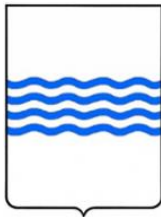


REGIONE BASILICATA**PROVINCIA DI POTENZA****COMUNE DI VENOSA**

Denominazione impianto:

MASSERIA ROMANELLI

Ubicazione:

**Comune di Venosa (PZ)
Località "Masseria Romanelli"**Fogli: **40 - 41**Particelle: **varie****PROGETTO DEFINITIVO**

per la realizzazione di un impianto agrivoltaico da ubicare in agro del comune di Venosa (PZ) in località "Masseria Romanelli", potenza nominale pari a 18,69528 MW in DC e potenza in immissione pari a 18,50888 MW in AC, e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nei comuni di Venosa (PZ) e Montemilone (PZ).

PROPONENTE

**RB-HYPHEN BASILICATA 6 S.R.L**

Corso Magenta n.85 - 20123 Milano (MI)

Partita IVA: 12473840960

Indirizzo PEC: rbhyphenbasilicata6srl@legalmail.it

ELABORATO

Calcoli preliminari sugli impianti

Tav. n°

A.7a

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Gennaio 2023	Istanza per l'avvio del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'Art.23 del D. Lgs.152/2006 e ss.mm.ii.			

PROGETTAZIONE

GRM GROUP S.R.L.
Via Caduti di Nassiriya n. 179
70022 Altamura (BA)
P. IVA 07816120724
PEC: grmgroupsrl@pec.it
Tel.: 0804168931



Spazio riservato agli Enti

IL TECNICO

Dott. Ing. **ANTONIO ALFREDO AVALLONE**
Contrada Lama n.18 - 75012 Bernalda (MT)
Ordine degli Ingegneri di Matera n. 924
PEC: grmgroupsrl@pec.it
Cell: 339 796 8183



Dott. Ing. **ANTONIO MISCHITELLI**
Via Mons. Tortorelli n.33
71013 San Giovanni Rotondo (FG)
Ordine degli ingegneri di Foggia nr. 1797



Sommario

PREMESSA.....	3
DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE.....	3
RIFERIMENTI NORMATIVI.....	4
GENERALE DI CALCOLO.....	11
CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA.....	11
DATI GENERALI DEL PROGETTO.....	14
CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE.....	17

PREMESSA

Il sottoscritto Ing. Antonio MISCHITELLI, nato a San Giovanni Rotondo (FG) il 01/07/1968, C.F. MSCNTN68L01H926X, regolarmente iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Foggia col n. 1797, titolare dello Studio Tecnico MISCHITELLI, con sede in Via Mons. TORTORELLI 33 – 71013 San Giovanni Rotondo (FG), P.I. 02173200714 incaricato dalla ditta RB-HYPHEN BASILICATA 6 s.r.l. con sede a Milano (MI), Corso Magenta n.85, partita iva 12473840960, della progettazione dell'impianto elettrico a servizio dell'impianto agrivoltaico da 18,69528MWp da realizzare in località "Masseria Romanelli" in agro di Venosa (PZ), redige la presente relazione tecnica relativa ai calcoli preliminari sugli impianti elettrici.

Il progetto è finalizzato alla produzione della cosiddetta energia elettrica "pulita" e ben si inquadra nel disegno nazionale di incremento delle risorse energetiche utilizzando fonti alternative a quelle di sfruttamento dei combustibili fossili, ormai repute spesso dannose per gli ecosistemi e per la salvaguardia ambientale.

DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

Il progetto in esame è proposto dalla società:



RB-HYPHEN BASILICATA 6 s.r.l.

Corso MAGENTA, 85 - 20123 MILANO (MI)

P.I. 12473840960

rbhyphenbasilicata6srl@legalmail.it

RIFERIMENTI 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.

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. 115 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 Legislativo n. 56 del 29-03-2010: modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009: regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in 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 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'internazionalizzazione 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.

Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83: misure urgenti per la crescita del Paese.

Legge 11 agosto 2014, n. 116: conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea. (GU Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Suppl. Ordinario n. 72).

