



REGIONE
PUGLIA



PROVINCIA DI
BRINDISI



COMUNE DI
BRINDISI

OGGETTO:

“Progetto di un impianto agrivoltaico denominato "CSPV BRINDISI", di potenza pari a 17,8 MWp e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel comune di Brindisi (BR)”

ELABORATO:

Relazione tecnica impianto fotovoltaico



PROPONENTE:



AEI SOLAR PROJECT VI S.R.L.
VIA VINCENZO BELLINI, 22
00198- ROMA (RM)
P.IVA 16805281009

PROGETTAZIONE:



Ing. Carmen Martone
Iscr. n. 1872
Ordine Ingegneri Potenza
C.F. MRTCMN73D56H703E



Geol. Raffaele Nardone
Iscr. n. 243
Ordine Geologi Basilicata
C.F. NRDRFL71H04A509H

EGM PROJECT S.R.L.
VIA VERRASTRO 15/A
85100- POTENZA (PZ)
P.IVA 02094310766
REA PZ-206983

Livello prog.	Cat. opera	N° . prog.elaborato	Tipo elaborato	N° foglio	Tot. fogli	Nome file	Scala
PD	I.IF	A.09	R			A.09Rel_tecnica_impianto_FV	
REV.	DATA	DESCRIZIONE			ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	SETTEMBRE 2023	Emissione				Geol. Raffaele Nardone EGM Project	Ing. Carmen Martone EGM Project

Sommario

1	PREMESSA.....	3
2	DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO.....	4
2.1	Dati generali del progetto	4
2.2	Normativa tecnica di riferimento.....	4
3	DESCRIZIONE DI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI.....	10
3.1	Pannelli fotovoltaici.....	10
3.2	Stringhe.....	11
3.3	Strutture di supporto	13
3.4	Fissaggio del modulo.....	14
3.5	Cablaggio delle stringhe	14
3.6	Messa a terra.....	15
3.7	Collegamento equipotenziale	15
3.8	Supporto per quadri elettrici	16
3.9	Inverter di stringa	16
3.10	Trasformatore	19
3.11	Configuratore impianto.....	22
4	ASPETTI ENERGETICI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	23
4.1	Stima della producibilità	23
4.2	Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera	27
5	CAVI	28
5.1	Cavi AT	28
5.2	Cavi BT	29

6	CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE..	31
6.1	Protezione generale.....	31
6.2	Protezione contro i contatti diretti	31
6.3	Protezione contro i contatti indiretti	32
6.4	Protezioni dai sovraccarichi.....	34
6.5	Protezione conduttori contro il corto circuito	34
6.6	Cartelli	35
6.7	Materiale per l'esercizio e la manutenzione.....	36
6.8	Mezzi di estinzione	36
6.9	Qualifica del personale	36
6.10	Apparecchiature e componenti	37
6.10.1	Cavi.....	37
6.10.2	Connessioni elettriche	37
6.10.3	Materiali isolanti	38
6.10.4	Sezionatori	38
6.10.5	Interruttori	39
6.10.6	Interruttori di manovra.....	39
6.10.7	Relè di protezione.....	39
6.10.8	TA e TV di protezione.....	40
6.10.9	Trasformatori	40
6.10.10	Pulsanti di sgancio della cabina	42
6.10.11	Protezione contro i fulmini	42
6.10.12	Protezioni contro le tensioni di passo e contatto	42
6.11	Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni.....	43
6.12	Impianto di terra	43
6.12.1	Realizzazione dell'impianto di terra.....	43
6.12.2	Verifica dell'impianto di terra	43
	ALLEGATO 1: SCHEDA TECNICA PANNELLI FOTOVOLTAICI.....	45
	ALLEGATO 2: SCHEDA TECNICA INVERTER	46
	ALLEGATO 3: SCHEDA TECNICA TRASFORMATORE.....	47

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR) RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 3 di 49</p>
--	---	--

1 PREMESSA

La presente relazione accompagna il progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico a carattere agrivoltaico e delle relative opere di connessione da ubicare nel comune di Brindisi (BR). In particolare, l'impianto in oggetto sarà ubicato nel comune di Brindisi a sud del centro abitato ed è collocato a circa 30 m s.l.m.. L'impianto sarà costituito da un totale di 27600 moduli suddivisi in 3 sottocampi in cui i moduli sono organizzati in 920 stringhe, ciascuna costituita da 30 moduli. La potenza complessiva installata sarà di 17,8 MW. Questa relazione descrive in dettaglio i diversi elementi progettuali dell'impianto fotovoltaico e i criteri di scelta utilizzati. Alla fine della relazione si allega anche le schede tecniche dei moduli fotovoltaici e degli inverter.

