a valle degli inverter, ed il trasformatore MT/BT è derivato il quadro generale ausiliari (QAUX) che alimenta i servizi ausiliari distinguibili in servizi necessari al funzionamento dell'impianto fotovoltaico, e i servizi accessori. Essi sono i seguenti: In alternativa, l'alimentazione dei circuiti ausiliari di cabina può essere derivata da un POD derivato.

## Servizi necessari al funzionamento dell'impianto fotovoltaico:

- gli ausiliari inverter (per il funzionamento degli stessi);
- i dispositivi di sicurezza lato media e bassa tensione;
- il personal computer;

# Servizi accessori:

- l'illuminazione dei locali;
- l'impianto di raffrescamento;
- la centralina meteo (per il rilievo della direzione e intensità del vento e del livello di irraggiamento)
- l'impianto antintrusione;
- prese di servizio (2P+T 230V 10/16°)
- il sistema di trasmissione dati e telecontrollo.

Tutti i servizi sopra elencati sfruttano una parte dell'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico durante il periodo di funzionamento dello stesso. Parte di essi invece sfrutta l'energia della rete di distribuzione pubblica durante il periodo di non funzionamento dell'impianto fotovoltaico. E' escluso l'impianto di raffrescamento perché non funzionante quando l'impianto fotovoltaico non produce energia.

La stima del prelievo di energia da parte dei servizi ausiliari, valutata su base annua, suddivisa tra servizi necessari al funzionamento dell'impianto fotovoltaico e servizi accessori, è riportata nella tabella seguente.

# 3.6.5.4 Caratteristiche INVERTER

Cabina INVERTER SANTERNO				
CARATTERISTICHE INVERTER	Unità di misura	VALORE		
Potenza max. uscita	kVA	998		
Tensione massima di ingresso	Vdc	1500		
Numero MPPT indipendenti	Nr.	1		
Gamma di tensione MPPT	Vdc	910 - 1500		
Potenza massima per ogni MPPT	kWp	998		
Corrente massima in entrata per ogni MPPT	Α	1500		
Eficienza massima	%	98,7		
Eficienza massima CEC (Certificazione IEC 61683)	%	98,4		
Distorsione totale della corrente	%	3		
Grado di protezione	IP	65		
Temperatura di funzionamento	°C	da -25°C a 62°C		
Dimensioni (HxLxP)	mm	7000x2810x2250		
Peso	kg	14.000		

Tab. 6: Scheda Tecnica Inverter

# 3.6.6 Strutture di sostegno dei moduli

L'impianto fotovoltaico è stato configurato con un sistema ad inseguitore solare est-ovest, la tecnologia presa come riferimento è il sistema ad inseguimento mono-assiale.

L'intera struttura sulla quale vengono montati i moduli fotovoltaici è in acciaio trattato galvanicamente in modo tale da garantire un'adeguata protezione alla struttura per tutta la vita dell'impianto.

La struttura portante delle vele che ospitano i moduli fotovoltaici è dimensionata per poter reggere i carichi previsti dalle normative (vento, neve, effetti sismici) senza ricorrere alla elettronica di controllo.

La struttura del Radiante è dimensionata per resistere ad una velocità di vento pari a 28 m/s con raffiche pari a 41 m/s Questa scelta, seppur penalizzante sul piano economico, risulta essere la unica legalmente e normativamente possibile oltre a garantire il gestore del sistema fotovoltaico sulla durata dello stesso nel tempo.

# 3.6.6.1 Inseguitore mono-assiale COMAL

Il sistema ad asse singolo orizzontale "Sunhunter 18AB" Comal è facilmente adattabile, grazie alle sue caratteristiche di flessibilità, alla configurazione di vari campi fotovoltaici, al fine di raggiungere l'obiettivo di massimizzare la potenza che può generare ogni singolo campo. L'uso di tracker di diversa lunghezza e la possibilità di impostare autonomamente gli angoli di ciascun tracker, anche alla fine del back-tracking, consente di raggiugere l'obiettivo di cui sopra.





Fig. 14: Impianto realizzato con Traker mono-assiale Comal

Fig. 15: Fase realizzazione impianto – Infissione palil

Il Tracker è caratterizzato da due componenti: la componente strutturale e la componente elettronica. La struttura può essere adattata alle diverse configurazioni richieste dal cliente fino a un massimo di **84 pannelli**. La componente elettronica di ogni tracker è costituita da un set di controller e un concentratore che dialogano tra loro attraverso una rete radio mesh

Un motore altamente performante consente la rotazione di ogni singolo traker con precisione di avanzamento 0,1; il motore ha una protezione IP66 ed è alimentato da energia solare in modo autonomo.

# Caratteristiche generali dell'inseguitore Comal

**Tipo di sistema:** Inseguimento ad asse singolo orizzontale, **Pendenza del terreno** permessa: ≤ 9% N/S,(circa 6°) **Angolo di rollio** tracker settabile: +/- 55 ° (max 60°), Conforme all'uso di moduli fotovoltaici bifacciali (back-tracking),

**Materiali utilizzati nelle strutture:** S275 JOH, S355 JOH hot dip galvanized, Sendzimir Z450, **Alimentazione motore/controller:** Autoproduzione con pannellino da 30 W e batteria 24V 6 Ah

Sistema di comunicazione: wireless basato su protocollo ZigBee Built-in test equipment (BITE) per controllo

funzionale (inclinometro)

Interfaccia Web per il controllo funzionale dei tracker ed invio comandi agli stessi.