Decreto Ministero dello sviluppo economico del 19 maggio 2015 (GU n.121 del 27-5-2015): approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici.

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.

Ministero dell'interno

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012.

"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012".

Normativa fotovoltaica

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 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 alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

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

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 MT 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 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 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 $I_n = 16$ 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.

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.

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 (GAUDI) 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 2013 Deliberazione n. 570/2012/R/EFR - Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.

TISP 2014 - 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 e 612/2014/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.

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 (All. A.68).

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

Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (All. 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.

GENERALE DI CALCOLO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto agrivoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

CRITERIO DI STIMA 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 orientazione (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 può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

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

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.

Al fine di contenere le perdite totali, un corretto dimensionamento della distanza tra le strutture e l'assenza di altre costruzioni rilevanti in prossimità dell'impianto, consentono di ritenere le perdite per riflessione e per ombreggiamento trascurabili.

Una buona scelta delle apparecchiature (moduli fotovoltaici e inverter) e la loro corretta installazione consente di limitare al massimo le perdite per effetto della temperatura.

Analogamente in fase di installazione una buona selezione dei moduli per la formazione delle stringhe, sulla base delle caratteristiche elettriche riportate nei flash report dei lotti di produzione dei moduli, e la formazione delle stringhe con moduli caratteristiche elettriche uguali (a meno di piccole differenze) ma soprattutto aventi tensioni nominali molto simili, consente di limitare l'effetto delle correnti parassite che si determinano tra apparecchiature con tensioni differenti, e di conseguenza di limitare le perdite dovute al mismatching dei moduli.

Pertanto per consentire di massimizzare le perdite di energia vanno tenute in debita considerazione le perdite nei circuiti in corrente continua ed in corrente alternata.

Ciò si concretizza con il corretto dimensionamento delle sezioni dei circuiti, che devono essere tali da contenere la caduta di tensione globale dell'impianto entro l'ordine del 4%, ma anche tali da contenere il costo di realizzazione dell'impianto.

Un corretto dimensionamento del sistema consente inoltre di garantirne il corretto funzionamento, occorre infatti ricordare che tutti gli inverter sono caratterizzati da una tensione massima di esercizio, ma anche di un range di tensione in ingresso entro il quale è garantito il funzionamento dell'inverter e nel quale si ha la conversione di energia da continua in alternata, ora poiché i moduli fotovoltaici hanno una caratteristica corrente tensione che varia al variare della temperatura secondo dei coefficienti caratteristici di temperatura di ciascun modulo, occorre verificare che le caratteristiche elettriche della stringa siano compatibili con quelle dell'inverter, al fine di evitarne danneggiamenti e di consentirne il corretto funzionamento.

Occorre pertanto una volta scelti inverter e moduli fotovoltaici, ed aver determinato il numero di moduli da collegare in serie a formare la stringa, verificate che in corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, I_{sc} , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

DATI GENERALI DEL PROGETTO

Il generatore fotovoltaico sarà di tipo installato a terra su tracker monoassiali est-ovest, e sarà costituito da moduli bifacciali in silicio monocristallino da 610Wp, marca **JINKO SOLAR** modello **JKM610N-78HL4-BDV** posati in verticale su due file.

www.jinkosolar.com



Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 590-610 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

Positive power tolerance of 0~+3%

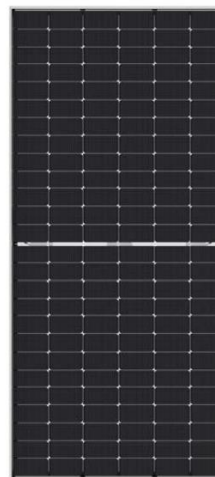
IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018

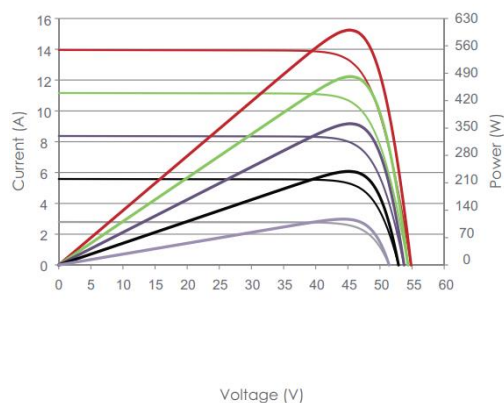
Occupational health and safety management systems