2 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

2.1 Dati generali del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica. L'impianto in oggetto, sarà ubicato nel comune di Brindisi a circa 7 km in direzione sud-est rispetto al nucleo urbano di Brindisi e a circa 3 km in direzione nord-ovest rispetto al nucleo urbano di Tutturano. L'area interessata dalla realizzazione del parco è caratterizzata da un suolo principalmente agricolo con un paesaggio costituito da vasti campi destinati a seminativo intervallati da boschi di ulivi, distese di vigneti e frutteti. L'area in cui saranno alloggiati i pannelli ricade completamente in un'area pianeggiante a circa 30 m sul livello del mare. In particolare, la realizzazione dell'impianto prevede l'installazione a terra di pannelli fotovoltaici montati su idonee strutture metalliche di supporto mobili che ruotano in maniera tale da sfruttare al massimo la luce del sole. I pannelli, che trasformano l'irraggiamento solare in corrente elettrica continua, saranno collegati in serie formando una "stringa". L'energia prodotta dai pannelli verrà trasferita mediante conduttori elettrici agli inverter di stringa che la trasformano in corrente alternata. Da qui, mediante cavi interrati, l'energia viene condotta alle cabine di trasformazione, incrementando il voltaggio fino alla tensione (AT) 36kV. A valle dell'ultima cabina di campo, l'energia verrà trasferita mediante un unico cavidotto esterno alla futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN). L'impianto è caratterizzato da una potenza di picco installata in corrente continua di 17,8 MW ed è suddiviso in 3 "sottocampi", collegati a 3 cabine di campo di trasformazione.

2.2 Normativa tecnica di riferimento

I riferimenti normativi riportati di seguito non risultano completamente esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

- **D.M. 37/08** - Norme per la sicurezza degli impianti;
- **D.lgs. 81/08** – Testo Unico sulla salute e Sicurezza sul Lavoro;
- **Legge n. 186 del 01.03.68** - Costruzione e realizzazione di materiali e impianti a regola d'arte;

- **Legge 1 marzo 1968, n. 186:** disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.
- **Legge 9 gennaio 1991, n. 10:** norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79:** attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- **Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000:** finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.
- **Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77:** sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).
- **D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380:** Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.
- **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.
- **Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004:** Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137
- **Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006:** Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).
- **Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010:** Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)
- **Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);
- **Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015:** Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.

▪ Sicurezza:

- **D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza):** misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- **DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

▪ Norme Tecniche

- **CEI 0-2** - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli 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 11-1** - Impianti elettrici con tensione superiore a 1000 V in corrente alternata;
- **CEI 11-20** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- **CEI 11-35** - Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- **CEI 11-37** - Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- **CEI 17-13** - Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (Quadri BT);
- **CEI 17-63** - Sottostazioni prefabbricate ad alta tensione/bassa tensione;
- **CEI 64-8** - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua;
- **CEI 81-10/1 (EN 62305-1)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
- **CEI 81-10/2 (EN 62305-2)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
- **CEI 81-10/3 (EN 62305-3)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- **CEI 81-10/4 (EN 62305-4)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- **CEI 81-3** - "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
- **CEI 20** - Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;
- **CEI UNEL 35024/1** - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua
- Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;

- **CEI UNEL 35027** - Cavi di energia per tensione nominale U superiore ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata;
- **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 61727 (CEI 82-9)**: sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- **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 50380 (CEI 82-22)**: fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI 82-25**: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24)**: componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31)**: compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso " = 16 A per fase).
- **CEI EN 60555-1 (CEI 77-2)**: disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13)**: apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- **UNI EN 12464-1** Illuminazione nei luoghi di lavoro
- Serie composta da:
- **CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1)**: apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).

- **CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2):** prescrizioni particolari per i condotti sbarre
- **CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3):** prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso -Quadri di distribuzione (ASD).
- **CEI 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 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.
- **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 EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.
 - Serie composta da:
 - **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** principi generali.
 - **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** valutazione del rischio.
 - **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.
 - **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.
 - **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
 - **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
 - **CEI 0-3:** guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.
 - **UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
 - **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 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
 - **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 64-8, parte 7, sezione 712:** sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.