Resistente allo sporco
Resistente agli agenti chimici
Esente da manutenzione e lubrificazione
Elevati carichi radiali
Auto-allineanti, angolo di rotazione ≤ 9 °
Facilità di montaggio e smontaggio
Compensazione di errori di disallineamento
che rende sempre la migliore condizione di
rotazione sui tracker



Fig.16: particolare asse rotore e caratteristiche cuscinetto

#### Caratteristiche del controller

Garantisce l'inseguimento solare

Può lavorare in modalità stand-alone oppure in una rete wireless ZigBee,

**Autoalimentato:** kit di alimentazione con batteria a pannello fotovoltaico da 30 W che fornisce energia necessaria per caricare una/ due batterie 24 V 6 Ah LI-ION

Tecnologia di nostra proprietà (hardware e software)

Doppia protezione dal vento basata su un algoritmo di nostra proprietà

#### Caratteristiche del motore



Hi-performance motore DC, Consente la rotazione del tracker, Grado di protezione IP66, Precisione di rilevamento 0,1 %, Temperatura dell'azionamento a vite senza fine da -20 ° C a + 120 ° C,



Fig.17: particolare motore e relativo supporto - Caratteristiche

# **CERTIFICAZIONI**

CE marked

In conformità con 2006/42/EC, EMC regulation, LV regulation, RoHS 2



Fig.18: particolare traker

## 3.6.6.2 Disposizione strutture e verifica degli Ombreggiamenti

Il posizionamento delle strutture a terra viene eseguito nel rispetto delle istruzioni raccomandate dal costruttore in funzione dell'andamento del terreno e dell'orientamento.

La disposizione delle strutture a Terra è stata verificata applicando la seguente formula indicata dalla CEI 82-25 (guida al fotovoltaico):

d/h = 
$$\sin(\beta)$$
 \*  $\tan(23.5^{\circ} + \text{latitudine}) + \cos(\beta)$ 

La formula è applicabile sia nel caso di impiego di strutture fisse e sia di quelle ad inseguitore mono assiale.

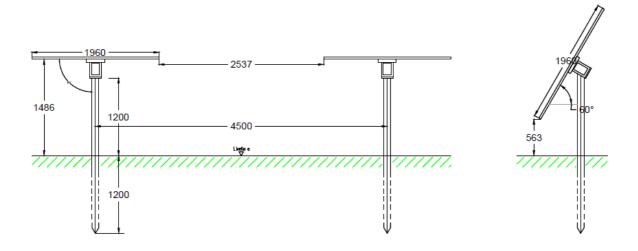


Fig.19: Dimensionamento di progetto, distanze fra strutture CAMAL.

### 3.6.7 Canalizzazioni, cavidotti e cavi elettrici di collegamento;

#### 3.6.7.1 Scavi

Per la posa dei cavi elettrici (BT e MT) vengono eseguiti scavi a sezione ridotta e obbligata di profondità di 80 e 120 cm e di larghezza variabile in funzione del numero di cavi e cavidotti da posare.

Ad una profondità di circa 40cm dal piano di calpestio e pertinente l'intero tracciato, viene posato il nastro monitore in polietilene così come previsto dalle norme di sicurezza.

Le linee elettriche destinate al trasporto dell'energia e del segnale vengono, per la maggior parte, interrate con la logica di seguito descritta.

Le linee elettriche in corrente continua sono principalmente posate direttamente nel terreno, in modo da limitare al minimo i lavori di scavo e successivo rinterro. In prossimità di ogni quadro di protezione e sezionamento (string-box) saranno usati dei tubi in materiale isolante per proteggere i conduttori dai raggi solari. Le linee di scavo adiacenti alle file di moduli verranno raccolte dalle dorsali, le quali termineranno alle cabine

Le linee elettriche tra la cabina inverter e la cabina di consegna sono posate in tubi in materiale isolante ed autoestinguente, del tipo pesante (secondo CEI 23-46). Per quanto possibile i percorsi saranno lineari, con una distribuzione simile alla spina di pesce.

La dimensione in sezione degli scavi sarà adequata al numero di tubazioni da interrare.

In corrispondenza di ogni cabina verrà tracciata la maglia di terra, che richiederà uno scavo aggiuntivo all'interno dei lavori di sbancamento. Tutto il materiale di scavo sarà usato per il rinterro e la copertura delle tubazioni/cavi posati.

#### 3.6.7.2 Canalizzazioni

I cavi elettrici preintestati forniti a corredo dei moduli fotovoltaici sono posati a vista utilizzando le strutture metalliche di supporto ai moduli stessi.

I cavi, lato corrente continua, utilizzati per il collegamento tra le stringhe del campo elettrico fotovoltaico e gli inverter sono interrati e canalizzati.

All'interno delle cabine elettriche è previsto l'utilizzo di canaline in acciaio zincato complete di coperchio bloccate medianti viti autofilettanti o staffe sagomate. I cavi elettrici utilizzati per i servizi ausiliari (alimentazione quadri di campo, tvcc, rete dati, ecc.) vengono posati attraverso tubazioni in polietilene (HDPE).

I cavi, lato corrente alternata, utilizzati per il collegamento tra l'uscita degli inverter e il quadro di parallelo e di protezione BT, e tra questo e il quadro di sezionamento MT presenti in cabina elettrica, vengono posati in opera all'interno di canaline metalliche.

I cavi elettrici utilizzati per gli impianti ausiliari vengono posati su canalizzazioni diverse da quelle utilizzate per le linee di potenza.

#### 3.6.7.3 Connessioni e Derivazioni

Tutte le derivazioni e le giunzioni dei cavi sono realizzate in apposite cassette di derivazione opportunamente dimensionata, è previsto l'impiego del seguente materiale::

- Cassette da esterno a doppio isolamento in materiale isolante autoestinguente secondo CEI 23-19 in esecuzione IP65, posate a vista a parete/pavimento;
- Cassette da esterno a doppio isolamento in vetroresina, di forma ottagonale, in esecuzione IP54 posate a vista in aree esterne alla cabina.

Le cassette sono di tipo modulare, per le connessioni vengono impiegati morsetti da trafilato o morsetti volanti a cappuccio con vite isolati a 500V.

## 3.6.7.4 Cavi elettrici

Tipologia di cavi impiegati

- N.1 Kit terna cavi MT tra quadro MT ENEL e Dispositivo Generale MT utente in cavo RG7H1R 12/20kV da 3x[1x95] mmq completo di capicorda e terminali MT;
- N. 1 Kit terna cavi MT tra QMT utente e TRAFO in cavo RG7H1R 12/20kV da 3x[1x95] mmq completo di capicorda e terminali MT;
- N. 2 Kit cavi BT tra TRAFO e QBT in cavo FG7R 0.6/1 kV da 3Fx3x[1x300] mmq + 1Nx2x[1x300] mmq +1PEx2x[1x300] mmq completi di terminali BT.

