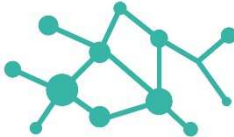






Impianto agrivoltaico		oggetto
Progettazione impianto agrivoltaico SALETTO presso il comune di Bentivoglio (BO)		
Relazione tecnica impianti elettrici lato produzione_rev01		riferimento
CS23015		commessa
CS23015_A.13_Relazione tecnica impianti elettrici lato produzione_rev01		elaborato
		Firma cliente
 Baldo srl		committente
Via Vittorio n° 20 48018 – Faenza (RA)		
 Sede Legale e Operativa: Piazza della Vittoria 8 - Brescia P.Iva e C.F.: 02754830301 T. (+39) 030.2381551 @ info@stream21.it www.stream21.it		attività di coordinamento di ingegneria
<small>Per. Ind. Vittorio Volpi Per. Ind. Gianpaolo Canova Per. Ind. Federico Alessio Canova Per. Ind. Valentino Leoni Per. Ind. Andrea Tagliani Per. Ind. Marco Mor</small>  trendenergy Società tra Professionisti s.r.l. <small>Sede Legale ed Operativa: Via Pope Paolo VI, 15 - 25018 Montichiari (BS) Tel. +39 030 2061703 - Fax +39 030 2061710 P. Iva e C.F. 03342160987 e-mail: info@trendenergy.it www.trendenergy.it</small> <small>ISO 9001:2015 Numero registrazione: CH-52496</small>  		attività di progettazione
Per.Ind. Gianpaolo Canova		timbro e firma progettista
Giugno 2023		data

rev	descrizione	data	redazione	verifica	approvazione
01	Integrazione volontaria	15/06/2023	CFA	CGP	CGP

Indice.....	3
1 PREMESSA.....	4
2 NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO.....	4
2.1 LEGGI E DECRETI	4
2.2 NORME TECNICHE.....	5
2.3 DELIBERE ARERA EX AEEG.....	8
2.4 AGENZIA DELLE ENTRATE.....	11
2.5 AGENZIA DEL TERRITORIO.....	12
2.6 ENEL.....	12
2.7 DEFINIZIONI - RETE ELETTRICA.....	12
2.8 DEFINIZIONI - IMPIANTO FOTOVOLTAICO	13
3 DESCRIZIONE E DIMENSIONAMENTO ENERGETICO DEL SISTEMA.....	18
3.1 DIMENSIONAMENTO E PRODDUTTIVITA' DELL'IMPIANTO.....	23
3.2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI.....	26
3.2.1 Modulo fotovoltaico in silicio Monocristallino	26
3.2.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	28
3.2.3 Sistema di condizionamento della potenza	28
4 ESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	31
4.1 PRINCIPALI COMPONENTI.....	31
4.1.1 Quadri elettrici parallelo e interfaccia rete.....	31
4.1.2 Vie cavo per la distribuzione linee elettriche.....	33
4.1.3 Impianto di terra.....	33
4.1.4 Sistema di video sorveglianza.....	34
4.1.5 Sistema illuminazione perimetrale.....	34
4.2 CLASSIFICAZIONE DEGLI AMBIENTI	34
4.3 IMPIANTO DI MESSA A TERRA	35
4.4 PROTEZIONE DEI CONTATTI INDIRETTI.....	36

4.4.1	Protezione dai contatti indiretti sul lato M.T.....	36
4.4.2	Protezione dai contatti indiretti sul lato B.T.....	36
4.5	PROTEZIONE DEI CONTATTI DIRETTI.....	37
4.6	PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI	38
4.6.1	Protezione contro i corto circuiti.....	38
4.6.2	Protezione delle correnti di corto circuito presunte.....	39
4.6.3	Protezione contro i sovraccarichi	39
4.7	DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE	40
5	CONCLUSIONI	40

1 PREMESSA

Il progetto prevede la produzione di energia elettrica mediante la realizzazione di apposito parco fotovoltaico denominato "SALETO" a cura della società BALDO S.r.L.

Il progetto intende realizzare un impianto a terra per la produzione di energia elettrica rinnovabile da fonte solare (fotovoltaico) con sistema di inseguimento monoassiale est-ovest, da realizzarsi su terreno situato a nord-est dell'abitato di Bentivoglio, comune appartenente all'area metropolitana di Bologna.

Gli areali risultano inseriti in contesto fortemente antropizzato nelle vicinanze della frazione di Saletto e dell'arteria autostradale A13, e sono delimitati a sud da strada comunale, via Chiesa, a est da canale demaniale in gestione al Consorzio di Bonifica Renana, e confinano poi con altri terreni agricoli.

L'intera superficie risulta destinata all'agricoltura ed è attualmente a coltivata, ed è censita al catasto terreni del comune di Bentivoglio al foglio 15, particelle 30 e 44.

La scelta progettuale prevede di installare i moduli fotovoltaici su strutture modulari in acciaio zincato con palo infisso nel terreno, che consentono di non utilizzare cemento per le fondazioni e di consentire la nascita e la crescita di tappeto erboso inferiormente.

L'impianto sarà destinato alla produzione di energia elettrica ed opererà in parallelo alla rete elettrica del distributore locale per la vendita dell'energia prodotta, ed avrà una potenza di picco pari a **9.282,0 kWp** ed una potenza in immissione in rete di **9.172,80 kW**.

2 NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO

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

Normativa generale

Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007: Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Legge n. 239 del 23-08-2004: riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005: attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006: disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007: attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007: testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

Decreto Legislativo del 30-05-2008: 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 2-03-2009: disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

Legge n. 99 del 23 luglio 2009: disposizioni per lo sviluppo e l'innovazione tecnologica e l'efficienza energetica delle imprese, nonché in materia di energia.

Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010): Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili)

Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

Sicurezza

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

2.2 NORME TECNICHE

Normativa fotovoltaica

CEI 82-25 Edizione 09-2010: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; VI Edizione 10-2011: 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 e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di 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 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 aLENELta e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 8477: energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.

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

Altra Normativa sugli impianti elettrici

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

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

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.

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 aLENELta 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 aLENELta

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate 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.

2.3 DELIBERE ARERA EX AEEG

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.

Delibera ARG-elt n.119-08: disposizioni inerenti all'applicazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV.

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.

Tariffe

Delibera ARG-elt n. 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.

Delibera ARG-elt n.156-07: approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07.

TIV - Allegato A Delibera n. 156-07 (valido fino al 31-12-2011).

TIV - Allegato A Delibera n. 156-07 (valido fino al 01-01-2012).

Delibera ARG-elt n. 348-07: testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

TIT - Allegato A Delibera n. 348-07 (2008-2011).

TIC - Allegato B Delibera n. 348-07 (2008-2011)

Deliberazione ARG-elt 199-11: disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione.

TIT - Allegato A Delibera n. 199-11 (2012-2015).

TIME - Allegato B Delibera n. 199-11 (2012-2015).

TIC - Allegato C Delibera n. 199-11 (2012-2015).

Deliberazione ARG-elt n. 149-11: attuazione dell'articolo 20 del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici.

Deliberazione ARG-elt n. 228-10: Aggiornamento per l'anno 2011 delle tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Aggiornamento della componente UC6.

TIS - Allegato A Delibera ARG-elt n. 107-09 (aggiornato): 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 (Settlement).

Deliberazione ARG-elt 231-10: Aggiornamento per l'anno 2011 dei corrispettivi di dispacciamento di cui agli articoli 45, 46, 48 e 73 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06. Modificazioni per l'anno 2011 delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06 e dell'Allegato A alla deliberazione 30 luglio 2009, ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement, TIS).

Deliberazione ARG-elt 232-10: Aggiornamento per il trimestre gennaio – marzo 2011 delle condizioni economiche del servizio di vendita di maggior tutela, determinazione del corrispettivo a copertura dei costi di funzionamento di Acquirente unico S.p.A. per l'attività di acquisto e vendita di energia elettrica per i clienti in maggior tutela a titolo di acconto per l'anno 2011 e modifiche al TIV.

Deliberazione ARG-com 236-10: Aggiornamento per il trimestre gennaio - marzo 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

Delibera ARG-elt n. 247-10: determinazione dell'Autorità in merito alle richieste di ammissione al regime di reintegrazione dei costi presentate dagli utenti del dispacciamento ai sensi dell'articolo 63, comma 63.11, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06 per l'anno 2011 e seguenti, nonché modificazioni e integrazioni alla deliberazione medesima.