▪TICA:

- **Delibera ARG-elt n.90-07:** attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
- **Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA:** testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
- **Delibera ARG-elt n. 161-08:** modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
- **Delibera ARG-elt n. 179-08:** modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed

3 DESCRIZIONE DI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

Nei paragrafi seguenti sono riportati in dettaglio i principali elementi progettuali riguardanti produzione, conduzione e consegna dell'energia elettrica.

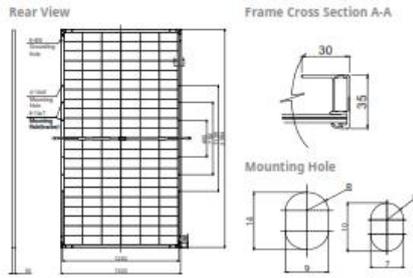
3.1 Pannelli fotovoltaici

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da moduli BiHiKu7 della tipologia CS7N-645 prodotti dalla Canadian Solar. Questi pannelli sfruttano la tecnologia di fabbricazione delle celle TOPCon (Tunnel Oxide Passivated Contact), celle di silicio di tipo N più avanzata. In questa tecnologia, un sottile strato di ossido di silicio è depositato tra il wafer di silicio e i contatti metallici ed è coperto da uno strato più spesso di silicio policristallino. Questi strati riducono la ricombinazione delle cariche tra il wafer e i contatti aumentando la durata del substrato e determinando un aumento dell'efficienza di circa 0,5%. Le celle di silicio di tipo N si differenziano da quelle di tipo P per il numero di elettroni. In particolare, in una cella di tipo P, il wafer di silicio è drogato con il boro, un elemento con un elettrone in meno rispetto al silicio che rende la cella carica positivamente. Una cella di tipo N è drogata con il fosforo che ha un elettrone in più rispetto al silicio e che rende la cella carica negativamente. L'impianti che utilizzano celle di tipo TOPCon hanno il vantaggio di accettare temperature più alte delle altre celle, restituiscono valori di efficienza più elevati e mostrano meno sensibilità alla degradazione indotta dalla luce. Di seguito nel testo e nella Figura 1 sono riportate le principali caratteristiche dei moduli che verranno utilizzati. Il dettaglio di tutte le caratteristiche è riportato nella scheda tecnica allegata alla presente relazione.

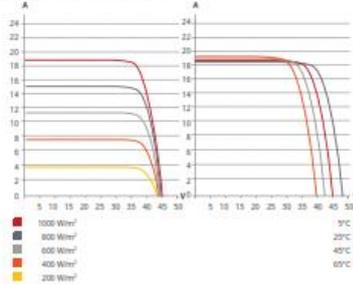
Caratteristiche principali modulo

- Produttore: Canadian Solar;
- Modello: CS7N-645;
- Tipologia: N-TOPCon;
- Potenza di picco: 645 Wp;
- Tensione massima di sistema: 1500V;
- Efficienza del modulo: 20.8%;
- Tensione a circuito aperto (Voc a STC): 44,8 V;
- Corrente di corto circuito (Isc a STC): 18,35 A;
- Dimensioni: 2384 × 1303 × 35 mm;
- Peso: 37,9 kg.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-635MB-AG	635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%	
Bifacial Gain**	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	44.4 V	19.18 A	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	44.4 V	20.10 A	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	44.4 V	21.92 A	24.5%
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting structure, height, tilt angle etc. and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-635MB-AG	476 W	35.0 V	13.61 A	42.0 V	14.73 A
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

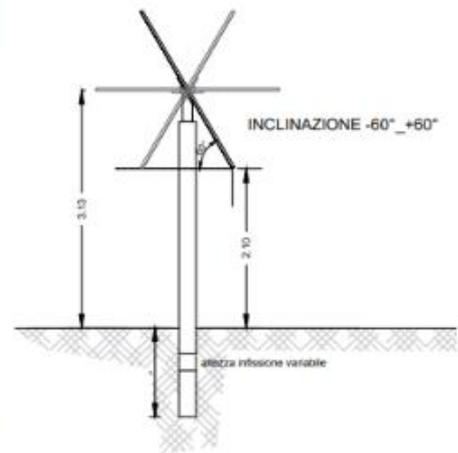
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (IEC)
Module Fire Performance	CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = Pmax,back / Pmax,front, both Pmax,back and Pmax,front are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %



PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancements. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustments to the information described herein at any time without further notice.
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

February 2021. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V1.3_EN

Figura 1. Caratteristiche dei moduli BiHiKu7 e struttura di supporto.