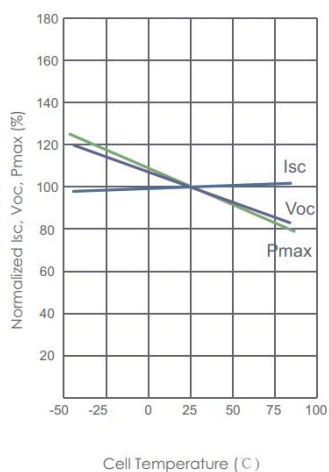
I moduli scelti sono caratterizzati da elevate efficienza, oltre che da tolleranze positive e da buona insensibilità alle variazioni delle tensioni al variare della temperatura, come evidenziato dalle seguenti curve caratteristiche.

Electrical Performance & Temperature Dependence

Current-Voltage & Power-Voltage
Curves (600W)



Temperature Dependence of
Isc, Voc, Pmax



E dai seguenti parametri tecnici:

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM590N-78HL4-BDV		JKM595N-78HL4-BDV		JKM600N-78HL4-BDV		JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	590Wp	444Wp	595Wp	447Wp	600Wp	451Wp	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.91V	41.89V	45.08V	42.00V	45.25V	42.12V	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V
Maximum Power Current (Imp)	13.14A	10.59A	13.20A	10.65A	13.26A	10.71A	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A
Open-circuit Voltage (Voc)	54.76V	52.02V	54.90V	52.15V	55.03V	52.27V	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V
Short-circuit Current (Isc)	13.71A	11.07A	13.79A	11.13A	13.87A	11.20A	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A
Module Efficiency STC (%)	21.11%		21.29%		21.46%		21.64%		21.82%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.30%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.046%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN						
5%	Maximum Power (Pmax)	620Wp	625Wp	630Wp	635Wp	641Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.16%	22.35%	22.54%	22.73%	22.91%
15%	Maximum Power (Pmax)	679Wp	684Wp	690Wp	696Wp	702Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.27%	24.48%	24.68%	24.89%	25.10%
25%	Maximum Power (Pmax)	738Wp	744Wp	750Wp	756Wp	763Wp
	Module Efficiency STC (%)	26.38%	26.61%	26.83%	27.05%	27.28%

I moduli sono inoltre dotati delle seguenti certificazioni:

1. ISO 9001:2015 / Quality management system
2. ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
3. OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety
4. IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE
5. CSA / IEC61701 ED2: VDE / IEC62716: VDE

Gli inverter di progetto sono invece di marca INGECON SUN modello 1800TL B690 alloggiati in shelter POWER STATION FSK ed hanno le seguenti caratteristiche tecniche:

	1640TL B630	1675TL B645	1715TL B660	1755TL B675	1800TL B690
Input (DC)					
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	1,620 - 2,128 kWp	1,659 - 2,179 kWp	1,698 - 2,229 kWp	1,736 - 2,280 kWp	1,775 - 2,331 kWp
Voltage Range MPPT ⁽²⁾	894 - 1,300 V	915 - 1,300 V	935 - 1,300 V	957 - 1,300 V	978 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
Input protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
Output (AC)					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,676 kVA / 1,508 kVA	1,715 kVA / 1,543 kVA	1,754 kVA / 1,578 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,676 kVA / 1,484 kVA	1,715 kVA / 1,518 kVA	1,754 kVA / 1,552.6 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage ⁽⁵⁾	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%				
Output protections					
Overvoltage protections	Type II surge arresters				
AC breaker	Motorized AC circuit breaker				
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection				
Other protections	AC short circuits and overloads				
Features					
Maximum efficiency	98.9%				
Euroefficiency	98.5%				
Max. consumption aux. services	4,700 W (25 A)				
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾	90 W				
Average power consumption per day	2,000 W				

Sulla base della potenza di picco del campo in DC e delle caratteristiche dei moduli il campo è costituito da 30.648 moduli da 610Wp in silicio monocristallino, posati su due file in verticale su strutture in acciaio zincato direttamente infisse nel terreno con angolo di azimut 0° ad inseguimento solare definito tracker monoassiale.

