

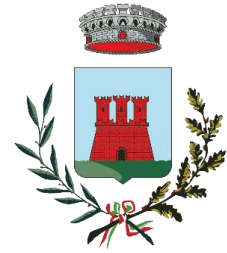
REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI TARANTO



COMUNE DI CASTELLANETA



Denominazione impianto:

STANESI

Ubicazione:

Comune di Castellaneta (TA)
Località "Stanesi"

Fogli: 113 / 115

Particelle: 84-86 / 16-97-99-101

PROGETTO DEFINITIVO

per la realizzazione di un impianto agrivoltaico da ubicare in agro del comune di Castellaneta (TA) in località "Stanesi", potenza nominale pari a 31,04972 MW in DC e potenza in immissione pari a 26,4 MW AC, e delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nei comuni di Castellaneta (TA) e Ginosa (TA).

PROPONENTE



CASTELLANETA SPV S.R.L.

Via Mike Bongiorno n.13 - 20124 Milano (MI)
Partita IVA: 02083830766
Indirizzo PEC: banzispv@legalmail.it

Codice Autorizzazione Unica 9KTS728

ELABORATO

Calcoli Preliminari sugli Impianti

Tav. n°

1CPI

Scala

--

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
		Rev 0	Settembre 2023	Istanza VIA art.23 D.Lgs 152/06 – Istanza Autorizzazione Unica art.12 D.Lgs 387/03		

PROGETTAZIONE

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



IL TECNICO

Dott. Ingegnere NICOLA INCAMPO
Altamura BA-70022
P.IVA 08150200723
Ordine Ingegneri di Bari n°6280
PEC: nicola.incampo6280@pec.ordingbari



Spazio riservato agli Enti

Sommario

PREMESSA.....	3
RIFERIMENTI NORMATIVI.....	3
CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA	9
DATI GENERALI DEL PROGETTO	12
Strutture di montaggio moduli	15
Inverter di stringa	20
Smart transformer station.....	22
CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE	24

PREMESSA

Il sottoscritto dott. Ing. Nicola Incampo, nato a Altamura (BA) il 31/03/1972, residente in Altamura (BA) in via Carpentino n.72, iscritto all’Ordine degli Ingegneri di Bari al n° 6280, incaricato dalla società **CASTELLANETA SPV S.R.L.** con sede legale in Via Mike Bongiorno n.13, Milano (MI) 20124 - P.IVA 02083830766, della progettazione dell’impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a **31,04972 MWp** in DC e potenza in immissione AC pari a **26,4 MW**, da realizzare in località “Stanesi” nel comune di Castellaneta (TA), redige la presente relazione tecnica relativa ai calcoli preliminari degli impianti elettrici.

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

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

UNI/TR 11328-1:2009: "Energia solare - Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia - Parte 1: Valutazione dell'energia raggiante ricevuta".

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 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.

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 dell'impianto agrivoltaico sarà composto da 43.732 moduli bifacciali in silicio monocristallino da 710 Wp per una potenza di picco complessiva di 31,04972 MWp. I moduli saranno raggruppati in 1.682 stringhe formate da 26 moduli collegati in serie su tracker da 26 e 52 moduli, ciascuna delle stringhe afferisce ai 132 inverter di campo che raccolgono le stringhe in numero variabile compreso tra 10 e 14. L'impianto è suddiviso in 9 sottocampi, ognuno dei quali dotato di Smart Transformer Station con all'interno un quadro di parallelo degli inverter di campo, un trasformatore elevatore BT/AT per l'innalzamento della tensione fino al valore di 36 kV e quadro AT. La rete interna AT è composta da 2 cabine di smistamento, una per ognuno dei due lotti che raccorda tutte le Power Station ed ha il compito di convogliare l'energia prodotta dall'impianto agrivoltaico nella Cabina di Raccolta Utente.

Infine, mediante un cavidotto interrato in AT-36kV di lunghezza complessiva pari a 15,76 km, l'energia verrà trasportata fino al punto di consegna dove verrà immessa nella rete elettrica nazionale in accordo con la soluzione di connessione ricevuta da Terna (ID 202203124).

Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici scelti sono i **SUN66MD-H12SJ della SUNERGY bifacciali** in silicio monocristallino, 2x66 celle e di dimensioni 2384x1303x35 mm, da **710 Wp**. I moduli sono ad alta efficienza, e ciò garantisce a parità di potenza installata una minore occupazione del suolo rispetto a moduli con efficienza standard.

Sono caratterizzati da una cornice in alluminio anodizzato e da un vetro di protezione delle celle temprato e a basso contenuto di ferro, dello spessore di 2mm, che garantiscono una elevata resistenza meccanica oltre a ottime prestazioni. Inoltre, essendo bifacciali, possono sfruttare anche le radiazioni intercettate dalla faccia posteriore dal modulo incrementando sino al 30% le performance.