3.2 Stringhe

I moduli appena descritti saranno collegati in serie in modo tale da formare una "stringa". Per questo progetto sono previste stringhe composte da 30 moduli. Pertanto, essendo la potenza nominale di ciascun modulo pari a 645 W, ogni stringa produce una potenza pari a:

$$30 \times 645 \text{ W} = 19,35 \text{ kW}$$

In Tabella 1 sono riportate le caratteristiche dei moduli e delle stringhe.

Tabella 1. Dati nominali dei pannelli.

DATI PANNELLO			
Marca		BiHiKu7 Canadian solar	
Modello		CS7N-645MB-AG	
Potenza nominale (STC)	P_{max}	W	645
Potenza condizioni operative (40°)	W_p	W	612,1
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	V	37,7
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	A	17,11
Tensione circuito aperto	V_{oc}	V	44,8
Corrente di corto circuito	I_{sc}	A	18,35
Efficienza del modulo	Eff	%	20,8
Stringa			
			Tipologia di stringa
Numero moduli			30
Potenza massima	P_{MAX}	kW	19,35
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	V	1131
Tensione circuito aperto	V_{oc}	V	1344
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	A	17,11
Corrente di corto circuito	I_{sc}	A	18,35
Calcoli per variazione di temperatura			
Temperatura STC	T_{STC}	°C	25
Coefficiente di temperatura per I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	%/°C	0,05
Coefficiente di temperatura per V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	%/°C	-0,26
Coefficiente di temperatura per P_{MAX}	$\gamma_{P_{mp}}$	%/°C	-0,34
Temperatura minima	T_{min}	°C	-10
Temperatura massima	T_{max}	°C	40
Numero moduli			30
Tensione minima stringa	V_{min}	V	1086,89
Tensione massima stringa	V_{max}	V	1466,3
Corrente massima stringa (40°)	I_{max}	A	17,38

Dove:

V_{\min} STRINGA è la tensione minima V_{MPP} della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C) calcolata come segue:

$$V_{\min} = V_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot \Delta T) = V_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot (40-25))$$

$$V_{\min} = \mathbf{1086,89 \text{ V}}$$

V_{\max} STRINGA è la tensione massima V_{oc} della stringa alla minima temperatura ambiente del sito (-10°C) calcolata come segue:

$$V_{\max} = V_{oc(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot \Delta T) = V_{oc(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{Voc} \cdot (-10-25))$$

$$V_{\max} = \mathbf{1466,304 \text{ V}}$$

I_{\max} STRINGA è la corrente massima I_{MPP} della stringa a condizioni STC alla massima temperatura ambiente del sito (40°C) calcolata come segue:

$$I_{\max} = I_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \alpha_{Isc} \cdot \Delta T) = I_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \alpha_{Isc} \cdot (40-25))$$

$$I_{\max} = \mathbf{17,23 \text{ A}}$$

3.3 Strutture di supporto

I pannelli fotovoltaici in oggetto sono pannelli ad inseguimento solare (tracker solare). Lo scopo dei dispositivi meccanici automatici ad inseguimento solare è quello di orientare il pannello fotovoltaico nella direzione dei raggi solari. In particolare, grazie a questo strumento è possibile inclinare i pannelli solari verso il sole in modo da mantenere un angolo d'incidenza tra il pannello e i raggi solari di circa 90°, ottimizzando così l'efficienza energetica. Tali strutture mobili saranno sostenute da strutture di supporto costituite da pali in acciaio dimensionati e verificati mediante l'ausilio del software MasterSap. In particolare i pali in acciaio saranno infissi nel terreno per una profondità di 1,5 m e saranno installati in modo tale che il bordo inferiore del pannello abbia sempre, anche quando raggiunge l'inclinazione massima (60°) un'altezza minima da terra di 2,1 m (Figura 1).

3.4 Fissaggio del modulo

Il fissaggio dei moduli sarà effettuato mediante morsetti, rivetti o bulloni come mostrato dalle Figure 2 e 3. La soluzione di montaggio sarà validata dal fornitore del modulo una volta definito il modello di modulo da utilizzare nel progetto.