Deliberazione ARG-com 34-11: aggiornamento per il trimestre aprile - giugno 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti.

Deliberazione ARG-elt 83-11: aggiornamento per il trimestre luglio - settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti e modifiche al TIV.

Deliberazione ARG-com 87-11: aggiornamento per il trimestre 1 luglio - 30 settembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Avvio di procedimento per l'attuazione di disposizioni di cui al decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28.

Deliberazione ARG-com 130-11: aggiornamento per il trimestre 1 ottobre - 31 dicembre 2011 delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti. Modificazioni dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 dicembre 2007, n. 348/07, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08 e dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09.

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).

Delibera ARG-elt n. 130-09: Modifiche delle modalità e delle condizioni per le comunicazioni di mancato avvio dei lavori di realizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica di cui alla deliberazione ARG-elt 99-08 (TICA).

Deliberazione ARG-elt 187-11: modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08, in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA), per la revisione degli strumenti al fine di superare il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche.

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

Deliberazione ARG-elt 125/10: Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).

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.

Delibera ARG-elt n. 225-10: integrazione dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, ai fini dell'attivazione degli indennizzi previsti dal decreto ministeriale 6 agosto 2010 in materia di impianti fotovoltaici.

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.

Delibera ARG-elt n. 260-06: modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici.

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.

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 - ARG-elt 198-11: testo integrato della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015.

2.4 AGENZIA DELLE ENTRATE

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.

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. 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.

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.

2.5 AGENZIA DEL TERRITORIO

Risoluzione n. 3/2008: accertamento delle centrali elettriche a pannelli fotovoltaici.

2.6 ENEL

Allegato A.17 ENEL

Allegato A.68 ENEL

Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.

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

FAQ GAUDÌ (Versione aggiornata il 11 aprile 2011).

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.

2.7 DEFINIZIONI - RETE ELETTRICA

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, AT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

Rete AT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

2.8 DEFINIZIONI - IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Angolo di inclinazione (o di Tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimuth)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimuth indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella: $25\text{ °C} \pm 2\text{ °C}$.
- Irraggiamento: 1000 W/m^2 , con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Dispositivo del generatore

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Dispositivo di interfaccia

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

Dispositivo generale

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m^2), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m^2) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente aLENELta, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente aLENELta (o Inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente aLENELta della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Energia radiante

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

Irradiazione

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

Irraggiamento solare

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente aLENELta: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente aLENELta, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Sezioni

L'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;
- d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile....." (ARG-elt 161/08).

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m², temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Articolo 2, comma 2 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99)

Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del decreto.

Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.

Definizione di Edificio: un sistema costituito dalle strutture edilizie esterne che delimitano uno spazio di volume definito, dalle strutture interne che ripartiscono detto volume e da tutti gli impianti e dispositivi tecnologici che si trovano stabilmente al suo interno; la superficie esENEL che delimita un edificio può confinare con tutti o alcuni di questi elementi: l'ambiente esterno, il terreno, altri edifici; il termine può riferirsi a un intero edificio ovvero a parti di edificio progettate o ristrutturate per essere utilizzate come unità immobiliari a se stanti". (D. Lgs. n. 192 del 19 agosto 2005, articolo 2).

Definizione di Ente locale: ai sensi del Testo Unico delle Leggi sull'ordinamento degli Enti Locali, si intendono per enti locali i Comuni, le Province, le Città metropolitane, le Comunità montane, le Comunità isolate e le Unioni di comuni. Le norme sugli Enti Locali si applicano, altresì, salvo diverse disposizioni, ai consorzi cui partecipano Enti Locali, con esclusione di quelli che gestiscono attività aventi rilevanza economica ed imprenditoriale e, ove previsto dallo statuto, dei consorzi per la gestione dei servizi sociali. La legge 99/09 ha esteso anche alle Regioni, a partire dal 15/08/09, tale disposizione.

3 DESCRIZIONE E DIMENSIONAMENTO ENERGETICO DEL SISTEMA

L'impianto solare di produzione dell'energia elettrica è così composto essenzialmente da due elementi:

- il generatore fotovoltaico, costituito dall'insieme dei pannelli fotovoltaici opportunamente collegati in serie (stringhe) ed in parallelo per generare la potenza desiderata;

- un gruppo di condizionamento e controllo della potenza (o semplicemente convertitore c.c./a.c.) che trasferisce l'energia dal generatore fotovoltaico alla rete elettrica convertendola da corrente continua, derivata dalla luce solare, in corrente alternata.

Il funzionamento dell'impianto fotovoltaico in parallelo alla rete elettrica (grid connected) consente all'utente dell'impianto di poter cedere completamente l'energia autoprodotta durante le ore di irraggiamento solare. La quantità di energia prodotta dal sistema può essere così utilizzata da altri utenti della rete, per cui tutta l'energia pulita prodotta dal generatore fotovoltaico viene effettivamente usata e il generatore funziona sempre al massimo delle sue potenzialità e al massimo del suo rendimento.

Il punto di allaccio del sistema fotovoltaico alla rete elettrica sarà in Media Tensione e a valle del dispositivo generale della rete di utente.

Il campo fotovoltaico sarà esposto alla radiazione solare in modo da massimizzare l'energia annua producibile, impiegando dei sistemi di inseguimento mono assiali, che permettono ai moduli di seguire l'andamento del sole nel suo percorso da Est, Sud a Ovest. Il sistema sarà posato nei limiti degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il campo stesso. Dal punto di vista elettrico, poi, il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra.

Le stringhe saranno costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici, e saranno singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

I gruppi di condizionamento e controllo della potenza dovranno essere idonei al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura dovranno essere compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita dovranno essere compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso il sistema. Si prevede di utilizzare un convertitore, basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM; dovrà essere privo di clock e/o riferimenti interni e deve essere in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico.

È prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua di ciascun impianto costituente il sistema fotovoltaico e la rete.

Il sistema fotovoltaico sarà dotato di un complesso di misura dell'energia prodotta e delle relative ore di funzionamento impiegando la strumentazione di misura in dotazione ai gruppi di condizionamento e controllo della potenza oppure, di appositi contatori, preferibilmente di tipo elettromeccanico, installato esternamente al gruppo di conversione.

Il funzionamento di un impianto di produzione in parallelo alla rete di ENEL è subordinato a precise condizioni tra le quali hanno particolare rilevanza le seguenti:

il regime di parallelo non deve causare perturbazioni al servizio sulla rete ENEL, in caso contrario il collegamento con la rete ENEL stessa si dovrà interrompere immediatamente ed automaticamente. Pertanto, ogniqualevolta l'impianto del Cliente Produttore è sede di guasto o causa di perturbazioni si dovrà sconnettere senza provocare l'intervento delle protezioni installate sulla rete ENEL;

- il regime di parallelo dovrà altresì interrompersi immediatamente ed automaticamente ogniquale volta manchi l'alimentazione della rete da parte ENEL o i valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano compresi entro i valori consentiti;

- in caso di mancanza tensione o di valori di tensione e frequenza sulla rete ENEL non compresi nel campo consentito, l'impianto di produzione non deve entrare né permanere in servizio sulla rete stessa.

Le suddette prescrizioni hanno lo scopo di garantire l'incolumità del personale chiamato ad operare sulla rete in caso di lavori e di consentire l'erogazione dell'energia elettrica al Cliente Produttore secondo gli standard contrattuali e di qualità previsti da leggi e normative vigenti, nonché il regolare sull'esercizio della rete ENEL.

Il dispositivo a cui è demandato il compito di separare la rete alimentata da ENEL da quella alimentata dai gruppi di generazione, in caso di guasto o funzionamento anomalo della rete ENEL, è il dispositivo di interfaccia su cui agisce la protezione di interfaccia (PI). Quest'ultima consente ad ENEL l'esercizio della rete di distribuzione come rete passiva.