Per la realizzazione dei cavidotti in MT 20kV sono stati utilizzati cavi in alluminio ad elica tipo **ARE4H5EX 12/20kV** 3 x 185mmq.

Per la realizzazione dei collegamenti tra i moduli (cavo stringa) sono stati utilizzati cavi in rame tipo **Cavo solare H1Z2Z2-K** di idonea sezione.

Per la realizzazione dei collegamenti tra i quadri di parallelo stringhe (QSB) ed Inverter sono stati utilizzati cavi in alluminio tipo **ARG7R** di idonea sezione.

## 3.6.8 Quadro Elettrico BT

CARATTERISTICHE	QUADR	ОВТ
CARATTERISTICHE	Unità di misura	VALORE
Tensione funzionamento nominale	V	1000
Tensione di tenuta ad impulso U imp.	kV	8
Corrente nominale	Α	4000
Corrente impulso nominale max. (1s)	kA	105
Frequenza	Hz	50/60
Grado di Protezione	IP	41
Materiale struttura armadio		lamiera zincata a caldo 15/10
Portine		Lamiera verniciata
Colore		grigio RAL 7035
Dimensioni	mm	948x837x2031 (LxPxH)
Int. Gen. Magnetotermico regolabile aperto	n°	2 4Px1000A42 kA
Strumento di misura Amperometro		3 TA X/5A
Strumento di misura Voltmetro /prot. Fusibili	n°	1 500V
Interruttore Magn. Differenziale Serrv. Cabina	n°	1 2Px16A 0.03A - 36kV
Interruttore salvamotore a protez. Estrattore Aut.	n°	1 RIFASAMENTO
Kit Rifasamento TRAFO per funzionamento a vuoto	n°	1 18.12 kVAR 440V

**Tabella 7:** Caratteristiche generali del Quadro BT (Allegato TABELLA PE 9/07)

## 3.6.9 QUADRO MT PER CABINE da 1000kVA conforme alle NORME CEI 0-16 sec.ed.

Il **QUADRO MT** conforme alle norme: CEI 176, IEC 298, IEC 654, DPR 547 del 27/04/1955.

E' realizzato con pannelli normalizzati per installazione all'interno completi di:

- · sistema trifase di barre omnibus in rame elettrolitico;
- · sbarre generali di messa a terra (in piatto di rame elettrolitico);
- · collegamenti ausiliari di misura, segnalazione, blocchi;
- · schema sinottico sul fronte del quadro;
- · indicazioni sul fronte della sequenza delle operazioni;
- · targhe generali di servizio e cartelli monitor;
- · terminali e capicorda.

E' prevista una completa segregazione fra celle - sbarre e celle-interruttore e fra celle - interruttore e celle - cavi in qualsiasi posizione del sezionatore rotativo e la segregazione, fra celle-protezioni e strumenti dalle celle di M.T.

La struttura di ogni unità è interamente realizzata con lamiere metalliche prezincate e costituita da più compartimenti tra loro segregati metallicamente.

Ogni unità è predisposta con appositi fori per il fissaggio a pavimento ed è provvista di chiusura di foro dotata di apposite aperture per il passaggio dei cavi di media tensione e dei cavi dei circuiti ausiliari.

Tutte le unità dotate di porta hanno un interblocco che permette l'apertura della porta solo in condizioni di sicurezza; il compartimento sbarre è raggiungibile dal tetto o dal fronte smontando l'apposita copertura metallica.

I quadri di media tensione, lato cabina elettrica di trasformazione bt/mt "CAB\_2", sono contraddistinti dalle seguenti caratteristiche:

CARATTERISTICHE	QUADR	O MT
CARATTERISTICHE	Unità di misura	VALORE
Tensione nominale	kV	24
Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale	Hz/min	50/1m valore efficace 50kV
Tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico	micro/s	1,2/50 valore di picco 125KkV
Tensione di esercizio	kV	20 a 50/60Hz
Corrente nominale delle sbarre principali	Α	630
Corrente nominale max delle derivazioni	А	630
Corrente nominale ammissibile di breve durata 16kA;	kA	16
Corrente nominale di picco	kA	40
Potere di interruzione degli interruttori alla tensione nominale	kA	16
Durata nominale del corto circuito	S	1
Tensione nominale degli ausiliari	Va	230

Tabella 8: Caratteristiche generali del Quadro MT (Allegato TABELLA PE 9/08)

Il Quadro è composto dai sequenti moduli:

#### 3.6.9.1 Modulo PROTEZIONE TRAFO CON INTERRUTTORE

- Presenza tensione lato sbarre e lato cavi;
- Interruttore HD4/R-Sec o VD4/R-Sec p230 non motorizzato con sganciatore di apertura;
- Sganciatore di chiusura;
- Conta manovre, contatti aux 2 NA + 2 NC;
- Sganciatore minima tensione;
- Esclusore meccanico temporaneo dello sganciatore di minima tensione;
- Relè di protezione REF601 senza comunicazione (51, I>; 51, I>>; 50, I>>>; 51N, Io>; 50N, Io>>) con 3 sensori a bordo interruttore e toroide per guasto a terra, conformi alla norma CEI 0-16;
- Protezione sovratemperatura con centralina e sensori temperatura di tipo PT100.
- Sezionatore G-Sec con:
  - 1 chiave rimovibile con sezionatore di linea in posizione di chiuso e 1 chiave rimovibile in posizione di aperto;
  - 1 chiave rimovibile con sezionatore di terra in posizione di chiuso;
  - 1 chiave rimovibile in posizione di aperto;
  - Sezionatore di terra lato distributore con chiave di responsabilità del distributore, in accordo alla norma CEI 0-16. Dimensioni mm. 750x1150x1730 (LxPxH).

N.B. Il montaggio del TRAFO è previsto in vano dedicato completo di porta con serratura.