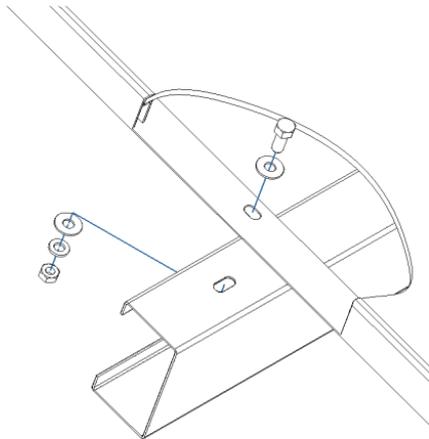
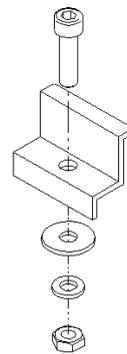


Figura 2: Fissaggio con vite

LATERAL CLAMP



CENTRAL CLAMP

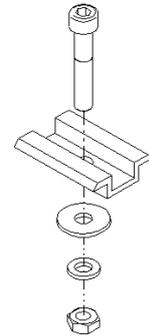


Figura 3: Morsetti di fissaggio

3.5 Cablaggio delle stringhe

I cavi di cablaggio delle stringhe verranno installati nei profili che costituiscono gli arcarecci, utilizzandoli come canale per cavi. Un particolare delle stringhe è riportato in Figura 4.



Figura 4: Cablaggio stringhe.

3.6 Messa a terra

I pali che sosterranno le strutture sono caratterizzati dalla presenza di due fori per determinare la lunghezza minima e massima di infissione nel terreno (Figura 5). Tra questi due fori, il foro superiore è utilizzato per il sistema di messa a terra ed è caratterizzato da un diametro di 9 mm.

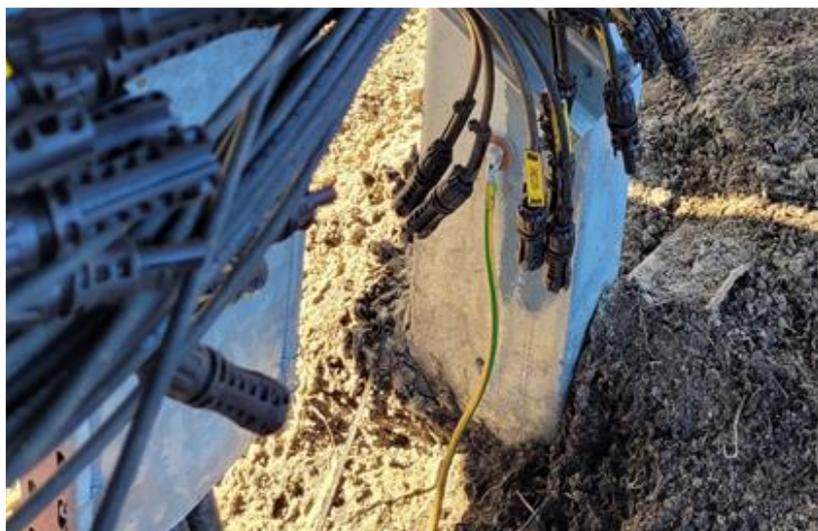


Figura 5: Messa a terra

3.7 Collegamento equipotenziale

Per il collegamento tra i vari moduli saranno utilizzate piastre di collegamento equipotenziale e gli arcarecci per rendere equipotenziale la struttura. Il sistema equipotenziale mantiene il contatto tra i diversi componenti metallici garantendo lo stesso potenziale e quindi prevenendo scosse elettriche. Un particolare del collegamento equipotenziale è riportato in Figura 6.

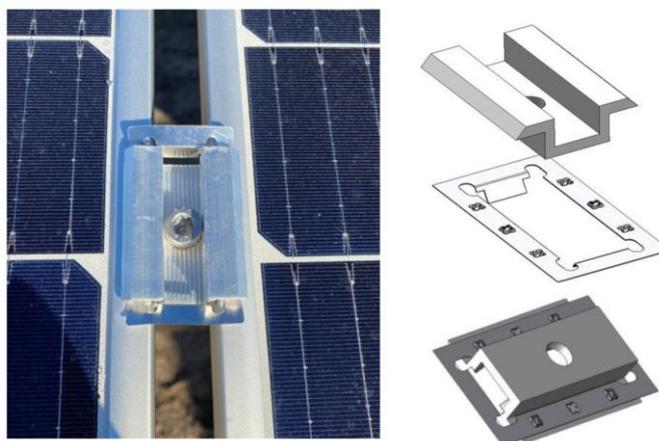


Figura 6: Collegamento equipotenziale

Per garantire lo stesso potenziale elettrico tra strutture adiacenti, la continuità elettrica verrà realizzata collegando ai fori degli arcarecci un cavo di giunzione o una piastra metallica (Figura 7).