La protezione di interfaccia, agendo sull'omonimo dispositivo, sconnette l'impianto di produzione dalla rete ENEL evitando che:

- in caso di mancanza dell'alimentazione ENEL, il Cliente Produttore possa alimentare la rete ENEL stessa;

- in caso di guasto sulla rete ENEL, il Cliente Produttore possa continuare ad alimentare il guasto stesso

inficiando l'efficacia delle richiusure automatiche, ovvero che l'impianto di produzione possa alimentare i guasti sulla rete ENEL prolungandone il tempo di estinzione e pregiudicando l'eliminazione del guasto stesso con possibili conseguenze sulla sicurezza;

- in caso di richiusure automatiche o manuali di interruttori ENEL, il generatore possa trovarsi in discordanza di fase con la rete ENEL con possibilità di rotture meccaniche;

Si fa presente che, in alcune situazioni di carico della rete ENEL, l'intervento delle protezioni di interfaccia e la conseguente apertura del dispositivo di interfaccia, potrebbe non avvenire in caso di mancanza dell'alimentazione ENEL o di guasti sulla rete, pertanto il Cliente Produttore deve mettere in atto tutti gli accorgimenti necessari alla salvaguardia dei propri impianti che, come previsto dalla norma CEI 11-20 par. 9.3.1, "devono resistere alle sollecitazioni meccaniche causate dalle coppie elettrodinamiche conseguenti alla richiusura automatica rapida degli interruttori di linea".

In tali casi ENEL valuterà se è necessario integrare, con oneri a carico del Cliente Produttore, il sistema di protezione come riportato al par. 5.4.3, affinché siano garantite le condizioni e le modalità di funzionamento sopra descritte.

Infine si ricorda che la protezione di interfaccia può essere esclusa solo in una delle seguenti condizioni di esercizio:

- la rete del Cliente Produttore è "in isola" e il dispositivo generale o qualsiasi altro dispositivo posto a monte del dispositivo di interfaccia che impedisca il parallelo dell'impianto di produzione con rete pubblica sia aperto;

- tutti i gruppi di generazione sono disattivati.

L'esclusione deve essere realizzata mediante un contatto chiuso con dispositivo del generatore aperto, posto in parallelo al contatto di scatto delle protezioni di interfaccia. Se sono presenti più generatori ed un unico dispositivo di interfaccia, i contatti discordi dovranno essere posti in serie tra loro affinché l'esclusione di detto dispositivo avvenga solo quando tutti i generatori sono disattivati. Nel caso siano presenti più interruttori di interfaccia, l'apertura dell'interruttore di ciascun generatore dovrà escludere la rispettiva protezione di interfaccia.

Il Cliente Produttore deve curare con particolare attenzione la suddivisione dei propri carichi tra quelli privilegiati e non privilegiati per rendere insensibili i primi a fronte di eventuali interruzioni del parallelo con la rete ENEL.

L'impianto del Cliente Produttore deve essere conforme a leggi e normative vigenti. Secondo la norma CEI 11-20 possono essere allacciati alla rete MT ENEL solo generatori di tipo trifase e devono essere soddisfatte le verifiche di collegamento elencate al par. 5.2 della stessa norma CEI, in particolare la potenza complessiva installata deve essere compatibile con i criteri di esercizio della rete.

Infine si precisa che l'allacciamento alla rete MT è subordinato al rispetto delle condizioni riportate dalla CEI 0-16.

Tali verifiche verranno effettuate tramite appositi programmi di calcolo.

L'allacciamento è sempre subordinato alla verifica della fattibilità tecnica da parte ENEL, effettuata sulla base della documentazione fornita dal Cliente Produttore.

Nel caso che siano presenti più Clienti Produttori sulla rete MT dovranno essere valutati gli effetti della totale produzione, secondo le indicazioni fornite in seguito.

Gli impianti del Cliente Produttore devono rispondere alle Norme CEI. In particolare devono essere previsti il dispositivo e la protezione di interfaccia secondo le Norme CEI 11-20, CEI 0-16 e CEI 0-21.

Nei casi in cui l'impianto di produzione del Cliente sia in grado di sostenere la tensione in assenza di alimentazione dalla rete MT, ENEL potrà richiedere al Cliente Produttore un ricalzo alla mancata apertura dell'interruttore d'interfaccia che consenta di migliorare l'affidabilità del sistema di protezione.

Per ottemperare alle norme di sicurezza per lavori su installazioni elettriche, in particolare alla norma CEI EN 50110, punto 6.2 - lavori fuori tensione -, si ricorda che la parte di impianto oggetto dei lavori deve essere:

- sezionata completamente, cioè separata da tutte le possibili sorgenti di alimentazione;
- tutti gli apparecchi di manovra utilizzati per detti sezionamenti devono essere assicurati contro la richiusura;

- l'assenza di tensione deve essere verificata su tutti i poli dell'impianto elettrico;
- sul posto di lavoro, nel caso di impianti di alta tensione (> 1000 Vca ovvero > 1500 Vcc) tutte le parti di impianto su cui si deve lavorare devono essere messi a terra ed in corto circuito;
- nel caso vi siano parti attive adiacenti, provvedere alla protezione dalle stesse.

La presenza di produttori sulla linea deve essere considerata come fonte di possibile alimentazione.

Si ha che il dispositivo di interfaccia (DI) può essere costituito da un interruttore in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza tensione oppure da un interruttore con sganciatore di apertura a mancanza tensione e sezionatori installati a monte e a valle dell'interruttore.

Per ragioni di sicurezza dell'esercizio della rete ENEL il dispositivo di interfaccia deve essere preferibilmente unico.

Le protezioni di interfaccia sono costituite essenzialmente da relé di frequenza, di tensione ed eventualmente, di massima tensione omopolare.

In caso di sovraccarico o corto-circuito sulla rete ENEL o mancanza di alimentazione da parte ENEL stessa si ha, di regola, l'intervento dei relé di frequenza; i relé di minima e massima tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di ricalzo. In caso di guasto monofase a terra sulla rete ENEL interviene il relé di massima tensione omopolare (qualora presente).

Al fine di evitare scatti intempestivi dovuti a dissimmetrie sulle tensioni di fase o a distorsioni ed abbassamenti delle tensioni secondarie di TV inseriti tra fase e terra per saturazione degli stessi durante il transitorio susseguente all'eliminazione di guasti a terra in rete, le protezioni di frequenza devono avere in ingresso una tensione concatenata (derivata da un TV inserito fase-fase se il DI è sulla MT).

Anche i relé di massima e minima tensione devono avere in ingresso (e quindi controllare) le tensioni concatenate. Al fine di dotare il sistema protezioni-dispositivo di interfaccia di una sicurezza intrinseca, l'interruttore di interfaccia deve essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione e, quindi, per guasto interno o per mancanza di alimentazione ausiliaria, si deve avere l'apertura dello stesso interruttore.

Devono inoltre essere adottati tutti quei provvedimenti tali da attenuare i disturbi di origine elettromagnetica che possono alterare il funzionamento delle protezioni. In particolare i cavi di collegamento tra i TA e la protezione generale e quelli tra i TV e i pannelli delle protezioni generale e di interfaccia devono essere di norma schermati e lo schermo deve essere messo a terra.

Nei casi in cui il Cliente produttore richieda che l'attività di installazione e manutenzione del sistema di misura dell'energia elettrica scambiata con la rete sia svolta da ENEL, verranno utilizzati i componenti unificati ENEL.

Qualora il Cliente produttore richieda a ENEL l'installazione e la manutenzione del solo contatore corredato di relativo modulo di comunicazione, questi saranno scelti tra quelli utilizzati da ENEL.

ENEL si riserva infine la possibilità di installare nello stesso punto di misura ufficiale un proprio contatore di controllo, per la ricostruzione della misura in caso di malfunzionamento o irregolarità del sistema di misura ufficiale.

3.1 DIMENSIONAMENTO E PRODDUTTIVITA' DELL'IMPIANTO

Il progetto prevede la produzione di energia elettrica mediante la realizzazione di apposito parco fotovoltaico denominato "SALETTO" a cura della società BALDO S.r.L.

Il progetto intende realizzare un impianto a terra per la produzione di energia elettrica rinnovabile da fonte solare (fotovoltaico) con sistema di inseguimento monoassiale est-ovest, da realizzarsi su terreno situato a nord-est dell'abitato di Bentivoglio, comune appartenente all'area metropolitana di Bologna.

Gli areali risultano inseriti in contesto fortemente antropizzato nelle vicinanze della frazione di Saletto e dell'arteria autostradale A13, e sono delimitati a sud da strada comunale, via Chiesa, a est da canale demaniale in gestione al Consorzio di Bonifica Renana, e confinano poi con altri terreni agricoli.

L'intera superficie risulta destinata all'agricoltura ed è attualmente a coltivata, ed è censita al catasto terreni del comune di Bentivoglio al foglio 15, particelle 30 e 44.