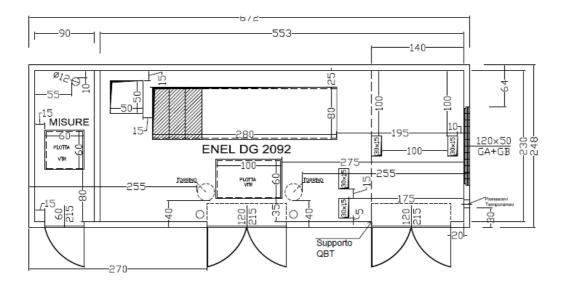
### 3.6.10 Trasformatore in olio

- TRASFORMATORE di distribuzione MT/BT trifase in resina a basse perdite da 1.000kVA;
- Tensione primaria 20kV ±2x2.5%;
- Tensione secondaria 400/230V FF/FN; Vcc (%) 6;
- collegamento triangolo / stella / stella con neutro Dyn11;
- classi E2,C2,F1.

## Completo di:

- 4 rulli di scorrimento orientale;
- 4 golfari di sollevamento;
- ganci di traino sul carrello;
- morsetti di messa a terra, targa delle caratteristiche;
- morsettiera di regolazione lato MT;
- certificato di collaudo;
- centralina termometrica per visualizzazione della temperatura delle tre fasi con termosonde Pt100, determinazione del 'set point di allarme e sgancio.

## 3.6.11 Cabina di consegna;



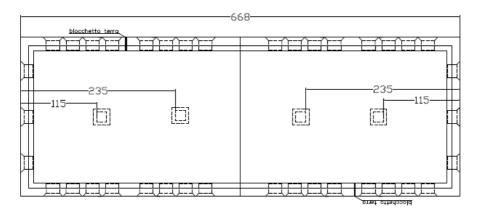


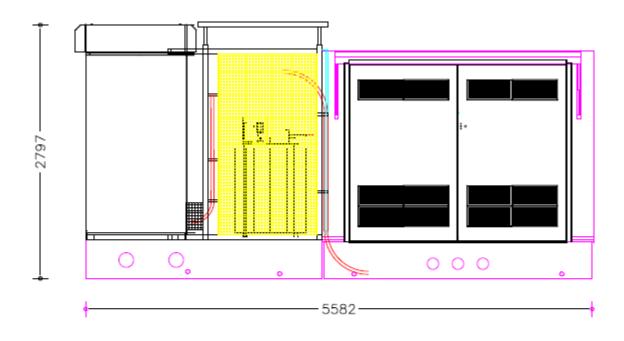
Fig. 20: Particolare costruttivo della Cabina realizzato in conformità al capitolato Enel (TRM14\_PE\_OE05)

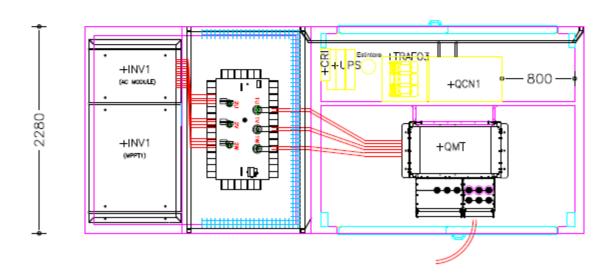
L'impianto fotovoltaico è connesso alle rete di E-Distribuzione in Media Tensione a 20kV, a mezzo di una cabina di consegna.

La cabina è composta da tre locali di cui uno per la consegna e misura in MT, secondo le prescrizioni previste nella Specifica Tecnica di e-Distribuzione **DG2092 Ed. 03.** 

Le caratteristiche statiche e meccaniche sono adeguate alle sollecitazioni dovute al montaggio delle apparecchiature e realizzazione impianti interni. Nello specifico viene realizzata una cabina del tipo prefabbricato con caratteristiche strutturali equivalenti a quelle delle prescrizioni di Enel- Distribuzione DG 2092 Ed. 03 del 15/09/2016. Il box è realizzato ad elementi componibili prefabbricati in calcestruzzo armato vibrato tali da garantire pareti interne lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo tutte le sezioni orizzontali.

## 3.6.12 Cabina di Trasformazione;





La cabina di trasformazione è connessa a quella di consegna tramite una linea MT in cavidotto interrato. Il particolare costruttivo della Cabina di Consegna e delle Cabine di Trasformazione MT/BT con il layout degli apparati installati è illustrato nell'elaborato grafico di progetto in allegato.

## Caratteristiche elettriche

- Tensione nominale: 20 kVFrequenza nominale: 50 Hz
- Sistema: Trifase
- Potenza presunta di corto circuito sulla rete di alimentazione: 250 MVA
- Corrente convenzionale di guasto a terra: Igmt=50A
- Tempo di eliminazione del guasto da parte dell'ente erogatore: T=>10 sec

Gli interruttori in media tensione sono dotati di apposito relè di media tensione che provvede allo sgancio del relativo interruttore. L'apertura del circuito di media tensione è generata dalle termosonde presenti sui trasformatori Ogni relè è dotato di un interfaccia per la telegestione e il telecontrollo.

La cabina di consegna è dotata di anello di terra in rame con dispersori verticali cui sono collegati:

- · il centro stella dell' avvolgimento secondario (neutro);
- · le carpenterie metalliche;
- · le carcasse dei trasformatori;
- · le manopole dei sezionatori;
- · i comandi degli interruttori automatici;
- · i telai delle finestre e delle porte metalliche;
- · le incastellature metalliche delle apparecchiature.

I conduttori di protezione, per i collegamenti al nodo di terra unico delle masse metalliche di tutte le apparecchiature/condutture elettriche in AC e di tutte le eventuali masse metalliche estranee accessibili, sono costituiti da corda di rame flessibile, isolata in PVC giallo-verde, di tipo non propagante l'incendio a Norme CEI 20-22.

## 3.6.13 Sistema di monitoraggio

E' prevista l'installazione di un sistema di monitoraggio energetico la cui struttura risponde a condizioni di modularità e di rispetto dei blocchi funzionali fondamentali di cui si compone generalmente un sistema di acquisizione dati. Il sistema è costituito da un Data Logger con eventuale modulo di espansione (Sistema elettronico di controllo, di acquisizione e trasmissione dati) in grado di acquisire i dati provenienti dalle seguenti apparecchiature:

- · sensore di irraggiamento;
- · sensore di temperatura;
- · seriale degli inverter previsti;
- · contatto ON/OFF relativo allo stato degli interruttori del quadro elettrico di parallelo e di interfaccia. e di trasmettere postazione PC esterna (modem GPRS/internet) tutte le informazioni acquisiti dal campo fotovoltaico (potenza elettrica istantanea, energia elettrica prodotta cumulata e la CO2 risparmiata).