Mars Series

**685W/690W/695W/700W/705W/
710W**

SUN66MD-H12SJ

**HALF-CELL BIFACIAL MBB MONO
HJT DOUBLE GLASS MODULE
210MM CELLS**



BACK VIEW FRONT VIEW

COMPREHENSIVE CERTIFICATES

IEC61215 / IEC61730 / IEC61701 / IEC62716 / IEC62804
 ISO 9001: 2015 Quality management systems;
 ISO 14001: 2015 Environmental management systems;
 OHSAS 18001: 2007 Occupational health and safety management systems;


KEY SALIENT FEATURES

-  **High output power**
-  **Better Temperature Coefficient**
-  **Long weather resistance**
-  **Better power generation under shadows**
-  **Strong anti-hot spot ability**
-  **Enhanced safety**

SUNERGY USA WORKS LLC

Founded in 2008, Sunergy is a manufacturer of high-performance photovoltaic products. With 12 manufacturing bases and more than 20 branches around the world, the company's business covers modules, photovoltaic power stations and EPC. Sunergy products are available in over 120 countries and regions and are used extensively in ground-mounted power plants, commercial & industrial rooftop PV systems and residential rooftop PV systems.

QUALIFICATIONS AND CERTIFICATES



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

- 12 Years Manufacturing Warranty
- 12 Years 94.7% Power Output
- 30 Years 89.3% Power Output





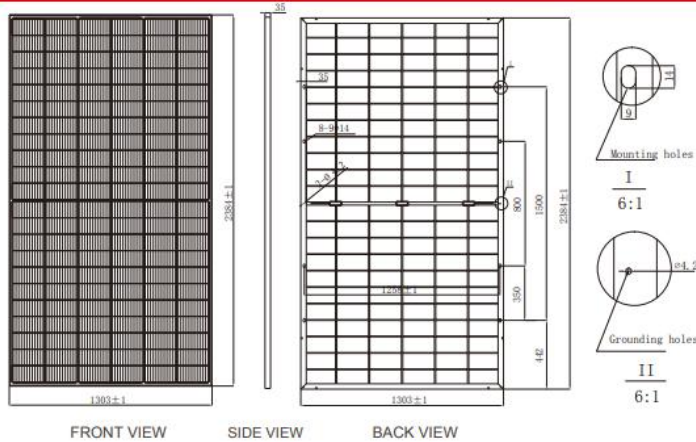
SUNERGY USA WORKS LLC

www.sunergyworks.com

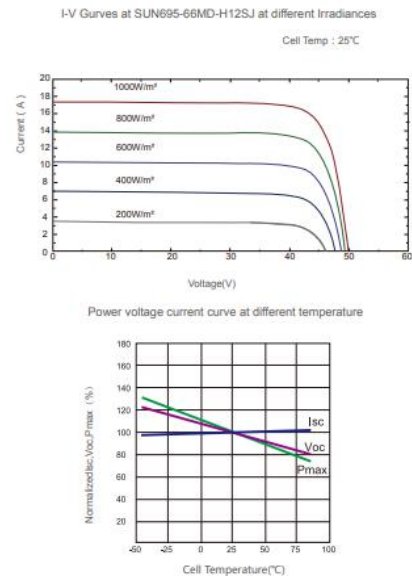


I moduli scelti sono caratterizzati da elevate efficienza, oltre che da tolleranze positive e da buona insensibilità alle variazioni delle tensioni al variare della temperatura, come evidenziato dalle seguenti curve caratteristiche.

MECHANICAL DRAWINGS



I-V CURVES



MECHANICAL SPECIFICATION

Cell Type	HJT 210x105mm
Number Of Cells	132 (6x22)
Dimensions(AxBxC)	2384x1303x35mm
Weights	39.5kg
Glass	2.0/2.0mm Tempered Low Iron Glass
Aluminium Frame	Anodised Aluminium
Junction Box	Split Junction Box (IP68 ,three diode)
Connector	Mc4 Compatible
Output Cables	4.0mm² ,+300mm,-300mm Customized Length

PACKING CONFIGURATION

Container	40' HQ
Pieces Per Pallet	31
Pallets Per Container	17
Pieces Per Container	527

E dai seguenti parametri tecnici:

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Module Type	685W		690W		695W		700W		705W		710W	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power At STC(Pmax)	685W	529.2W	690W	533.1W	695W	537.0W	700W	540.8W	705W	544.7W	710W	548.6W
Short Circuit Current(Isc)	17.22A	13.89A	17.26A	13.92A	17.31A	13.96A	17.35A	13.99A	17.39A	14.02A	17.43A	14.06A
Open Circuit Voltage(Voc)	49.4V	46.6V	49.6V	46.7V	49.8V	46.9V	50.0V	47.1V	50.2V	47.3V	50.4V	47.5V
Maximum Power Current(Imp)	16.20A	13.06A	16.24A	13.09A	16.28A	13.13A	16.32A	13.16A	16.36A	13.19A	16.40A	13.22A
Maximum Power Voltage(Vmpp)	42.3V	40.5V	42.5V	40.7V	42.7V	40.9V	42.9V	41.1V	43.1V	41.3V	43.3V	41.5V
Module Efficiency	22.05%		22.21%		22.37%		22.53%		22.70%		22.86%	
Power Tolerance	0~+5W		0~+5W		0~+5W		0~+5W		0~+5W		0~+5W	

ELECTRICAL CHARACTERISTICS WITH DIFFERENT REAR SIDE POWER GAIN

(Reference to 695W Front)

Backside Power Gain	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power At STC(Pmax)	765	799	834	869	904
Short Circuit Current(Isc)	19.00	19.85	20.62	21.48	22.35
Open Circuit Voltage(Voc)	49.9	49.9	50.1	50.1	50.1
Maximum Power Current(Imp)	17.87	18.67	19.40	20.21	21.02
Maximum Power Voltage(Vmpp)	42.8	42.8	43.0	43.0	43.0

STC: 1000W/m2 irradiance, 25°C cell temperature, AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m² , Ambient Temperature 20°C , wind speed 1m/s .