La scelta progettuale prevede di installare i moduli fotovoltaici su strutture modulari in acciaio zincato con palo infisso nel terreno, che consentono di non utilizzare cemento per le fondazioni e di consentire la nascita e la crescita di tappeto erboso inferiormente.

L'impianto sarà destinato alla produzione di energia elettrica ed opererà in parallelo alla rete elettrica del distributore locale per la vendita dell'energia prodotta, ed avrà una potenza di picco pari a 9.282,0 kWp ed una potenza in immissione in rete di 9.172,80 kW.

La reale potenza nominale sarà leggermente inferiore a quella sopra esposta in quanto sarà data dal prodotto della potenza di picco del singolo modulo per il numero totale di moduli installati.

Di seguito sono riportati i dati di maggior rilievo del sistema fotovoltaico dimensionato:

COMPONENTI INSTALLATI:

– Modulo fotovoltaico monocristallino

- Costruttore:
- Modello:
- Potenza nominale:
- Tipo di posa:

Jolywood
JW-HD132N
700 Wp
sistemi ad inseguimento monoassiale

– Inverter trifase

- Costruttore:
- Modello I:
- Corrente massima per MPPT inverter I:
- Potenza massima d'uscita inverter I:
- Rendimento massimo :

HUAWEI
SUN2000-185KTL-HI
26 A
185 kW
99,03%

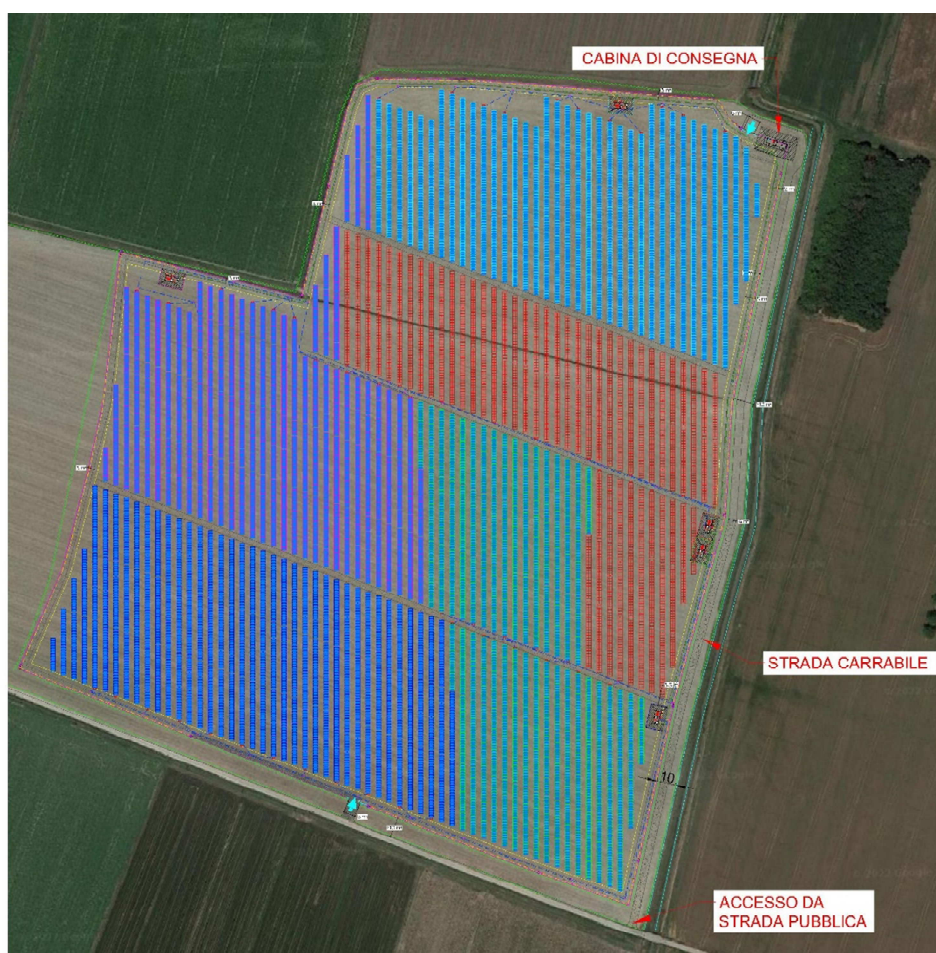
o Rendimento europeo : **98,69%**

– **Campo fotovoltaico**

- o Potenza di picco del campo: **9.282,0kWp**
- o Numero moduli totali da 700 Wp: **13.260 pannelli**
- o Numero inverter totali da 185 kW: **56 inverter**
- o Orientamento (AZIMUT): **SUD (0°)**
- o Inclinazione pannelli (TILT): **55°**
- o Numero di stringhe totali: **504 stringhe**
- o Tensione nominale di stringa a vuoto: **(47,10 Voc x 26)= 1224,6Voc**
- o Cabinato 1:
 - Potenza di picco cabinato: **1801,80 kWp**
 - Numero inverter cabinato: **11**
 - Numero pannelli cabinato: **2574**
- o Cabinato 2:
 - Potenza di picco cabinato: **1801,80 kWp**
 - Numero inverter cabinato: **11**
 - Numero pannelli cabinato: **2574**
- o Cabinato 3:
 - Potenza di picco cabinato: **1801,80 kWp**
 - Numero inverter cabinato: **11**
 - Numero pannelli cabinato: **2574**
- o Cabinato 4:
 - Potenza di picco cabinato: **1801,80 kWp**
 - Numero inverter cabinato: **11**
 - Numero pannelli cabinato: **2574**
- o Cabinato 5:
 - Potenza di picco cabinato: **1965,60 kWp**
 - Numero inverter cabinato: **12**
 - Numero pannelli cabinato: **2808**
- o Configurazione sistemi di sostegno pannelli (vi sono due tipologie in base al numero di moduli per ogni rastrelliera, si identificano con la sigla "A" e "B"):
 - **Composizione "A":**
 - Numero moduli per struttura: **26 pannelli**
 - **Composizione "B"**
 - Numero moduli per struttura: **13 pannelli**

Partendo dai valori di irraggiamento medio globale è possibile stimare la reale produzione dell'impianto attraverso i seguenti processi:


1. utilizzando il metodo di calcolo illustrato alla norma UNI 8477 per determinare l'irraggiamento su una superficie con inclinazione (TILT) ed orientamento (AZIMUT) noti (GlobInc espresso in kWh/m²);
2. valutando i fattori di ombreggiamento (edifici vicini, ombra reciproca fra shed, ecc...) che determinano una riduzione dell'irraggiamento su pannelli (GlobEff espresso in kWh/m²);
3. Calcolando l'energia reale in corrente continua erogata dal campo fotovoltaico in funzione dell'efficienza di trasformazione dei moduli installati (EArray espressa in kWh);
4. Valutando l'energia in corrente a l'ENELta disponibile in uscita dal gruppo di conversione (EoutInv espressa in kWh).



3.2 PRINCIPALI CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI


3.2.1 Modulo fotovoltaico in silicio Monocristallino

Le caratteristiche del modulo scelto per il dimensionamento definitivo del sistema fotovoltaico sono riportate nel prospetto seguente:

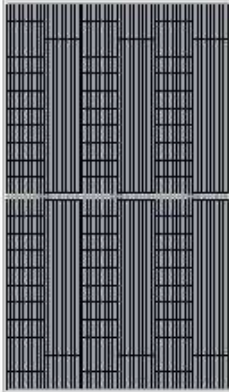


JW-HD132N
N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

675-700W

Cell Type 
12BB


NTOPCon Technology




700W
Maximum Power Output

22.53%
Maximum Module Efficiency


0 ~ +5W
Power Output Tolerance




Additional Power Generation Gain
At least 30-year product life, more than 10%- 30% additional power gain comparing with conventional module




Better Weak Illumination Response
Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days




ZERO LID (Light Induced Degradation)
N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



Better Temperature Coefficient
Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



Lower LCOE
High bifaciality, high power output, saving BOS cost






Wider Applicability
BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

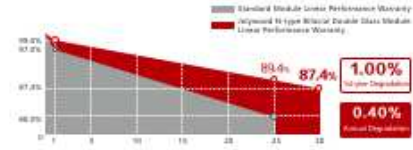
Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of N-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests passed
- 100% EL tests

Additional Insurance Backed by Munich Re

Linear Performance Warranty



12 Years Product Material & Workmanship 30 Years Linear Performance Warranty

JW-HD132N Series

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties	STC*					
Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (P _{max}) (W)	675	680	685	690	695	700
MPP Voltage (V _{mp}) (V)	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4	39.5
MPP Current (I _{mp}) (A)	17.50	17.54	17.58	17.62	17.66	17.73
Open-Circuit Voltage (V _{oc}) (V)	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0	47.1
Short-Circuit Current (I _{sc}) (A)	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76	18.82
Module Efficiency (%)	21.73	21.89	22.06	22.21	22.37	22.53

*STC: Outdoor 1000 W/m² Irr. Temperature 25°C ±2.0°C
The data above is for reference only and the actual data is to be confirmed with the product testing.