Tale sistema è in grado di gestire anche il sistema di antintrusione/tvcc installato (vedi sotto) inviando segnalazioni via web e/o SMS al responsabile degli impianti.

## 3.6.14 Impianto di Illuminazione

L'impianto fotovoltaico è dotato di un impianto di illuminazione perimetrale esterna costituito da 12 proiettori LED con potenza di 70W, installati su pali metallici ad altezza di 3 metri fuori terra.

## 3.6.15 Impianto di videosorveglianza

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un impianto di videosorveglianza costituito da 4 telecamere fisse, installate sopra al cabinato dell'inverter e collegate tramite cavo ethernet alla centralina di controllo, con possibilità di visione e controllo da remoto delle immagini.

### 3.6.16 Impianto Antintrusione

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un impianto di allarme costituito da cavo magnetofonico lungo tutto il perimetro, in grado di comandare l'accensione dell'impianto di illuminazione perimetrale.

### 3.6.17 Recinzione

Lungo il perimetro dell'impianto fotovoltaico è installata una recinzione in rete metallica plastificata di colore verde, con altezza pari ad 1,8 m., sorretta da pali metallici installati ad un intervallo regolare di 2 m.

Sarà presente un unico cancello di ingresso realizzato in ferro zincato con larghezza pari a 6 m.

### 3.6.18 Viabilità interna

La viabilità interna all'impianto fotovoltaico sarà interamente realizzata in terra battuta.

#### 3.7 PROTEZIONI

## 3.7.1 Impianto di terra - Protezione contro le scariche atmosferiche

Per il campo fotovoltaico, lato corrente continua, essendo realizzato con apparecchiature e componenti aventi una classe di isolamento pari a II, non è previsto un impianto di terra con conduttore PE.

Il progetto prevede la posa in opera di idonei scaricatori di tensione da installare sui quadri elettrici. La protezione contro le sovratensione sul lato corrente continua è assicurata dal sistema presente all'interno dei singoli inverter.

I conduttori di protezione, per i collegamenti al nodo di terra unico delle masse metalliche di tutte le apparecchiature/condutture elettriche in AC e di tutte le eventuali masse metalliche estranee accessibili, sono costituiti da corda di rame flessibile, isolata in PVC giallo-verde, di tipo non propagante l'incendio a Norme CEI 20-22. Sa.

I conduttori impiegati per i collegamenti equipotenziali hanno una sezione minima pari alla metà della sez. del conduttore di protezione principale dell'impianto con il limite inferiore di 6 mmq.

### Sezione dei conduttori di protezione

Il conduttore di protezione, ha una sezione non inferiore a quella indicata dall'art. 543.1.1 della norma CEI 64-8 dalla quale si deduce la seguente formula:

$$SItK_p = 2 \cdot /$$

dove:

**Sp** sezione del conduttore di protezione (mm2);

I valore efficace della corrente di guasto che può percorrere il conduttore di protezione per un guasto di impedenza trascurabile (A);

t tempo di intervento del dispositivo di protezione (s);

**K** fattore il cui valore dipende dal materiale del conduttore di protezione, dell'isolamento e di altre parti e dalle temperature iniziali e finali.

La Norma CEI EN 60439-1 definisce un metodo che permette di calcolare rapidamente la sezione del conduttore di protezione in funzione della sezione dei conduttori attivi, a condizione che sia utilizzato lo stesso materiale ( rame ).

Sezione dei conduttori attivi Sezione minima del PE ( mmq ) ( mmq )

Sezione dei conduttori attivi ( mmq )	Sezione minima del PE ( mmq )
S <= 16	S
16 <= S < 35	16
35 <=S <= 400	S/2
400 <= S <= 800	200
S <= 800	S/4

Nel caso specifico il conduttore per le connessioni equipotenziali delle strutture di fissaggio dei moduli fotovoltaici, ha una sezione minima pari a 6mmq.

# 3.7.1.1 Messa a terra lato locale tecnico (cabina MT/bt)

L'impianto di messa a terra è costituito:

- dagli schermi metallici dei cavi MT, collegati a terra ad entrambe le estremità;
- dagli anelli di terra delle cabine, realizzati con tondino in acciaio di sezione almeno 50 mm2;
- da quattro picchetti in acciaio zincato, lunghezza almeno 1,5 m, posti ai vertici dell'anello;
- dai nodi di terra delle cabine e dai conduttori di protezione ed equipotenziali.

All'impianto di terra sono collegate tutte le masse, le masse estranee ed il conduttore neutro.

## 3.7.1.2 Messa a terra lato campo fotovoltaico

L'impianto di messa a terra sarà costituito:

- dalle strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici intese come dispersori naturali; All'impianto di terra dovranno essere collegate tutte le masse e le masse estranee dell'impianto.

La determinazione della sezione del conduttore di protezione è calcolata con la formula:

 $Sp^{2*}K^2 = I^{2*}t$ 

Sp = Sezione del conduttore di protezione;

I = Corrente di guasto che percorre il conduttore di protezione per un guasto franco a massa;

t = Tempo di intervento del dispositivo di protezione;

K = Valore caratteristico del conduttore.

#### 3.7.2 Protezioni contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti viene realizzata ricoprendo completamente le parti attive dei conduttori e delle apparecchiature, mediante isolamento, inoltre si useranno involucri o barriere, la cui apertura o rimozione sia possibile solo mediante attrezzo.

Unitamente ai dispositivi di protezione descritti si utilizzano come protezioni addizionali, per i carichi mobili e portatili, interruttori differenziali con Idn nominale inferiore o uguale a 30 mA.

### 3.7.2.1 Protezione mediante isolamento

Le parti in tensione saranno completamente ricoperte con un isolamento che possa essere rimosso solo mediante distruzione.