I moduli sono inoltre dotati delle seguenti certificazioni:

- IEC 61215 / IEC 61730 / IEC61701 / IEC62716 / IEC62804
- ISO 9001:2015 Quality management systems;
- ISO 14001:2015 Environmental management systems;
- OHSAS 18001:2007 Occupational health and safety management systems.

Strutture di montaggio moduli

I moduli saranno posizionati su strutture ad inseguimento, ovvero tracker monoassiali, ad infissione diretta nel terreno con macchina operatrice battipalo. Nello specifico saranno utilizzati tracker della **Soltec** modello **SF7 bifaccial** realizzati per allocare 2x26 moduli (2 stringhe) in verticale su due file come da foto esemplificativa:

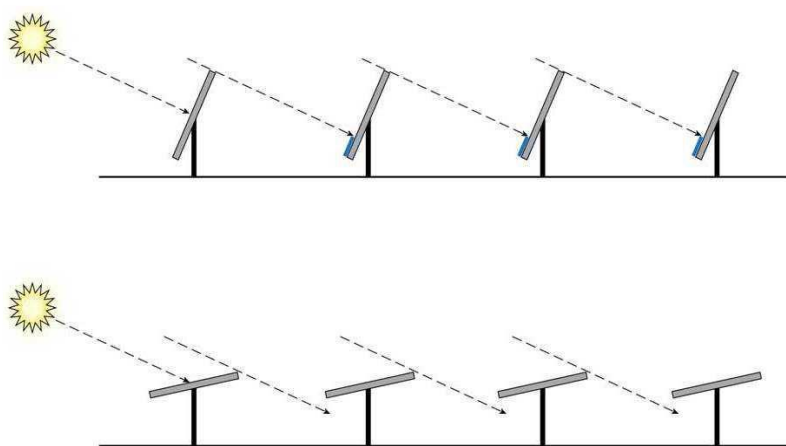


L'utilizzo di tali strutture permette di orientare i moduli fotovoltaici favorevolmente rispetto ai raggi solari nel corso della giornata, mantenendo invariata l'inclinazione dell'asse di rotazione del pannello rispetto al terreno, ovvero mantenendo invariato l'angolo di TILT.

La variazione dell'angolo avviene in modo automatico grazie ad un apposito algoritmo di controllo di tipo astronomico oppure attraverso l'utilizzo di celle fotovoltaiche ausiliari che installate con angolazioni differenti consentono al sistema di determinare l'angolo di ottimo.

Il movimento dei tracker è azionato da un motore elettrico alimentato in corrente continua trifase di potenza pari a circa 370 W rispettivamente e controllato in modo automatico dall’algoritmo.

I tracker saranno dotati di opportuno sistema di backtracking per assicurare l’assenza di ombreggiamento durante ogni ora del giorno. Infatti quando l'angolo di elevazione del Sole si riduce, ovvero la mattina presto o la sera, il sistema di backtracking inverte la rotazione della struttura come meglio illustrato nella figura sottostante.



Backtracking

L'assenza di movimento di inclinazione, (cioè il tracciamento "stagionale") ha un limitato effetto sull’energia prodotta. Infatti, un tracker biassiale aumenta leggermente la produzione rispetto ad un tracker monoassiale, ma di contro comporta un aumento di costi e complessità del sistema.

La soluzione adottata offre i seguenti vantaggi principali:

- Il sistema è completamente equilibrato e modulare, la struttura non richiede personale specializzato all'installazione e all'assemblaggio o lavori di manutenzione.
- La scheda di controllo è facile da installare e autoconfigurante.
- Il GPS integrato garantisce sempre la giusta posizione geografica nel sistema per il tracciamento solare automatico.
- L’uso di cuscinetti a strisciamento sferico autolubrificato compensa eventuali imprecisioni e errori nell'installazione della struttura meccanica.
- L’uso di Motore a corrente alternata consente un basso consumo elettrico.

Il sistema si compone di due array paralleli di 26 moduli ciascuno, interconnessi meccanicamente tra di loro, ovvero 52 moduli per tracker, 2 stringhe, e consta i seguenti componenti:

- Componenti meccanici della struttura in acciaio:
 - 7 pali.
 - 4 tubolari quadrati.
 - Profilo Omega di supporto e pannello di ancoraggio.
- Componenti deputati al movimento:
 - 4 post-testate (2 terminali, 2 intermedie ed una centrale che sostiene il motoriduttore).
 - 1 motore (attuatore lineare elettrico).
 - 1 scheda elettronica di controllo per il movimento (può servire fino a 10 strutture).