Electrical Properties	NOCT*					
Testing Condition	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side	Front Side
Peak Power (P _{max}) (W)	511	514	518	522	526	530
MPP Voltage (V _{mp}) (V)	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9	37.0
MPP Current (I _{mp}) (A)	14.11	14.14	14.17	14.21	14.24	14.28
Open-Circuit Voltage (V _{oc}) (V)	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9	45.0
Short-Circuit Current (I _{sc}) (A)	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13	15.17

*NOCT: Outdoor at 800 W/m² Irradiance Temperature 45°C Wind Speed 1 m/s

Operating Properties	
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0 ~ +5W
Bifaciality*	75%

*Bifaciality: Frontal (100%) / Rear (75%) / Bifaciality ratio 75%

Temperature Coefficient	
Temperature Coefficient of P _{max} *	-0.325%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.269%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C

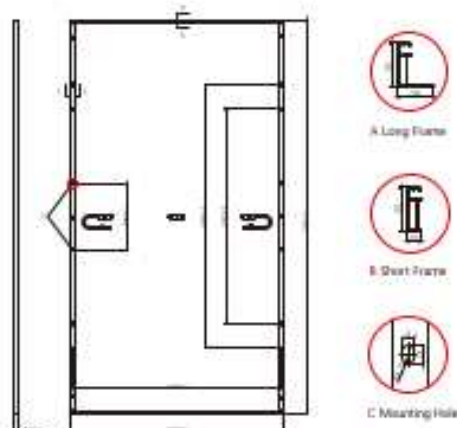
*Temperature Coefficient of Power (NOCT, %)

Mechanical Properties	
Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs (12*11)
Dimensions	2354mm*1103mm*35mm
Weight	35kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminum
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² / +300mm / 180mm
Connector	MCA Compatible

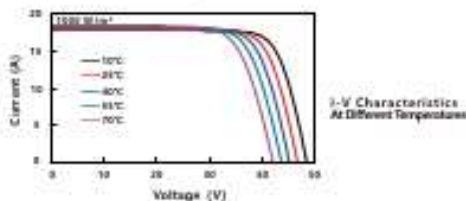
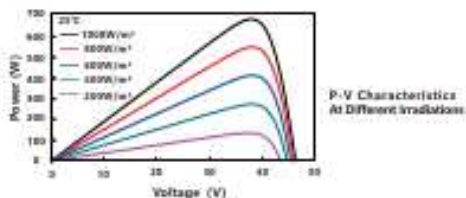
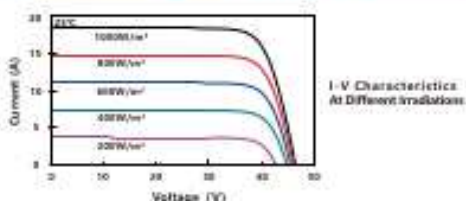
*Front: strengthened glass
*Rear: high strength tempered glass

With Different Power Generation Gain (regarding 680W as an example)						
Power Gain (%)	Peak Power (P _{max}) (W)	MPP Voltage (V _{mp}) (V)	MPP Current (I _{mp}) (A)	Open-Circuit Voltage (V _{oc}) (V)	Short-Circuit Current (I _{sc}) (A)	
10	734	38.8	18.93	46.4	20.09	
15	762	38.8	19.62	46.4	20.83	
20	789	38.8	20.33	46.4	21.56	
25	816	38.8	21.03	46.4	22.30	
30	843	38.8	21.70	46.4	23.03	

Engineering Drawing (unit: mm)



Characteristic Curves | HD132N-680



Packaging Configuration

Packing Type	40 HQ
Piece/Pallet	31
Pallet/Container	10
Piece/Container	310

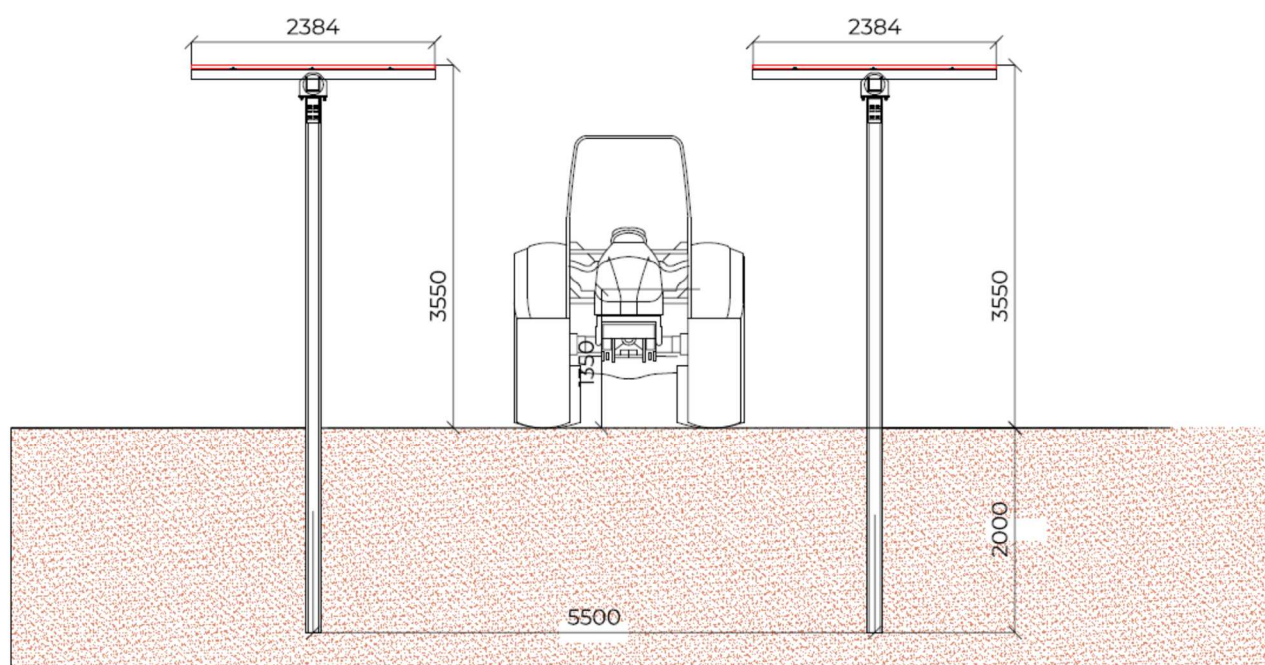
*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed due to ongoing innovation. R&D improvements, technical updates, design improvements, etc. will reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the buying contract made by the parties concerning all transactions related to the purchase and sale of the products herein and herein.

3.2.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

La struttura meccanica è realizzata in acciaio zincato a caldo ed è progettata per resistere a venti fino a 130km/h. Saranno da realizzare n.2 tipologie di struttura in base al numero di pannelli fotovoltaici per ogni rastrelliera porta pannelli:

- 26 pannelli fotovoltaici da 700Wp
- 13 pannelli fotovoltaici da 700Wp.

Il sistema è dimensionato per garantire una elevata affidabilità e ridurre a zero i costi di manutenzione nessuna delle parti coinvolte nell'inseguimento è sottoposta a fenomeni particolari di usura. Il sistema di fissaggio è realizzato mediante pali ad infissione nel terreno vegetale



La struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici verrà utilizzata per il sostegno dei canali metalliche di transito delle linee elettriche in corrente continua e in corrente alternata.