## 3.7.2.2 Protezione mediante involucri o barriere

Le parti in tensione saranno poste entro involucri o dietro barriere tali da assicurare almeno il grado di protezione IPXXB (dito di prova) o IPXXD (filo di prova di 1 mm) se a portata di mano. Gli involucri o le barriere devono essere rimosse solo con l'uso di chiavi o attrezzi.

### 3.7.3 Protezioni contro i contatti Indiretti

La protezione contro i contatti indiretti viene realizzata mediante messa a terra delle masse e delle masse estranee, coordinata con interruttori magnetotermici e differenziali. La protezione contro le tensioni di contatto e assicurata mediante l'uso di interruttori differenziali soddisfacenti alla relazione:

sistema TT: Id <= 50/Rt sistema TN: Id <= 230/Zt

con: Id = Corrente di taratura del differenziale in A

Rt = Valore della resistenza di terra in ohm

Zt = Valore della impedenza dell'anello di guasto in ohm

Il tempo massimo di interruzione del dispositivo di protezione e di 5 sec..(CEI 64-8). L' installazione di dispositivi di tipo differenziale assicura, con largo margine, il rispetto della condizione. Per i carichi mobili o portatili il tempo massimo di interruzione del dispositivo di protezione e di 0,4 s, per cui sulle prese sono installati dispositivi di tipo differenziale con corrente Idn = 0,03A.

#### 3.7.3.1 Guasti in media tensione

In caso di guasto monofase a terra sulla media tensione, a monte del dispositivo generale, l'interruzione della corrente di guasto IF è garantita dalle protezioni del distributore di energia elettrica.

Per il corretto dimensionamento dell'impianto di terra, il distributore comunica i valori di:

- Corrente di guasto monofase a terra MT (IF)
- Tempo di eliminazione del guasto (tF)

I guasti a terra sulle linee di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico saranno interrotti dalle protezioni presenti nell'impianto.

La sicurezza delle persone sarà sicuramente garantita se l'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico garantirà una resistenza di terra RE tale per cui (CEI 11-1, art. 9.9):

## $R_E I_{k1} <= U_{IP}$

Dove Ik1 è la massima corrente di guasto monofase a terra e UTp è la tensione di contatto ammissibile corrispondente al tempo di eliminazione del guasto delle protezioni MT.

I valori di UTp, indicati dalla norma CEI 11-1 e dalla quida CEI 11-37, sono riportati nella tabella sottostante.

tF (s)	UTp (V)	tF (s)	UTp (V)
0.04	800	0.55	185
0.06	758	0.60	166
0.08	700	0.64	150
0.10	660	0.65	144
0.14	600	0.70	135
0.15	577	0.72	125
0.20	500	0.80	120
0.25	444	0.90	110
0.29	400	0.95	108
0.30	398	1.00	107
0.35	335	1.10	100
0.39	300	3.00	85
0.40	289	5.00	82
0.45	248	7.00	81
0.49	220	10.00	80
0.50	213	> 10.00	75

Tab. 9 Valori UTP da Norma CEI 11-1 e della guida CEI 11-37.

I valori di Ik1 (massima corrente di guasto monofase a terra) e UTp (tensione di contatto) sono comunicati dall'ente distributore dell'energia elettrica in fase di ultimazione dell'iter di connessione dell'impianto alla rete in media tensione.

Se la suddetta relazione  $\mathbf{R}_E \ \mathbf{I}_{k1} <= \ \mathbf{U}_{IP}$  non potrà essere garantita, occorrerà procedere alla misura delle tensioni di contatto e di passo e verificare che esse rispettino i limiti ammessi.

Nel caso ciò non avvenga, si dovranno mettere in atto le misure di protezione di cui alla norma CEI 11-1 (equipotenzializzazione, asfaltatura, ecc.).

#### 3.7.3.2 Guasti in bassa tensione

Le protezione contro i contatti indiretti lato bassa tensione verrà realizzata con interruzione automatica del circuito secondo quanto prescritto dalla norma CEI 64-8, art. 413.1.

Le relazioni che regolano la scelta delle caratteristiche che dovranno possedere i dispositivi di protezione, cambiano in funzione dei modi di collegamento a terra definiti TN. TT e IT.

Sistema TN = Il sistema ha un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate allo stesso punto per mezzo di un conduttore di protezione. In maniera più specifica, si ha sistema TN-S quando il conduttore di neutro e il conduttore di protezione sono separati, sistema TN-C quando il conduttore di neutro e il conduttore di protezione sono combinati in un unico conduttore (PEN), sistema TN-C-S quando il sistema TN-C è limitato ad una parte dell'impianto.

Sistema TT = Il sistema ha un punto collegato direttamente a terra mentre le masse dell'impianto sono collegate ad un impianto di terra elettricamente indipendente da quello del collegamento a terra del sistema di alimentazione.

Sistema IT = Il sistema ha le parti attive separate da terra (flottante) mentre le masse dell'impianto sono collegate a terra individualmente, a gruppi o collettivamente.

Il sistema TN è relativo agli impianti in bassa tensione lato CA posti all'interno e all'esterno del locale tecnico le cui alimentazioni sono derivate dal quadro ausiliari. Il comune (neutro) è collegato alla terra del locale tecnico e le masse sono collegate ai dispersori di terra posti nelle vicinanze dei quadri di controllo. I singoli dispersori e la terra del locale tecnico sono collegati tramite conduttori di terra.

Il sistema pertanto è riconducibile al tipo TN-S

Il sistema TN è relativo anche all'impianto di produzione fotovoltaico lato DC in cui le masse (cornici) dei moduli sono collegate a terra tramite le strutture di sostegno a loro volta francamente a terra e il polo positivo è collegato a terra in corrispondenza di ogni inverter.

I dispositivi di protezione dovranno interrompere automaticamente l'alimentazione al circuito quando, in caso di guasto, tra una parte attiva ed una massa o un conduttore di protezione sia presente una tensione di contatto superiore a 50 V in c.a e 120 V in c.c.

La tensione di contatto dovrà essere eliminata in tempi sufficientemente bassi, stabiliti convenzionalmente, individuabili dalla "curva di sicurezza" e comunque mai superiori a 5s.