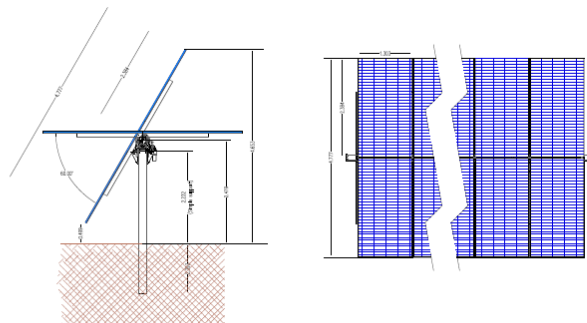
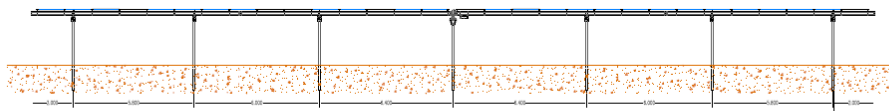
L'inseguitore solare (o tracker) sarà installato su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo, tramite un sistema di posa a battuta. Le strutture in questione sono in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di eventi metereologici esterni avversi, quali per esempio raffiche di vento ad alta velocità, come certificato dal costruttore.

Come riportato all'interno della relazione strutturale, alla quale si rimanda per maggiori dettagli, data la tipologia di tracker previsto in questa fase progettuale, la caratterizzazione geotecnica del terreno ed i carichi agenti sul sistema, i pali di sostegno dovranno essere infissi per una profondità minima di 2 m al fine di garantire la tenuta delle strutture.

La profondità di infissione dovrà comunque essere verificata in fase esecutiva con i risultati delle prove di estrazione eseguiti in vari punti del terreno. Tali prove di estrazione o prove di “pull-out” sono prove strumentali che prevedono i seguenti step:

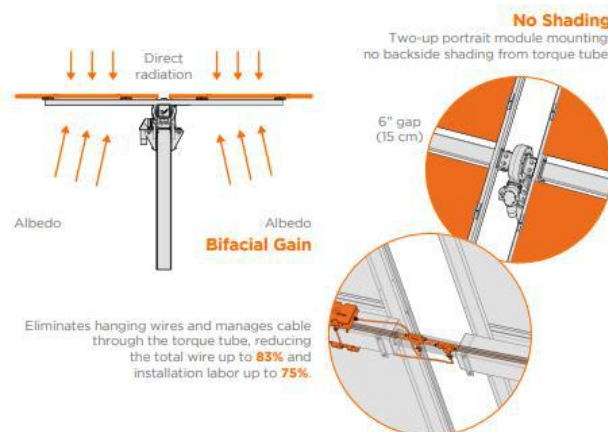
- Infissione nel terreno del palo selezionato per una data profondità;
- Cicli di carico/scarico con forze orizzontali incrementalmente applicate ad un'altezza di 50 cm dal piano campagna. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento orizzontale del palo stesso;
- Cicli di carico con forze di compressione verticali incrementalmente applicate alla testa del palo. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso;
- Cicli di carico con forze di trazione verticali incrementalmente applicate alla testa del palo. Per ogni ciclo viene misurato lo spostamento verticale del palo stesso;

Qualora gli spostamenti evidenziati eccedessero le tolleranze, il test andrà ripetuto aumentando la profondità di infissione di 100 mm fino al superamento del test. I risultati delle prove di pull-out dipendono dalla tipologia di inseguitore e di moduli fotovoltaici disponibili sul mercato e pertanto l'esatta profondità di infissione che si determinerà in fase di progettazione esecutiva potrebbe variare rispetto a quanto calcolato all'interno della relazione strutturale fermo restando che tale profondità non sarà in alcun caso superiore a 4,0 m dal piano campagna. Nella figura sottostante è riportato un tipologico delle strutture previste.



Bifacial Yield Boost

The SF7 standard configuration enables cost-effective installation, operation, and innovation such as the bifacial tracking solution.





L’infissione sarà realizzata con l’ausilio di macchine battipalo. Le strutture di inseguimento monoassiale verranno posizionate in file contigue, compatibilmente con le caratteristiche plano altimetriche del terreno, e la distanza tra le interfile sarà di 10 metri, come visibile nel layout di impianto.

Inverter di stringa

Per quanto riguarda gli inverter, il progetto prevede l'utilizzo di inverter di stringa marca **HUAWEI** modello **SUN2000-215KTL-H3** che, in abbinamento ad un quadro di parallelo stringhe converte l'energia prodotta in corrente continua in alternata e la trasmette al quadro di parallelo in AC e di qui al Trasformatore elevatore. Nel progetto in esame si fa uso di 132 Inverter di stringa ed altrettanti quadri di parallelo stringhe, avendo l'inverter individuato un numero limitato di MPPT.

La scelta di utilizzare inverter di stringa con tensione di sistema massima a 1500 V sul lato DC e di 800 V sul lato AC, consente una distribuzione baricentrica dei carichi elettrici ed una ottimizzazione della distribuzione dell'energia, che si traduce in sezioni di cavi ridotte e perdite di energia per effetto Joule contenute.