Le 1.277 stringhe sono formate da 24 moduli collegate in serie su tracker da 24, 48 e 72 moduli, ciascuna delle stringhe afferisce ai 110 quadri di campo per il parallelo stringhe, 10/11 per ognuno degli inverter montati sui 5 skid.

Gli inverter, 11 in tutto da 1,79MWp, da 1 a 3 per ciascun sottocampo, sono ubicati nelle 5 cabine di campo di tipo prefabbricato e preassemblato, dove avviene il passaggio da BT ad MT a mezzo

di un trasformatore elevatore con la relativa protezione MT. Una rete MT interna ha il compito di raccogliere l'energia prodotta e convogliarla alla cabina utente dove avviene l'innalzamento della tensione al valore nominale di 36 kV. Infine, mediante un cavidotto interrato in AT, l'energia viene trasportata fino al punto di consegna (SE) dove viene immessa nella rete elettrica nazionale in accordo con la soluzione di connessione ricevuta da Terna.

CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE

Verifichiamo ora il corretto accoppiamento stringhe inverter in corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C):

TENSIONI MPPT	
Vm a 60 °C (957,44V) maggiore di Vmppt min. (962.00V)	NON VERIFICATO
Vm a -10 °C (1.461,08V) minore di Vmppt max. (1500.00V)	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1.461,08V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1500.00 V)	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1.461,08V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	VERIFICATO

Abbiamo un valore leggermente più basso della Vm a 60°C, ma trattandosi di pochi volt, la cosa non dovrebbe creare grossi problemi di rendimento.

Verificato il corretto accoppiamento stringhe inverter occorre determinare le sezioni dei circuiti sia in corrente continua che in corrente alternata sia in BT che in MT.

Al fine di ottimizzare le sezioni dei cavi contenendo i costi e le cadute di tensione è fondamentale la corretta individuazione della potenza dei carichi, delle posizioni degli inverter di stringa e delle cabine inverter che devono essere quanto più prossime al baricentro elettrico.

Il valore della caduta di tensione delle nuove linee è stato fissato al 4% e calcolato mediante la seguente formula, come previsto dalla sezione 5 della norma CEI 64/8

$$\Delta V = k \times I_b \times L \times (r \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Dove:

- K è un fattore di tensione pari a 2 per circuiti monofase e 1,71 per sistemi trifase
- L è la lunghezza della linea
- r è la resistenza per chilometro della linea
- x è la reattanza per chilometro della linea

$$\Delta V\% = 100 \Delta V/V$$

Pertanto tutte le linee di alimentazione sono state dimensionate in modo tale da ottenere per tutta la linea, nelle ipotesi di carico equilibrato (per linee trifase) e concentrato alle estremità della linea, la rispondenza alla seguente condizione:

$$\Delta V\% \leq 4\%$$

Per ciascun tratto si è attribuito una caduta di potenziale massima così determinata:

- tratto CC $\Delta V\% \leq 1\%$
- tratto AC (BT) $\Delta V\% \leq 1,5\%$
- tratto AC (MT) $\Delta V\% \leq 1,5\%$

Il calcolo della portata di conduttori è stato effettuato sulla base delle tabelle CEI UNEL 32024/1 per posa non interrata e CEI UNEL 32024/2 per posa interrata:

- tratto CC Posa non interrata fissa sui tracker cavo FG21OM21
- tratto AC (BT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo FG16R16
- tratto AC (MT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo RG7H1M1

la scelta di avere quadri di campo baricentrici rispetto alle stringhe e cabine MT baricentriche rispetto ai campi consente anche una standardizzazione delle sezioni dei cavi solari tratto CC e dei cavi MT e ciò anche al fine di una migliore gestione commerciale della commessa, fermo restando il rispetto dei limiti della caduta di tensione massima percentuale, si ha pertanto che le sezioni per tali tratti risultano:

- tratto CC: cavo FG21OM21 formazione 2x1x6mmq (6mmq polo positivo e 6mmq polo negativo)
- tratto AC (MT): cavo RG7H1M1 formazione 3x1x240mmq (240mmq per fase)

in tutti gli altri casi le sezioni sono riassunte nelle seguenti tabelle.