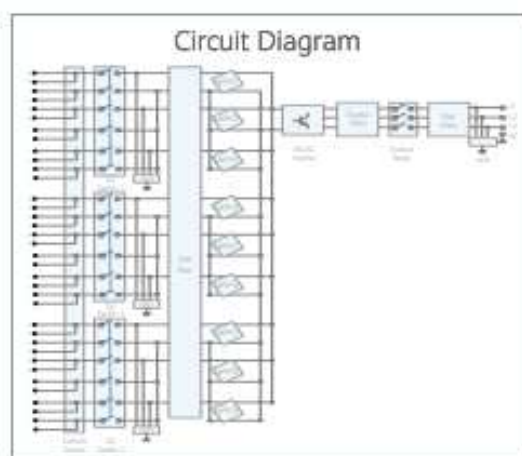
3.2.3 Sistema di condizionamento della potenza

Le macchine inverter verranno posate su appositi sostegni metallici in ferro zincato a caldo, con apposita tettoia di protezione e la loro posizione all'interno del campo fotovoltaico verrà individuata lungo le strade di accesso antistanti i cabinati di connessione degli inverter, e lungo gli accessi agli inseguitori mono assiali.

Gli inverter sono apparecchiature a controllo interamente digitale che effettuano la conversione dell'energia elettrica in corrente continua prodotta dai pannelli fotovoltaici quando sono colpiti dalla radiazione solare, in corrente alternata che viene immessa nella rete elettrica di distribuzione.

Gli inverter devono essere stati progettati e costruiti conformemente ai requisiti della “Direttiva Bassa Tensione” e della “Direttiva Compatibilità Elettromagnetica” e rispettano le prescrizioni relative all'allacciamento alla rete elettrica di impianti di autoproduzione. Gli inverter trifase sono in totale 61 e sono collegati in parallelo alla rete elettrica al fine di vendere l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici, le macchine avranno le seguenti caratteristiche:

SUN2000-185KTL-H1
Smart String Inverter



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificates	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, ABNT NBR IEC 62116

4 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

4.1 PRINCIPALI COMPONENTI

4.1.1 Quadri elettrici parallelo e interfaccia rete

Il sistema fotovoltaico dovrà essere allacciato alla stazione MT di ENEL. Il nuovo impianto fotovoltaico verrà realizzato al fine di poter vendere in toto l'energia elettrica prodotta dai pannelli fotovoltaici. La connessione alla rete elettrica avverrà a mezzo di un punto di consegna dell'energia in Media Tensione, con realizzazione di una cabina di "ricezione" posta nelle immediate vicinanze del confine del terreno di proprietà.

All'interno della cabina di ricezione verranno installate le celle di Media Tensione da impiegarsi per la protezione della linea generale in ingresso e le protezioni per i tre rami dorsali, ai quali verranno allacciate le cabine inverter, posizionate all'interno dell'area dell'impianto. Le celle di Media Tensione posizionate all'interno della cabina di ricezione dovranno provvedere alla protezione secondo quanto indicato dalla Norma CEI 0-16 e le stesse provvederanno a comunicare con le protezioni secondarie posizionate all'interno dei locali inverter, in maniera da poter rendere il sistema flessibile e congruo con il funzionamento dell'impianto di generazione da fotovoltaico. Per la dimensione, sezioni, prospetti della cabina di ricezione si rimanda all'elaborato grafico dedicato "CS23015_C.10_00_Cabina di consegna e cabina utente"

La produzione di energia verrà affidata a 61 macchine inverter, posizionati lungo il percorso principale di accesso al campo fotovoltaico. I singoli inverter verranno connessi ai quadri elettrici di parallelo, che saranno installati all'interno dei vani tecnici, realizzati per la connessione della parte fotovoltaica alla rete di distribuzione. I container-prefabbricati delle cabine di connessione delle macchine inverter saranno complessivamente 5, posizionati come da planimetrie in allegato, dove sono riportati anche i disegni tipici. All'interno dei cabinati di connessione degli inverter saranno presenti anche i trasformatori elevatori, e le celle di manovra e protezione delle linee di Media tensione a 15kV derivata dalla cabina di ricezione. Ogni cabinato di connessione inverter sarà costituito dalle apparecchiature di protezione della linea di Alta Tensione, il trasformatore innalzatore MT/BT con tensioni di lavoro 15/0,8 kV, quadri di interfaccia lato Bassa Tensione e gli inverter. Per la dimensione, sezioni, prospetti della cabina di trasformazione si rimanda all'elaborato grafico dedicato "CS23015_C.9_00_Particolari cabinati di trasformazione".

Le apparecchiature poste sul lato Media Tensione presenti nella cabina di ricezione e in quelle di trasformazione degli inverter verranno protette singolarmente a mezzo di apposite celle contenenti i sezionatori rotativi con lame di terra e gli interruttori automatici di protezione per le apparecchiature alimentate dalla rete a 15.000 Volt. Ogni singolo apparecchio connesso alla rete elettrica dovrà essere certificato dal produttore secondo quanto indicato dalla Normativa EMC, dalle Norme CEI.

Le alimentazioni dei circuiti ausiliari della cabina di ricezione, delle cabine inverter, illuminazione interna locali tecnici, prese di Forza Motrice di servizio, sistema telesorveglianza, sistema di controllo remoto ecc.... saranno alimentati a mezzo di un trasformatore MT/BT posato nella cabina di ricezione con potenza di 30 kVA circa.

A valle del trasformatore ausiliari verrà posato un quadro elettrico, atto a proteggere le linee elettriche che alimenteranno le utenze poste in campo. Dalla carpenteria del quadro di

alimentazione degli ausiliari verranno derivate le linee elettriche di alimentazione dei quadri elettrici di servizio presenti all'interno di ogni vano inverter.

Le linee elettriche in corrente continua derivate dal campo fotovoltaico verranno attestate direttamente agli ingressi delle macchine inverter, contenenti ognuno i fusibili sezionabili, bipolari con portata nominale di 200 A 1500Vcc. Ogni singola protezione in continua provvederà a connettere un massimo di una stringa ognuna delle quali composte da un massimo di ventisei (26) pannelli fotovoltaici connessi tra di loro in serie.

I dispositivi di verifica della tensione prodotta come richiesto dalla Norma CEI 82-25, dalla Norma CEI 0-16 e dalla delibera AEEG 84/2012 - Allegato A70, verrà predisposto ed installato all'interno della cella generale di ricezione della linea di Media tensione la quale andrà ad interagire con le protezioni secondarie poste all'interno dei quadri di Media e Bassa Tensione dei box inverter.

I dispositivi provvederanno al riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete che avverrà considerando come anormali le condizioni che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

Massima tensione (59.S1): $1,10 V_n - 3 s$

Massima tensione (59.S2): $1,15 V_n - 0,2 s$

Minima tensione (27.S1): $0,85 V_n - 0,4 s$

Minima tensione (27.S2): $0,40 V_n - 0,2 s$

Massima frequenza (81 >.S1): $50,5 Hz - 0,1 s$

Massima frequenza (81 >.S2): $51,5 Hz - 0,1 s \div 5,0 s$

Minima frequenza (81 <.S1): $49,5 Hz - 0,1 s$

Minima frequenza (81 <.S2): $47,5 Hz - 0,1 s \div 5,0 s$

Le protezioni offerte dai dispositivi di interfaccia impediscono, tra l'altro che gli inverter continuino a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno.

La protezione provvederà all'apertura dell'interruttore magnetotermico generale posto in ingresso sulla cella di alta tensione di arrivo della linea primaria di Media tensione.

Per la realizzazione della misura fiscale dell'energia prodotta dall'officina elettrica, la proprietà provvederà alla posa in opera di due contatori certificati MID, in grado di misurare l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e l'energia complessiva assorbita dal sistema comprensivi i circuiti ausiliari.

4.1.2 Vie cavo per la distribuzione linee elettriche

Le connessioni tra i singoli pannelli fotovoltaici verranno realizzate a mezzo di conduttori in cavo, tipo H1Z2Z2-K, con sezione da 6 a 10 mm², muniti di appositi connettori maschio – femmina che verranno attestati alle morsettiere delle macchine inverter per la conversione corrente continua - corrente alternata. I conduttori di connessione dei moduli fotovoltaici verranno in parte fatti transitare lungo le strutture dei sostegni dei moduli fotovoltaici ed in parte verranno interrati nel terreno vegetale sino al punto di connessione con le macchine di conversione statica dell'energia.

Le connessioni tra le macchine di conversione statica dell'energia verranno realizzate mediante l'impiego di cavo tipo a doppio isolamento con conduttori in alluminio, tipo ARE4R 06/1 kV XLPE, da posarsi direttamente nel terreno vegetale dell'impianto fotovoltaico, come da particolari allegati alla presente.