Riportiamo di seguito le caratteristiche dell'inverter:



SUN2000-215KTL-H3

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
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, 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)	≤86 kg (191.8 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

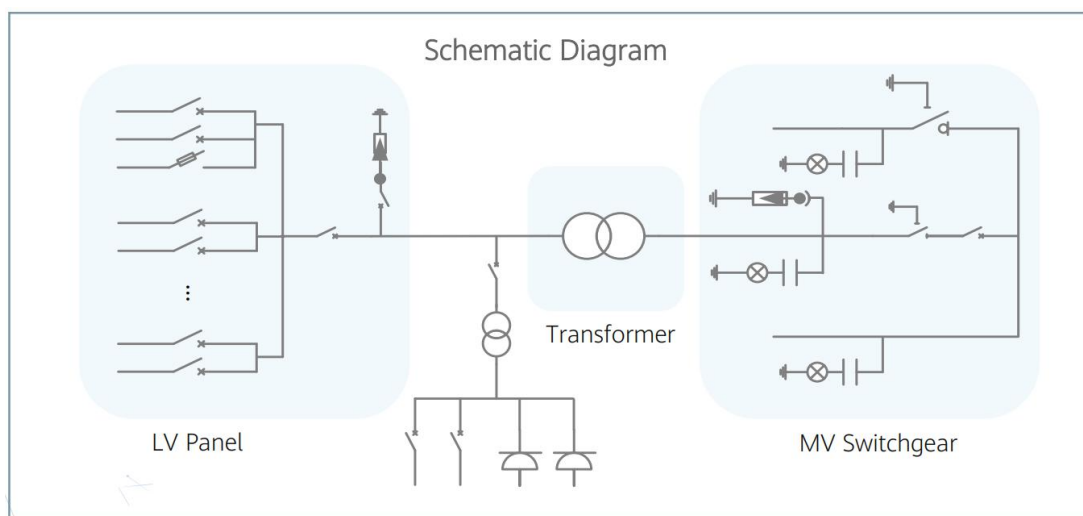
Smart transformer station

La Smart Transformation Station ha il compito di aggregare la potenza di un sottocampo e trasforma (eleva) la tensione per una connessione alla rete affidabile. La scelta progettuale prevede come detto l'installazione di 9 Smart Transformer Station, contenenti ciascuna un quadro di parallelo degli inverter di campo per un massimo di 16 inverter collegabili ed inoltre un trasformatore elevatore AT/BT ed infine Quadro AT: gas-insulated, tensione nominale in uscita pari a 36 kV, il quadro AT è composto da una sezione di arrivo linea e risalita cavo, da una di uscita linea e da una protezione trasformatore.

STS-3000K-H1 Smart Transformer Station



Di seguito lo schema elettrico:



Infine, di seguito le caratteristiche tecniche:

STS-3000K-H1 (Preliminary)		
Technical Specifications		
Input		
Available Inverters	SUN2000-200KTL-H2 / SUN2000-215KTL-H0	
AC Power	3,250 kVA @40°C / 2,960 kVA @50°C ¹	
Max. Inverters Quantity	16	
Rated Input Voltage	800 V	
Max. Input Current at Nominal Voltage	2,482.7 A	
LV Main Switches	ACB (2900 A / 800 V / 3P, 1 pcs), MCCB (250 A / 800 V / 3P, 16 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	10 kV, 11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 kV, 23 kV, 30 kV, 33 kV, 35 kV ²	13.8 kV, 34.5 kV ²
Frequency	50 Hz	60 Hz
Transformer Type	Oil-immersed, Conservator Type	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	In accordance with EN 50588-1	
Transformer Load Losses	≤ 30.1 kW	
Transformer No-load Losses	≤ 2.51 kW	
Impedance (HV-LV1, LV2)	7% (0 ~ +10%) @3,250 kVA	
MV Switchgear Type	SF6 Gas Insulated, 3 Units	
MV Switchgear Configuration	1 Transformer Unit with Circuit Breaker 1 Cable Unit with Load Breaker Switch 1 Cable Direct Connection Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400 / 230 Vac	220 / 127 Vac
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault MV Switchgear	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
MV Surge Arrester for MV Circuit Breaker	Equipped	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t (33,069 lb.)	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ³ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	2,000 m (6,562 ft.)	2,500 m (8,202 ft.)
Enclosure Color	RAL 9003	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	
Features		
Auxiliary Transformer (50 kVA, Dyn11)	Optional ⁴	
1.5 kVA UPS	Optional ⁴	
MV Switchgear Updated to: 1 transformer unit with circuit breaker 2 cable units with load breaker switch	Optional ⁴	
Updated to 25kA 1s MV Switchgear	Optional ⁴	
IMD	Optional ⁴	
STS Interlocking	Optional ⁴	

1 - More detailed AC power of STS, please refer to the de-rating curve.
 2 - Rated output voltage from 10 kV to 35 kV, more available upon request.
 3 - When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.
 4 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain.