CAMPO 1		Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA			L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO		[W]					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1.1	1	11	161.040	L	1.	1	310	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	2	12	175.680	L	1.	2	285	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	3	12	175.680	L	1.	3	245	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	4	12	175.680	L	1.	4	220	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	5	12	175.680	L	1.	5	210	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	6	12	175.680	L	1.	6	200	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	7	11	161.040	L	1.	7	200	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	8	11	161.040	L	1.	8	175	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	9	11	161.040	L	1.	9	185	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	10	11	161.040	L	1.	10	150	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	11	12	175.680	L	1.	11	140	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
			1.859.280									
1.2	12	12	175.680	L	1.	12	200	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	13	11	161.040	L	1.	13	130	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	14	11	161.040	L	1.	14	145	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	15	11	161.040	L	1.	15	85	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	16	11	161.040	L	1.	16	75	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	17	11	161.040	L	1.	17	65	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	18	11	161.040	L	1.	18	55	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	19	11	161.040	L	1.	19	45	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	20	12	175.680	L	1.	20	75	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	21	12	175.680	L	1.	21	170	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	22	12	175.680	L	1.	22	190	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
			1.830.000									
1.3	23	11	161.040	L	1.	23	170	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	24	11	161.040	L	1.	24	390	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	25	11	161.040	L	1.	25	160	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	26	12	175.680	L	1.	26	105	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	27	12	175.680	L	1.	27	435	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	28	12	175.680	L	1.	28	450	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	29	12	175.680	L	1.	29	375	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	30	12	175.680	L	1.	30	335	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	31	11	161.040	L	1.	31	290	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	32	11	161.040	L	1.	32	210	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	33	11	161.040	L	1.	33	360	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
			1.844.640									

CAMPO 2		Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA			L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO		[W]					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
2	1	12	175.680	L	1.	1	130	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	2	12	175.680	L	1.	2	95	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	3	12	175.680	L	1.	3	70	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	4	12	175.680	L	1.	4	35	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	5	12	175.680	L	1.	5	410	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
	6	11	161.040	L	1.	6	310	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	7	11	161.040	L	1.	7	275	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
			82	1.200.480								

CAMPO 3		Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA			L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO		[W]					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
3.1	1	12	175.680	L	1.	1	130	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	2	12	175.680	L	1.	2	155	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	3	12	175.680	L	1.	3	130	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	4	12	175.680	L	1.	4	110	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	5	12	175.680	L	1.	5	95	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	6	11	161.040	L	1.	6	80	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	7	11	161.040	L	1.	7	60	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	8	12	175.680	L	1.	8	25	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	9	11	161.040	L	1.	9	140	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	10	11	161.040	L	1.	10	80	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
			1.698.240									
3.2	11	12	175.680	L	1.	11	30	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	12	12	175.680	L	1.	12	55	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	13	12	175.680	L	1.	13	110	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	14	11	161.040	L	1.	14	235	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	15	11	161.040	L	1.	15	205	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	16	11	161.040	L	1.	16	195	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	17	12	175.680	L	1.	17	185	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	18	12	175.680	L	1.	18	185	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	19	12	175.680	L	1.	19	160	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	20	12	175.680	L	1.	20	220	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
			1.712.880									
3.3	21	12	175.680	L	1.	21	140	ARG16R16	2x	1x	150	mmq

PROGETTO DEFINITIVO
IMPIANTO AGRIVOLTAICO – MASSERIA ROMANELLI
COMUNE DI VENOSA (PZ)