Figura 7: Collegamento equipotenziale tra strutture adiacenti

3.8 Supporto per quadri elettrici

Per il posizionamento dei quadri elettrici verranno progettati e realizzati idonei supporti (combiner box) tra i montanti della struttura, offrendo una protezione al componente elettrico dalla pioggia e dai raggi UV (Figura 8).



Figura 8: Combiner box.

3.9 Inverter di stringa

All'interno di tutto il campo saranno alloggiati 53 inverter di stringa da 300 kW (di cui 4 sono limitati a 200 kW), con una corrente nominale in uscita a 800 V come quello mostrato in Figura 9. La Figura 10 riporta le caratteristiche tecniche dell'inverter di stringa.



Figura 9: Inverter HUAWEI SUN2000-330KTL-H1

SUN2000-330KTL-H1
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	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
AC Grounding Fault Protection	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)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

Figura 10: Caratteristiche tecniche Inverter SUN2000-330KTL-H1

	<p>Progetto definitivo per l'impianto agrivoltaico della potenza nominale di 17,8 MW ubicato nel comune di Brindisi (BR) RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: LUGLIO 2023 Pag. 19 di 49</p>
--	---	---

3.10 Trasformatore

Per l'impianto oggetto del presente progetto si è prevista la suddivisione in 3 sottocampi. In particolare, in ogni sottocampo è previsto un trasformatore di elevazione BT/AT, saranno utilizzati due modelli di trasformatori: 2 trasformatore della tipologia JUPITER-6000K-H1 (6100 kVA) e 1 trasformatore della tipologia JUPITER-3000K-H1 (3300 kVA). Nella Figura 11 sono riportate le principali caratteristiche dei trasformatori.

JUPITER-6000K-H1

Technical Specifications(Preliminary)

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	22	
AC Power	6,600 kVA @40°C / 5,940 kVA @50°C ¹	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2 x 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 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 Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11-y11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional ³	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 22 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵	1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

- 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 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.
4 - When ambient temperature ≥ 55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.
5 - For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

JUPITER-3000K-H1

Technical Specifications (Preliminary)

Input	
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2
Maximum LV AC Inputs	11
AC Power	3,300 kVA @40°C / 2,970 kVA @50°C ¹
Rated Input Voltage	800 V
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 1 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 11 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 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 Cooling Type	ONAN
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N
LV Overvoltage Protection	Type I+II
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944
Features	
2 kVA UPS	Optional ³
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 15 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵ 1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1

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 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.
4 - When ambient temperature ≥ 55°C, warning shall be equipped for STS on site by customer.
5 - For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

Figura 11: Caratteristiche tecniche trasformatore JUPITER-6000K-H1 e JUPITER-3000K-H1

3.11 Configuratore impianto

Sulla base di quanto definito nei paragrafi precedenti l'impianto fotovoltaico in oggetto avrà la configurazione riportata di seguito.

CAMPO	Potenza pannelli DC (W)	645	
	n. pannelli	27600	
	POTENZA DI PICCO (in CC)	17,8	MW
STRINGA	n. moduli per stringa	30	
	STRINGHE NECESSARIE	920	

4 ASPETTI ENERGETICI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Mediante la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia porta ad ottenere notevoli vantaggi:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- Inquinamento acustico trascurabile;
- Un risparmio di combustibile fossile;
- Una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti e climalteranti.
- L'attività di produzione agricola e produzione di energia pulita.