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 (70 °C):

TENSIONI MPPT	
Vm a 70 °C (994V) maggiore di Vmppt min. (500V)	VERIFICATO
Vm a -10 °C (1.228V) minore di Vmppt max. (1.500V)	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
Voc a -10 °C (1.420V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1.500V)	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a -10 °C (1.420V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1.500V)	VERIFICATO

Nel dettaglio, utilizziamo la formula specificata sulla guida blu TNE n. 15

$$V_{mppt \text{ min.}} = V_{mps} + kV_{mps} * (25 - T_{max})$$

Pertanto:

$$V_m = V_{mps} + (0,26\%/^{\circ}\text{C} * (25 - 70)^{\circ}\text{C}) V_{mps} = V_{mps} - 11,7\%V_{mps} = 38,23V$$

Quindi la tensione minima MPPT a 70°C:

$$V_{mppt \text{ min.}} = 26 * 38,23V = 994 V > 500 V \quad \underline{\text{VERIFICATO}}$$

Dove:

Vmps è la tensione massima del modulo come da specifiche tecniche del produttore

kVmps è il coefficiente di temperatura del Vm espresso in %/°C

25 è la temperatura standard di prova del produttore

Tmax è la temperatura massima (70°C)

Analogamente

$$V_{mppt\ max.} = V_{mps} + kV_{mps} * (25 - T_{min})$$

Pertanto:

$$V_m = V_{mps} + (0,26\%/^{\circ}C * (25 - (-10)^{\circ}C)V_{mps} = V_{mps} + 9,1\%V_{mps} = 47,24V$$

Quindi la tensione massima MPPT a -10°C:

$$V_{mppt\ max.} = 26 * 47,24\ V = 1.228\ V < 1500\ V \quad \underline{\text{VERIFICATO}}$$

Dove:

V_{mps} è la tensione massima del modulo come da specifiche tecniche del produttore

kV_{mps} è il coefficiente di temperatura del V_m espresso in $\%/^{\circ}C$

25 è la temperatura standard di prova del produttore

T_{min} è la temperatura massima (-10°C)

Infine

$$V_{oc} = V_{ocs} + kV_{oc} * (25 - T_{min})$$

Pertanto:

$$V_{oc} = V_{ocs} + (0,24\%/^{\circ}C * (25 - (-10)^{\circ}C)V_{ocs} = V_{ocs} + 8,4\%V_{ocs} = 54,63V$$

Quindi:

$$V_{oc} (-10^{\circ}) = 26 * 54,63\ V = 1.420\ V < 1500\ V \quad \underline{\text{VERIFICATO}}$$

Dove:

V_{ocs} è la tensione a vuoto del modulo come da specifiche tecniche del produttore

kV_{oc} è il coefficiente di temperatura del V_{oc} espresso in $\%/^{\circ}C$

25 è la temperatura standard di prova del produttore

T_{min} è la temperatura minima ambiente del luogo di installazione (-10°C)

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 AT. 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

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

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 $\Delta V\% \leq 1,5\%$
- tratto AC (BT) $\Delta V\% \leq 1,0\%$
- tratto AC (AT) $\Delta V\% \leq 1,5\%$

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 H1Z2Z2-K
- tratto AC (BT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo FG16R16
- tratto AC (AT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo RG7H1R

la scelta di avere inverter di campo baricentrici consente anche una standardizzazione delle sezioni dei cavi solari tratto CC e dei cavi AT 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 H1Z2Z2-K formazione 2x1x 6 mmq (6 mmq polo positivo e 6 mmq polo negativo)
- tratto AC (AT) : cavo RG7H1R formazione 3x1x185 mmq (185 mmq per fase)

In tutti gli altri casi le sezioni sono riassunte nelle seguenti tabelle:

SOTTOCAMPO 1.1		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER						TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1.1	1	12	221520	IdS 1.1- 1	30	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	2	12	221520	IdS 1.1- 2	95	FG16R16	3+PE	1x	70	mmq
	3	11	203060	IdS 1.1- 3	170	FG16R16	3+PE	1x	95	mmq
	4	13	239980	IdS 1.1- 4	120	FG16R16	3+PE	1x	95	mmq
	5	13	239980	IdS 1.1- 5	135	FG16R16	3+PE	1x	95	mmq
	6	14	258440	IdS 1.1- 6	150	FG16R16	3+PE	1x	120	mmq
	7	14	258440	IdS 1.1- 7	175	FG16R16	3+PE	1x	150	mmq
	8	13	239980	IdS 1.1- 8	210	FG16R16	3+PE	1x	150	mmq
	9	12	221520	IdS 1.1- 9	225	FG16R16	3+PE	1x	150	mmq
	10	13	239980	IdS 1.1- 10	240	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	11	11	203060	IdS 1.1- 11	265	FG16R16	3+PE	1x	150	mmq
	12	12	221520	IdS 1.1- 12	280	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	13	14	258440	IdS 1.1- 13	260	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	14	14	258440	IdS 1.1- 14	290	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	15	14	258440	IdS 1.1- 15	315	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
		192	3544320							

SOTTOCAMPO 1.2		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER						TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1.2	1	14	258440	IdS 1.2- 1	55	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	2	14	258440	IdS 1.2- 2	35	FG16R16	3+PE	1x	35	mmq
	3	14	258440	IdS 1.2- 3	15	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	4	13	239980	IdS 1.2- 4	15	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	5	14	258440	IdS 1.2- 5	20	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	6	13	239980	IdS 1.2- 6	35	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	7	14	258440	IdS 1.2- 7	50	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	8	14	258440	IdS 1.2- 8	80	FG16R16	3+PE	1x	70	mmq
	9	12	221520	IdS 1.2- 9	180	FG16R16	3+PE	1x	120	mmq
	10	12	221520	IdS 1.2- 10	285	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	11	12	221520	IdS 1.2- 11	245	FG16R16	3+PE	1x	150	mmq
	12	12	221520	IdS 1.2- 12	265	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	13	12	221520	IdS 1.2- 13	300	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	14	12	221520	IdS 1.2- 14	355	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	15	12	221520	IdS 1.2- 15	370	FG16R17	3+PE	1x	240	mmq
		194	3581240							