Per il sistema TN la condizione da soddisfare è la seguente:

### **Zs\*Ia = Uo** dove:

**Zs** = è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione tra il punto di guasto e la sorgente

**Ia** = è la corrente che provoca l'interruzione automatica dell'alimentazione entro il tempo definito nella tabella 41A dell'art, 413.1.3.3 delle norme C.E.I. 64-8 in funzione della tensione **nominale** Uo

**Uo** = è la tensione nominale in c.a. valore efficace trifase e terra che corrisponde alla tensione fase-neutro

La scelta del dispositivo nel sistema TN può essere fatta fra:

- dispositivo di protezione a corrente differenziale, in particolare di tipo selettivo anti perturbazione;
- dispositivo di protezione contro le sovracorrenti;

Più specificatamente:

- nel sistema TN-C, quando cioè le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore detto PEN, non si devono usare dispositivi di protezione a corrente differenziale;
- nel sistema TN-C-S, quando cioè le funzioni di neutro e di protezione sono combinate in un solo conduttore in una parte del sistema, se si usano dispositivi. di protezione differenziale, non si deve utilizzare un conduttore PEN a valle degli stessi

Si precisa che per l'impianto in questione, in cui sono adottati moduli fotovoltaici, apparecchiature e sistemi di cablaggio in classe II, si realizza una protezione di tipo passivo che non necessita di interruzione automatica del circuito secondo CEI 64-8 art. 413.2.

Resta inteso che, nonostante l'intervento dei dispositivi di protezione (fusibili), ai capi delle stringhe permangono tensioni pericolose (>120V) mentre ai morsetti dei moduli fotovoltaici permane un livello di tensione al di sotto delle tensioni di contatto limite stabilite dalle norme.

In conclusione occorre che prima di ogni operazione di manutenzione all'impianto fotovoltaico si rilevino eventuali segnalazioni di allarme emesse dagli inverter e si operi con dovuta cautela sul circuito in corrente continua soprattutto lungo e ai capi delle linee di collegamento delle stringhe agli inverter.

### 3.7.4 PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE CONTRO LE SOVRACORRENTI

I conduttori attivi devono essere protetti da uno o più dispositivi al verificarsi di sovracorrenti che possono essere causate da sovraccarichi o da corto circuiti.

I dispositivi che assicurano tali protezioni sono:

- interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente;
- fusibili.

### 3.7.4.1 Protezione contro i sovraccarichi e contro i corto circuiti

La protezione delle linee viene assicurata mediante interruttori automatici magnetotermici che soddisfino ai seguenti requisiti:

con: IB = corrente di impiego del circuito.

Iz = portata del cavo.

IN = corrente nominale di taratura del dispositivo di protezione.

$$I^2 \cdot t \le K^2 \cdot S^2$$

con:  $I^2t$  = energia passante.

 $K^2$   $S^2$  = energia specifica tollerabile dal cavo in condizioni adiabatiche.

Il potere di interruzione dei dispositivi di protezione deve essere maggiore della corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione. I dispositivi di protezione devono essere ubicati all'inizio delle linee. Tali dispositivi devono avere un potere di interruzione almeno pari a 16 KA.

#### 3.7.4.2 Protezione lato c.c.

I cavi dell'impianto fotovoltaico sono scelti per la massima corrente che i moduli possono generare nella condizione più gravosa, cioè alla corrente di corto circuito Isc, quindi si può ragionevolmente ritenere che essi siano protetti contro i sovraccarichi dovuti a sovraccorrenti.

I dispositivi di protezione sono scelti perciò per interrompere le correnti di corto circuito che, in un impianto fotovoltaico, possono essere determinate da:

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

I dispositivi sono generalmente fusibili vengono installati sia nel quadro di parallelo stringhe (per proteggere il cavo di stringa contro la sovracorrente dovuta alla somma delle correnti delle altre stringhe in parallelo) che all'ingresso dell'inverter (per proteggere il cavo di collegamento tra questo e il quadro di parallelo stringa).

#### 3.7.4.3 Protezione lato c.a

Anche i cavi tra gli inverter ed il punto di parallelo sono dimensionati per la massima corrente prodotta risultando quindi superfluo prevedere una protezione contro le sovracorrenti dovute ai sovraccarichi.

Si prevede pertanto la protezione contro le sovracorrenti dovute ai cortocircuiti che coincide solitamente con l'interruttore generale di bassa tensione in quanto adatto alle forti correnti lato rete. Infatti, in caso di cortocircuito, l'inverter limita la corrente in uscita ad un valore massimo pari a circa il doppio della propria corrente nominale facendo intervenire le protezioni interne mentre il cortocircuito viene alimentato direttamente dalla rete.

## 3.7.5 METODI DI DIMENSIONAMENTO E CALCOLO

### 3.7.5.1 Dimensionamento cavi

Il dimensionamento dei cavi è tale da garantire la protezione della conduttura alle correnti di sovraccarico. In base alla norma CEI 64-8/4 (par. 433.2) il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo tale che siano soddisfatte le condizioni:

- a)  $Ib \le In \le Iz$
- b)  $If \le 1.45 Iz$

Per soddisfare alla condizione *a)* è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte.

Dalla corrente *Ib* viene determinata la corrente nominale della protezione a monte (valori normalizzati) e con questa si procede alla scelta della sezione.

La scelta viene fatta in base alla tabella che riporta la corrente ammissibile *Iz* in funzione del tipo di isolamento del cavo che si vuole utilizzare, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi; la portata che il cavo dovrà avere sarà pertanto:

Iz minima = In/k

dove il coefficiente k di declassamento tiene conto anche di eventuali paralleli. La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia immediatamente superiore a quella calcolata tramite la corrente nominale (Iz minima). Gli eventuali paralleli vengono calcolati, nell'ipotesi che essi abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza, posa, etc. (par. 433.3), considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate dal numero di paralleli nel coefficiente di declassamento per prossimità).