Le linee di Alta tensione saranno realizzate con l'impiego di cavi tipo ARG7HIR 12/20kV EPR con sezione nominale di 185 mm², questi conduttori verranno interrati nel terreno vegetale e ricoperti dello stesso, mantenendo le distanze minime di sicurezza dai cavi utilizzati per le linee di Bassa Tensione.

Ai fini di garantire una corretta posa in opera dei materiali, le custodie delle apparecchiature elettriche, installate all'interno del locale tecnologico dovranno essere caratterizzate da un grado di protezione uguale a quello degli impianti esistenti non inferiore ad IP40.

4.1.3 Impianto di terra

Il sistema di generazione della tensione alternata derivata dal sistema fotovoltaico verrà connessa alla rete di messa a terra generale da realizzarsi nei pressi del locale di trasformazione presso le aree delle cabine di trasformazione e connessione inverter. Il conduttore di terra verrà posato anche lungo tutti i tracciati impiegati per la distribuzione delle linee elettriche di connessione delle macchine inverter. L'impianto prevede la posa di dispersori verticali, puntazze in ferro zincato a caldo, lunghezza 1.5 metri, dimensioni 50x50x5 mm che verranno connesse tra di loro a mezzo di un conduttore in ferro zincato a caldo con diametro di 10 mm.

Le strutture di sostegno degli inseguitori mono assiali verranno connessi alla rete di terra a mezzo di stacchi dalla rete primaria di terra, a mezzo di tratti di tondino in ferro zincato a caldo, posato nel terreno vegetale e ricoperto dello stesso.

All'interno della cabina di ricezione e delle cabine di trasformazione MT/BT verranno realizzati i collettori di messa a terra locali, connessi direttamente al tondino in ferro zincato a caldo con diametro 10 mm, dai collettori locali verranno derivati gli stacchi per la connessione delle masse metalliche presenti all'interno dei locali tecnologici.

4.1.4 Sistema di video sorveglianza

All'interno del campo fotovoltaico verranno posati dei pali, con altezza fuori terra di 6 metri, sui quali saranno installate delle telecamere tipo speed dome, in grado di controllare le aree del campo fotovoltaico, grazie all'impiego del sistema di brandeggio e allo zoom dell'obiettivo delle telecamere.

I pali delle telecamere verranno posati nelle immediate vicinanze dei fabbricati dei vani tecnici delle cabine di trasformazione e della cabina di ricezione.

Le telecamere saranno connesse ad un registrato digitale, che provvederà al mantenimento delle immagini in memoria per un periodo di almeno sette giorni e all'invio delle stesse al punto di controllo remoto in gestione alla vigilanza locale.



4.1.5 Sistema illuminazione perimetrale

All'interno del campo fotovoltaico verranno posati dei pali, con altezza fuori terra di 6 metri, sui quali saranno installate dei corpi illuminanti da utilizzarsi per l'illuminazione del perimetro dell'impianto e delle piazzole dove saranno installate la cabina di ricezione e i cabinati di trasformazione. I pali riutilizzati per il sistema di illuminazione coincideranno con i pali utilizzati per il sistema di videosorveglianza. Per l'illuminazione verranno utilizzati corpi illuminanti tecnologia LED fissati sulle teste dei pali.

4.2 CLASSIFICAZIONE DEGLI AMBIENTI

Gli ambienti interessati all'intervento sono adibiti ad impianto per la produzione di energia elettrica con sistema fotovoltaico. La posa dei pannelli fotovoltaici interessa esclusivamente l'area esterna del sito, ove non sono previste atmosfere pericolose o che situazioni di pericolo particolari, gli ambienti sono classificabili come "Luoghi Ordinari". Il grado di protezione minimo delle custodie delle apparecchiature elettriche dovrà esser pari ad IP44. La zona ove verranno installati gli inverter e il quadro di interfaccia alla rete elettrica, non sono presumibili zone con particolari pericoli, le custodie delle apparecchiature dovranno essere caratterizzate da un grado di protezione minimo IP4X.

4.3 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto di messa a terra deve essere realizzato come specificato dalle vigenti Normative CEI 11-1 nona edizione fascicolo 5025 del 1999-01 e possa soddisfare la seguente condizione:

$$R_D = \rho_m / 4r$$

Dove:

R_D = resistenza del sistema magliato;

ρ_m = resistività media del terreno;

r = raggio del cerchio che circonda la maglia.

Il valore ricavato dalle misure effettuate è da verificarsi con il valore effettivo della resistenza di terra calcolata secondo le vigenti Norme CEI.

Un guasto sull'alta tensione si ripercuote sulle masse sia dell'alta sia della bassa tensione, a causa dell'unicità dell'impianto di messa a terra.

Bisogna garantire che per un guasto in alta tensione non si stabiliscano tensioni di contatto pericolose, cioè superiori al valore della tensione di contatto ammissibile U_{Tp} (figura 9-1 norma CEI 11-1).

L'impianto verificato è costituito da un impianto di terra unico e generale, per le masse in alta ed in bassa tensione e per il neutro, ma non si tratta di un impianto realizzato con rete magliata su tutta l'area nella quale sono presenti le masse.

L'impianto di terra risulta essere adeguato se per un guasto sull'alta tensione si verifica una delle seguenti condizioni.

la tensione totale di terra non supera la tensione di contatto ammissibile ($U_{Tp} \leq U_E$).

la tensione di contatto misurata non supera la tensione di contatto ammissibile U_{Tp} e le tensioni di passo non superano $3U_{Tp}$.

Applicando la formula vista al punto "a", dalla figura 9-1 e dalla tabella C-3 della Norma CEI 11-1 si ricava che:

$$U_{Tp} \geq U_E$$

$$R_E \geq U_{Tp} / I_E$$

4.4 PROTEZIONE DEI CONTATTI INDIRETTI

4.4.1 Protezione dai contatti indiretti sul lato M.T.

La protezione da eventuali contatti indiretti è garantita dall'impianto di terra correttamente dimensionato, con i valori precedentemente definiti.

4.4.2 Protezione dai contatti indiretti sul lato B.T.

Nella sezione in bassa tensione il guasto a terra è assimilabile ad un cortocircuito e per tale motivo la protezione contro i contatti indiretti può essere realizzato utilizzando dispositivi a massima corrente, che garantiscono l'apertura del circuito al verificarsi del cedimento dell'isolamento. Le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti devono essere tali che, nel caso in cui si presenti un guasto di impedenza trascurabile in qualsiasi punto dell'impianto tra un conduttore di fase ed un conduttore di protezione o una massa, l'interruzione del circuito avvenga entro un determinato tempo, rispettando la condizione:

$$Z_S \times I_A \leq U_0$$

dove:

Z_S è l'impedenza dell'anello di guasto che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto di guasto ed il conduttore di protezione fra tale punto e la sorgente;

I_A è la corrente che provoca il funzionamento automatico del dispositivo di protezione entro i tempi fissati nella Norma CEI 64-8/4 (tab.41A); se si utilizza un interruttore differenziale è invece la corrente $I_{\Delta N}$;

U_0 è la tensione di fase.

La Norma CEI 64-8 considera la tensione nominale verso terra e la corrente di intervento automatico del dispositivo, prescrivendo che per il coordinamento tra le caratteristiche dei dispositivi di protezione e le impedenze dei circuiti, nel caso di un guasto di impedenza trascurabile tra un conduttore di fase e uno di protezione o una massa, deve essere soddisfatta la precedente relazione.

I tempi massimi di interruzione dei dispositivi, cui è riferito I_G , sono definiti in funzione del valore di U_0 , come indicato dalla tabella:

U0(V)	Tempo d'interruzione (s)
120	0,8
230	0,4
400	0,2
>400	0,1

Nel caso di un circuito di distribuzione (che alimenta cioè un quadro di distribuzione) è ammesso un tempo di interruzione convenzionale non superiore a 5 secondi (Norma CEI 64-8 articolo 413.1.3.5). lo stesso articolo 413.1.3.5 prevede un tempo di interruzione superiore a quello della tabella ma non superiore a 5 secondi anche per un circuito terminale che alimenti solo componenti elettrici fissi.

L'utilizzo di interruttori differenziali permette di soddisfare facilmente la condizione sopra riportata, sicuri inoltre che l'interruzione del circuito avverrà ampiamente al di sotto dei limiti richiesti dalle norme.