SOTTOCAMPO 1.3	Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA	L	FORMAZIONE CAVO				
		[W]			TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1.3	1	14	IdS 1.3- 1	60	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	2	14	IdS 1.3- 2	35	FG16R16	3+PE	1x	35	mmq
	3	14	IdS 1.3- 3	20	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	4	13	IdS 1.3- 4	35	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	5	14	IdS 1.3- 5	20	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	6	14	IdS 1.3- 6	40	FG16R16	3+PE	1x	35	mmq
	7	14	IdS 1.3- 7	60	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	8	14	IdS 1.3- 8	80	FG16R16	3+PE	1x	70	mmq
	9	12	IdS 1.3- 9	285	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	10	12	IdS 1.3- 10	270	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	11	12	IdS 1.3- 11	270	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	12	12	IdS 1.3- 12	310	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	13	12	IdS 1.3- 13	395	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	14	12	IdS 1.3- 14	380	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	15	12	IdS 1.3- 15	420	FG16R16	3+PE	2x	150	mmq
	195	3599700							

SOTTOCAMPO 1.4	Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA	L	FORMAZIONE CAVO				
		[W]			TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1.4	1	14	IdS 1.4- 1	65	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	2	14	IdS 1.4- 2	40	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	3	14	IdS 1.4- 3	20	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	4	13	IdS 1.4- 4	35	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	5	13	IdS 1.4- 5	25	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	6	14	IdS 1.4- 6	35	FG16R16	3+PE	1x	35	mmq
	7	14	IdS 1.4- 7	55	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	8	14	IdS 1.4- 8	75	FG16R16	3+PE	1x	70	mmq
	9	12	IdS 1.4- 9	290	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	10	12	IdS 1.4- 10	265	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	11	12	IdS 1.4- 11	255	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	12	12	IdS 1.4- 12	305	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	13	10	IdS 1.4- 13	400	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	14	12	IdS 1.4- 14	375	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	15	12	IdS 1.4- 15	415	FG16R16	3+PE	2x	150	mmq
	192	3544320							

SOTTOCAMPO 1.5 INVERTER	Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO					
		[W]			TIPO	POLI	N	SEZIONE		
1.5	1	11	203060	IdS 1.5- 1	30	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	2	14	258440	IdS 1.5- 2	20	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	3	13	239980	IdS 1.5- 3	35	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	4	14	258440	IdS 1.5- 4	20	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	5	14	258440	IdS 1.5- 5	40	FG16R16	3+PE	1x	35	mmq
	6	14	258440	IdS 1.5- 6	60	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	7	14	258440	IdS 1.5- 7	80	FG16R16	3+PE	1x	70	mmq
	8	14	258440	IdS 1.5- 8	110	FG16R16	3+PE	1x	95	mmq
	9	12	221520	IdS 1.5- 9	155	FG16R16	3+PE	1x	95	mmq
	10	12	221520	IdS 1.5- 10	270	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	11	12	221520	IdS 1.5- 11	265	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	12	12	221520	IdS 1.5- 12	290	FG16R16	3+PE	1x	185	mmq
	13	12	221520	IdS 1.5- 13	330	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	14	12	221520	IdS 1.5- 14	375	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	15	12	221520	IdS 1.5- 15	400	FG16R16	3+PE	2x	150	mmq
	192	3544320								

SOTTOCAMPO 1.6 INVERTER	Stringhe	Potenza	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO					
		[W]			TIPO	POLI	N	SEZIONE		
1.6	1	12	221520	IdS 1.6- 1	110	FG16R16	3+PE	1x	70	mmq
	2	11	203060	IdS 1.6- 2	65	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	3	12	221520	IdS 1.6- 3	30	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	4	12	221520	IdS 1.6- 4	30	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	5	14	258440	IdS 1.6- 5	25	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	6	13	239980	IdS 1.6- 6	45	FG16R16	3+PE	1x	50	mmq
	7	13	239980	IdS 1.6- 7	80	FG16R16	3+PE	1x	70	mmq
	8	14	258440	IdS 1.6- 8	100	FG16R16	3+PE	1x	95	mmq
	9	13	239980	IdS 1.6- 9	120	FG16R16	3+PE	1x	95	mmq
	10	14	258440	IdS 1.6- 10	140	FG16R16	3+PE	1x	120	mmq
	11	14	258440	IdS 1.6- 11	190	FG16R16	3+PE	1x	150	mmq
	12	12	221520	IdS 1.6- 12	120	FG16R16	3+PE	1x	95	mmq
	13	12	221520	IdS 1.6- 13	190	FG16R16	3+PE	1x	120	mmq
	14	14	258440	IdS 1.6- 14	275	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	15	12	221520	IdS 1.6- 15	350	FG16R16	3+PE	1x	240	mmq
	192	3544320								