La condizione *b* non necessita di verifica in quanto gli interruttori che rispondono alla norma 23.3 IV Ed. hanno un rapporto tra corrente convenzionale di funzionamento *If* e corrente nominale *In* minore di 1.45 e costante per tutte le tarature inferiori a 125A. Per le apparecchiature industriali, invece, le norme CEI 17.5 e IEC 947 stabiliscono che tale rapporto può variare in base alla corrente nominale ma deve comunque rimanere minore o uguale a 1,45. Ne deriva che in base a queste normative la condizione *b* sarà sempre soddisfatta

Le condutture dimensionate con questo criterio sono pertanto protette contro le sovracorrenti. Dalla sezione del cavo di fase deriva il calcolo dell' $I^2t$  del cavo o massima energia specifica ammessa dal cavo come:  $I^2t = K^2S^2$ 

La costante K viene data dalla norma 64-8/4 (par. 434.3), in funzione del materiale conduttore e del materiale isolante.

### 3.7.5.2 Cadute di tensione

Le cadute di tensione sono valutate in base alle tabelle UNEL 35023-70. In accordo con queste tabelle la caduta di tensione di un singolo ramo vale:

$$\Delta U = 2 \times I \times R \times L$$

Cavi alternata monofase

$$\Delta U = 2 \times I \times (R \times \cos \varphi \times X \times \sin \varphi) \times L$$

Cavi alternata trifase

$$\Delta U = \sqrt{3} x I x (R x \cos \varphi x X x \sin \varphi) x L$$

Dove:

 $\Delta U$  = Caduta di tensione (V)

I = Corrente(A)

R = Resistenza (ohm/km)

X = Reattanza (ohm/km)

L = Lunghezza (km)

 $\varphi$  = Sfasamento fra tensione e corrente

## 3.7.5.3 Dimensionamento conduttori di protezione

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

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

Il primo criterio consiste nel calcolare la sezione secondo il seguente schema:

- *Spe*= *Sf* se *Sf* < 16mm<sup>2</sup>;
- $Spe= 16 \text{ mm}^2 \text{ se } 16 <= Sf <= 35;$

-  $Spe= Sf/2 \text{ se } Sf > 35 \text{ mm}^2$ .

Il secondo criterio consiste nel determinarne il valore tramite l'integrale di Joule.

Il metodo adottato in questo progetto è il secondo.

## 3.7.5.4 Calcolo dei guasti

Il calcolo dei guasti viene fatto in modo da determinare le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione (inizio linea) e a valle dell'utenza (fine della linea).

Le condizioni in cui vengono determinate sono:

- guasto trifase (simmetrico);
- guasto fase terra (dissimmetrico).

1

parametri alle sequenze di ogni utenza sono inizializzati da quelli della utenza a monte e i primi vanno, a loro volta, ad inizializzare i parametri della linea a valle.

### 3.7.5.5 Calcolo delle correnti massime di cortocircuito

Il calcolo viene eseguito nelle seguenti condizioni:

- a) la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione pari a 1;
- b) l'impedenza di guasto minima è calcolata alla temperatura di 20 °C.

### 3.7.5.6 Calcolo delle correnti di cortocircuito

Il calcolo viene eseguito nelle seguenti condizioni:

- a) la tensione nominale deve essere moltiplicata per il fattore di tensione pari a 1;
- b) l'impedenza di guasto minima è calcolata alla temperatura di 20 °C. trascurando l'abbassamento della tensione di linea e l'innalzamento della temperatura si avrebbe:

$$I_{cc} = \frac{V}{\sqrt{R^2 + L^2}}$$

La Norma 64-8 propone una formula che tiene conto dei parametri prima trascurati, precisando che "*i valori ottenuti con tale formula servono per la verifica della tempestività di intervento dei dispositivi di protezione, ma non per la determinazione del potere di interruzione*":

$$I_{cc} = \frac{0.8 \cdot V \cdot S}{1.5 \cdot \rho \cdot 2l}$$

dove: Icc = corrente di corto-circuito in A

0.8 = fattore che tiene conto dell'abbassamento di tensione

V = tensione in V

S = sezione del conduttore in mm<sub>2</sub>

1.5 = fattore che tiene conto dell'aumento di temperatura

 $\rho$  = resistività del conduttore a 20°C in mm<sub>2</sub>/m

2 = fattore per monofase

I = lunghezza della linea in m

## 3.7.6 PROTEZIONI CONTRO LE SOVRATENSIONI

Sui terminali di ogni quadro di parallelo stringhe (QPS) sono stati adottati scaricatori di sovratensione (SPD) al fine di garantire una protezione contro le sovratensioni indotte dalle scariche di origine atmosferica.

# 4 TABELLA DEGLI ALLEGATI

TAVOLE DI PROGETTO - D01_LA			
DESCRIZIONE	CODICE DI RIFERIMENTO		
PLANIMETRIA GENERALE - INQUADRAMENTO URBANISTICO (CTR-PRG-MAPPA)	TRM36_PE_G00		
AREA IMPIANTO	TRM36_PE_G01		
TAVOLA DEI VINCOLI DA ALLEGARE IN P.A.S.	TRM36_PE_G02		
TRACCIATO ELETTRODOTTO ALLACCIO ALLA RETE MT - GOOGLE	TRM36_PE_G08		
PLANIMETRIA CATASTALE	TRM36_PE_G09		
SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE	TRM36_PE_IE00		
SCHEMA ELETTRICO A BLOCCHI	TRM36_PE_IE00b		
ANELLO TERRA CABINE	TRM36_PE_IE07		
TRACCIATO ELETTRODOTTO PUNTO DI CONSEGNA	TRM36_PE_IE09		
PARTICOLARI COSTRUTTIVI	TRM36_PE_OE00		
PLANIMETRIA E PROSPETTI CABINA INVERTER	TRM36_PE_OE04		
PLANIMETRIA E PROSPETTI CABINA ELETTRICA	TRM36_PE_OE05		
PLANIMETRIA IMPIANTO	TRM36_PE_SC00		
SCHEMA ESECUTIVO DORSALE PERCORSO CAVI (SCAVI-POZZETTI-CAVIDOTT)	TRM36_PE_SC01		
TAVOLA COMPOSIZIONE DELLE STRINGHE	TRM36_PE_SC03		
SCHEMA GENERALE SISTEMI DI SICUREZZA	TRM36_PE_IS00		