4.5 PROTEZIONE DEI CONTATTI DIRETTI

Le parti attive devono essere completamente ricoperte con un isolamento che possa essere rimosso solo mediante distruzione.

L'isolamento dei componenti elettrici costruiti in fabbrica deve soddisfare le relative Norme. Per gli altri componenti elettrici la protezione deve essere assicurata da un isolamento tale da resistere alle influenze meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto nell'esercizio. Vernici, lacche, smalti o prodotti simili da soli non sono in genere considerati idonei per assicurare un adeguato isolamento per la protezione contro i contatti diretti.

La protezione mediante involucri o barriere deve impedire il contatto con parti attive e devono soddisfare le seguenti condizioni:

- Le stesse devono essere poste all'interno di involucri o dietro barriere tali da assicurare almeno il grado di protezione IPXXB; si possono tuttavia avere aperture maggiori per la sostituzione di parti, in accordo con le relative Norme.
- Le superfici superiori orizzontali delle barriere o degli involucri che sono a portata di mano devono avere un grado di protezione non inferiore a IPXXD.
- Quando sia necessario togliere barriere, aprire involucri o togliere parti di involucri, questo deve essere possibile solo:
 - con apposito attrezzo;
 - se dopo l'interruzione dell'alimentazione alle parti attive dalle quali le barriere o gli involucri danno protezione, il ripristino dell'alimentazione sia possibile solo dopo la sostituzione o la richiusura degli involucri stessi;

- se, quando una barriera intermedia con grado di protezione non inferiore a IPXXB protegge col contatto con parti attive, tale barriera possa essere rimossa solo con l'uso di una chiave o di un attrezzo.
- La protezione mediante ostacoli, sono destinati ad impedire il contatto accidentale con parti attive ma non il contatto intenzionale dovuto all'aggiramento deliberato dell'ostacolo, devono impedire:
 - l'avvicinamento non intenzionale del corpo a parti attive, oppure;
 - il contatto non intenzionale con parti attive durante lavori sotto tensione nel funzionamento ordinario.Gli ostacoli possono essere rimossi senza l'uso di apposito attrezzo ma devono essere fissati

in maniera da impedirne la rimozione accidentale.

- La protezione mediante distanziamento è finalizzata ad impedire il contatto non intenzionale con parti attive, inoltre:
 - parti simultaneamente accessibili a tensione diversa non devono essere a portata di mano.
 - Quando uno spazio, ordinariamente occupato da persone, è limitato da un ostacolo che abbia grado di protezione inferiore a IPXXB, la zona a portata di mano inizia da quest'ostacolo.
 - Nei luoghi in cui sono usualmente maneggiati oggetti conduttori grandi o voluminosi, le distanze fissate dalla Norma CEI 64-8 articoli 412.4.1 e 412.4.2 devono essere aumentate tenendo conto delle dimensioni di questi oggetti.
- La protezione aggiuntiva mediante interruttori differenziali, richiede l'impiego di interruttori con corrente d'intervento differenziale non superiore a 30 mA, ed è riconosciuta come protezione in caso di insuccesso delle altre forme di protezione e non può essere utilizzato come unico mezzo di protezione.

4.6 PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI

4.6.1 Protezione contro i corto circuiti

Sono previsti dispositivi di protezione atti ad interrompere le correnti di cortocircuito dei conduttori del circuito prima che tali correnti possano diventare pericolose a causa degli effetti termici e meccanici prodotti nei conduttori e nelle connessioni.

I dispositivi di protezione dai cortocircuiti devono rispondere alle seguenti caratteristiche:

- Il potere di interruzione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di dispositivi di protezione con potere di interruzione inferiore se a monte degli stessi è installato un dispositivo avente il necessario potere di interruzione. In questo caso bisogna che i due dispositivi siano coordinati tra loro affinché l'energia che essi lasciano transitare non superi quella supportata, senza danno, dal dispositivo posto a valle e dalle conduttrici da loro protette (Back Up tra interruttori).
- Tutte le correnti derivate da un cortocircuito, che si presenti in un punto qualsiasi del circuito devono essere interrotte in un tempo non superiore a quello che porta le condutture alla temperatura limite ammissibile. Per i corto circuiti di durata non superiore a 5 secondi, tempo massimo ammissibile affinché la corrente di corto circuito non porti i conduttori da una temperatura massima ammissibile di servizio ordinario alla massima temperatura limite da loro supportata. In questa situazione vanno considerate le correnti minime e massime di

cortocircuito affinché le sollecitazioni termiche della linea non creino danni al circuito ed in particolare:

- ◆ La sollecitazione termica all'inizio della linea, nel caso i dispositivi di protezione abbiano un potere di interruzione superiore al valore della corrente di cortocircuito presunta possono considerarsi idonei anche per la protezione contro il corto circuito all'inizio della linea.
- ◆ Sollecitazione termica al termine della linea: la corrente minima di cortocircuito al termine della linea deve essere tale da far intervenire la protezione posta a monte (in corrispondenza del tratto magnetico). È evitata la verifica in quanto le singole linee sono protette contro il sovraccarico e pertanto risulta superfluo il controllo della corrente minima di cortocircuito al termine della linea (Norma CEI 64-8 sezione 5). Per quanto detto (potere di interruzione, corrente minima di cortocircuito in corrispondenza del tratto magnetico...), la combinazione interruttori-cavi, soddisfa anche la condizione:

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

Dove:

I = alla corrente effettiva di cortocircuito in Ampere, espressa come valore efficace;

t = tempo in secondi;

K = 115 per conduttori in rame isolati in PVC; 135 per i conduttori in rame isolati con gomma ordinaria o butilica;

S = sezione del conduttore in mm².

4.6.2 Protezione delle correnti di corto circuito presunte

Sono stati calcolati i valori delle correnti di corto circuito dei quadri elettrici in campo, i valori sono riportati negli schemi elettrici in allegato.

4.6.3 Protezione contro i sovraccarichi

Questi dispositivi devono essere in grado di interrompere qualsiasi sovracorrente dovuto al sovraccarico dei conduttori del circuito prima che tali correnti possano provocare un riscaldamento nocivo all'isolamento, ai collegamenti, ai terminali o all'ambiente circostante le condutture.

La protezione è attuata mediante il coordinamento tra la conduttura e il dispositivo di protezione posto a monte, in modo da soddisfare le seguenti condizioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

$$I_F \leq 1,45 I_Z$$

dove:

I_B è la corrente di impiego del circuito;

I_N è la corrente nominale del dispositivo di protezione;

I_Z è la portata della conduttura;

I_F è la corrente convenzionale di funzionamento dell'interruttore.

Gli schemi elettrici allegati, riportano le caratteristiche elettriche di ciascun ramo. In particolare è indicato il tipo di conduttura utilizzato, la protezione utilizzata, il valore I_N e la taratura di quest'ultima e la massima corrente sopportabile dal cavo (I_Z).

4.7 DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE

L'impianto di distribuzione si sviluppa partendo dal quadro generale in modo radiale verso i quadri secondari di distribuzione e verso le utenze facenti parte dell'impianto.

Come indicato dalla Norma CEI 64-8 articolo 525, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore non deve essere superiore in pratica al 4% della tensione nominale dell'impianto. Il calcolo delle linee è stato realizzato considerando il 2% quale caduta di tensione. Cadute di tensione più elevate possono essere ammesse per i motori durante periodi di avviamento, o per altri componenti elettrici che richiedono assorbimenti di corrente più elevati, con la condizione che ci si assicuri che le variazioni di tensione rimangano entro i limiti indicati nelle relative Norme CEI.

5 CONCLUSIONI

Tutti i lavori, inerenti all'impianto, saranno eseguiti in conformità alle prescrizioni e condizioni stabilite nella presente relazione, e negli elaborati di progetto, tenuto conto peraltro, che dette prescrizioni hanno carattere non limitativo in quanto l'installatore deve effettuare una esecuzione a perfetta regola d'arte, nel rispetto delle vigenti Norme e Leggi, per fornire un complesso perfettamente funzionante. Per tutto ciò che non è stato specificato nella presente relazione tecnica, si dovrà fare riferimento alle Norme, guide CEI e leggi, riportate in precedenza. Qualsiasi variazione rispetto al progetto verrà concordata preventivamente con la Direzione Lavori.

Data Giugno 2023.

Canova Gianpaolo