SOTTOCAMPO 2.1	Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
2.1	1	13	239980	IdS 2.1- 1	140	FG16R16	3+PE	1x 95	mmq
	2	11	203060	IdS 2.1- 2	125	FG16R16	3+PE	1x 70	mmq
	3	13	239980	IdS 2.1- 3	85	FG16R16	3+PE	1x 70	mmq
	4	13	239980	IdS 2.1- 4	45	FG16R16	3+PE	1x 35	mmq
	5	14	258440	IdS 2.1- 5	20	FG16R16	3+PE	1x 25	mmq
	6	12	221520	IdS 2.1- 6	35	FG16R16	3+PE	1x 25	mmq
	7	11	203060	IdS 2.1- 7	55	FG16R16	3+PE	1x 35	mmq
	8	13	239980	IdS 2.1- 8	80	FG16R16	3+PE	1x 70	mmq
	9	11	203060	IdS 2.1- 9	110	FG16R16	3+PE	1x 70	mmq
	10	14	258440	IdS 2.1- 10	140	FG16R16	3+PE	1x 120	mmq
	11	14	258440	IdS 2.1- 11	100	FG16R16	3+PE	1x 95	mmq
	12	12	221520	IdS 2.1- 12	110	FG16R16	3+PE	1x 70	mmq
	13	12	221520	IdS 2.1- 13	110	FG16R16	3+PE	1x 70	mmq
	14	12	221520	IdS 2.1- 14	130	FG16R16	3+PE	1x 95	mmq
		175	3230500						

SOTTOCAMPO 2.2	Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
2.2	1	11	203060	IdS 2.2- 1	145	FG16R16	3+PE	1x 95	mmq
	2	11	203060	IdS 2.2- 2	145	FG16R16	3+PE	1x 95	mmq
	3	12	221520	IdS 2.2- 3	130	FG16R16	3+PE	1x 95	mmq
	4	12	221520	IdS 2.2- 4	130	FG16R16	3+PE	1x 95	mmq
	5	13	239980	IdS 2.2- 5	45	FG16R16	3+PE	1x 35	mmq
	6	14	258440	IdS 2.2- 6	25	FG16R16	3+PE	1x 25	mmq
	7	14	258440	IdS 2.2- 7	230	FG16R16	3+PE	1x 185	mmq
	8	13	239980	IdS 2.2- 8	185	FG16R16	3+PE	1x 150	mmq
	9	11	203060	IdS 2.2- 9	170	FG16R16	3+PE	1x 95	mmq
	10	13	239980	IdS 2.2- 10	140	FG16R16	3+PE	1x 95	mmq
	11	14	258440	IdS 2.2- 11	190	FG16R16	3+PE	1x 150	mmq
	12	12	221520	IdS 2.2- 12	205	FG16R16	3+PE	1x 150	mmq
	13	12	221520	IdS 2.2- 13	230	FG16R16	3+PE	1x 150	mmq
	14	12	221520	IdS 2.2- 14	295	FG16R16	3+PE	1x 185	mmq
		174	3212040						

SOTTOCAMPO 2.3	Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO					
					TIPO	POLI	N	SEZIONE		
2.3	1	14	258440	IdS 2.3- 1	180	FG16R16	3+PE	1x	150	mmq
	2	12	221520	IdS 2.3- 2	160	FG16R16	3+PE	1x	120	mmq
	3	14	258440	IdS 2.3- 3	120	FG16R16	3+PE	1x	95	mmq
	4	12	221520	IdS 2.3- 4	55	FG16R16	3+PE	1x	35	mmq
	5	12	221520	IdS 2.3- 5	25	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	6	14	258440	IdS 2.3- 6	20	FG16R16	3+PE	1x	25	mmq
	7	12	221520	IdS 2.3- 7	50	FG16R16	3+PE	1x	35	mmq
	8	14	258440	IdS 2.3- 8	90	FG16R16	3+PE	1x	70	mmq
	9	11	203060	IdS 2.3- 9	125	FG16R16	3+PE	2x	70	mmq
	10	13	239980	IdS 2.3- 10	150	FG16R16	3+PE	2x	120	mmq
	11	11	203060	IdS 2.3- 11	170	FG16R16	3+PE	2x	95	mmq
	12	12	221520	IdS 2.3- 12	230	FG16R16	3+PE	2x	150	mmq
	13	13	239980	IdS 2.3- 13	330	FG16R16	3+PE	2x	240	mmq
	14	12	221520	IdS 2.3- 14	360	FG16R16	3+PE	2x	240	mmq
	176	3248960								

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 BT ed AT.

Si osserva infine che come affermato in premessa e come deducibile dalle precedenti tabelle l'impianto fotovoltaico ha Potenza nominale in DC di **31,04972 MWp** e potenza in immissione massima in AC **26,4 MWp**, infatti per potenza installata in AC si intende la minore tra la potenza del generatore fotovoltaico e la potenza degli inverter.

Campo	P – DC [MWp]	P Inverter [MWp]
Sottocampo 1.1	3,54432	3,00
Sottocampo 1.2	3,58124	3,00
Sottocampo 1.3	3,5997	3,00
Sottocampo 1.4	3,54432	3,00
Sottocampo 1.5	3,54432	3,00
Sottocampo 1.6	3,54432	3,00
Sottocampo 2.1	3,2305	2,80
Sottocampo 2.2	3,24896	2,80
Sottocampo 2.3	3,21204	2,80
TOTALE	31,04972	26,40

Pertanto la potenza massima in immissione in AC è 26,4 MWp ovvero quella della STMG.

Il Tecnico

Dott. Ing. Nicola Incampo



32