DATA:
GENNAIO 2023

	22	12	175.680	L	1.	22	210	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	23	12	175.680	L	1.	23	140	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	24	12	175.680	L	1.	24	210	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	25	12	175.680	L	1.	25	170	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	26	12	175.680	L	1.	26	190	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	27	11	161.040	L	1.	27	255	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	28	11	161.040	L	1.	28	280	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	29	11	161.040	L	1.	29	330	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	30	11	161.040	L	1.	30	350	ARG16R16	2x	2x	240	mmq
		349	1.698.240									
4.1	1	12	175.680	L	1.	1	50	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	2	12	175.680	L	1.	2	35	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	3	11	161.040	L	1.	3	40	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	4	11	161.040	L	1.	4	55	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	5	11	161.040	L	1.	5	240	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	6	11	161.040	L	1.	6	230	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	7	11	161.040	L	1.	7	210	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	8	12	175.680	L	1.	8	200	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	9	12	175.680	L	1.	9	150	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	10	12	175.680	L	1.	10	130	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
		1.683.600										
4.2	11	12	175.680	L	1.	11	200	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	12	12	175.680	L	1.	12	180	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	13	12	175.680	L	1.	13	200	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	14	12	175.680	L	1.	14	280	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	15	12	175.680	L	1.	15	260	ARG16R16	2x	2x	150	mmq
	16	12	175.680	L	1.	16	145	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	17	12	175.680	L	1.	17	155	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	18	12	175.680	L	1.	18	165	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	19	12	175.680	L	1.	19	185	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	20	12	175.680	L	1.	20	195	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
		1.756.800										
5.1	1	12	175.680	L	2.	1	225	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	2	12	175.680	L	2.	2	195	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	3	12	175.680	L	2.	3	165	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	4	12	175.680	L	2.	4	130	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	5	12	175.680	L	2.	5	95	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	6	12	175.680	L	2.	6	85	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	7	12	175.680	L	2.	7	85	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	8	12	175.680	L	2.	8	65	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	9	12	175.680	L	2.	9	60	ARG16R16	2x	1x	95	mmq

	10	12	175.680	L	2.	10	45	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
			1.756.800									
5.2	11	12	175.680	L	2.	11	35	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	12	12	175.680	L	2.	12	55	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	13	12	175.680	L	2.	13	65	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	14	11	161.040	L	2.	14	75	ARG16R16	2x	1x	95	mmq
	15	11	161.040	L	2.	15	100	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	16	11	161.040	L	2.	16	95	ARG16R16	2x	1x	120	mmq
	17	11	161.040	L	2.	17	120	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	18	11	161.040	L	2.	18	145	ARG16R16	2x	1x	150	mmq
	19	11	161.040	L	2.	19	175	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
	20	11	161.040	L	2.	20	165	ARG16R16	2x	1x	240	mmq
		1166	1.654.320									

La protezione delle linee di alimentazione dal sovraccarico verrà realizzata con fusibili sul lato CC e con interruttori automatici di massima corrente su tutte le linee AC idonee per tensioni di lavoro 800 Vac. Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti, sono le seguenti:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

(CEI 64-8, art. 433.2)

e

$$I_f \leq 1.45 I_z$$

Dove

- I_b = corrente di impiego del cavo
- I_n = corrente nominale dell'interruttore
- I_z = portata del conduttore
- I_f = corrente di funzionamento del dispositivo

La protezione dal cortocircuito verrà assicurata installando interruttori aventi potere di interruzione, direttamente o per filiazione, sicuramente superiore alla massima corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Per la protezione dei cavi contro il cortocircuito ad inizio linea è stata invece verificata la seguente espressione:

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

Dove

- $I^2 t$ è l'energia specifica lasciata passare dall'interruttore
- K costante caratteristica dei cavi in funzione del tipo di isolante con conduttori in rame
- S sezione del cavo in mm^2

Il potere di interruzione scelto per gli interruttori sarà maggiore del massimo valore della corrente di cortocircuito presunto e comunque in nessun caso inferiore a 16 kA.

Si rimanda agli elaborati grafici per quanto riguarda gli schemi unifilari dei quadri elettrici BT ed MT.

Il Tecnico

Ing. Antonio MISCHITELLI

Firma  