4.1 Stima della producibilità

La simulazione della producibilità dell'impianto agrivoltaico è stata eseguita utilizzando l'applicativo PVGIS. Il programma permette di valutare la producibilità dell'impianto a partire dall'ubicazione geografica (latitudine e longitudine), dalla quota sul livello medio del mare e dai dati di irraggiamento solare contenuti nel Database. La Tabella 2 riporta i dati di input inseriti in PVGIS. In particolare, l'applicativo è stato utilizzato anche per effettuare la verifica del requisito B.2 prescritto dalle linee guida in materia di impianti agrivoltaici. Tale requisito indica che la producibilità elettrica specifica di un impianto agrivoltaico (FVagri GWh/ha/anno) paragonata alla producibilità elettrica specifica di riferimento di un impianto fotovoltaico standard (FVstandard in GWh/ha/anno) non deve essere inferiore al 60 % di questa ultima:

$$FV_{agri} \geq 0,6 * FV_{standard}$$

Al fine di verificare tale relazione è stata determinata con il PVGIS anche la producibilità elettrica di un impianto fotovoltaico standard. In particolare, quest'ultima si definisce come la produzione elettrica esplicita da un impianto con strutture fisse (inclinazione 20°) collocate a terra ubicate nella stessa località geografica dell'impianto agrivoltaico, con la stessa potenza nominale (17,8 MW) e occupante la stessa superficie (24,89 ha). Le Figure 12 e 13 riportano una sintesi dei risultati ottenuti dalle analisi eseguite rispettivamente per l'impianto standard e per quello agrivoltaico. In particolare, le Figure riportano i dati di input e i dati di output ottenuti dalle analisi e i grafici dell'energia prodotta dal sistema mensilmente e l'irraggiamento mensile. Analizzando i dati ottenuti si osserva che il requisito B2 risulta soddisfatto.

Tabella 2. Dati di input inseriti in PVGIS.

- Latitudine/Longitudine: 40.572 °N, 17.975 °E;
- Altitudine: 30 m s.l.m.;
- Orizzonte: Calcolato;
- Database solare PVGIS-SARAH2;
- Primo anno: 2005;
- Ultimo anno: 2020.

Infatti, la producibilità elettrica dell'impianto agrivoltaico risulta pari a 1,4 GWh/ha/anno, mentre quella di un impianto fotovoltaico standard risulta pari a 1,03 GWh/ha/anno pertanto la relazione diventa la seguente ed è pertanto soddisfatta.

$$1,40 \geq 0,6 * 1,03 = 0,618$$

Sulla base delle analisi eseguite ne deriva che la produzione annuale stimata è pari a 34886.34 kWh. Considerando un tasso di invecchiamento dei pannelli pari allo 0.45% (valore estratto dalla scheda tecnica del produttore), è possibile calcolare l'energia media annua immessa in rete durante la vita utile dell'impianto, pari a 20 anni. Nella tabella 3 è riportato il cronoprogramma con l'indicazione della produzione di energia per ogni anno.

Tabella 3. Cronoprogramma della producibilità elettrica media annuale nel corso della vita utile dell'impianto

anno	Produzione di energia (kWh)	anno	Produzione di energia (kWh)
1	34886,64	16	32604,54
2	34729,65	17	32457,82
3	34573,37	18	32311,76
4	34417,79	19	32166,36
5	34262,91	20	32021,61
6	34108,72		
7	33955,23		
8	33802,44		
9	33650,32		
10	33498,90		
11	33348,15		
12	33198,09		
13	33048,70		
14	32899,98		
15	32751,93		

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV:

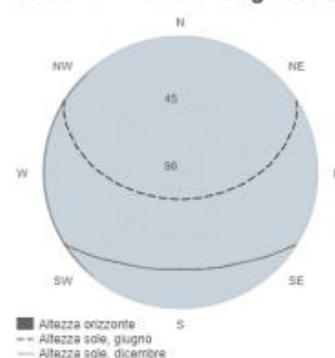
Valori inseriti:

Latitudine/Longitudine: 40.575, 17.976
 Orizzonte: Calcolato
 Database solare: PVGIS-SARAH2
 Tecnologia FV: Silicio cristallino
 FV installato: 17802 kWp
 Perdite di sistema: 14 %

Output del calcolo

Angolo inclinazione: 20 °
 Angolo orientamento: 0 °
 Produzione annuale FV: 25760067.02 kWh
 Irraggiamento annuale: 1889.3 kWh/m²
 Variazione interannuale: 783286.65 kWh
 Variazione di produzione a causa di:
 Angolo d'incidenza: -2.86 %
 Effetti spettrali: 0.79 %
 Temperatura e irradianza bassa: -9.04 %
 Perdite totali: -23.41 %

Grafico dell'orizzonte al luogo scelto:



Energia prodotta dal sistema FV fisso:



Irraggiamento mensile sul piano fisso:



Energia FV ed irraggiamento mensile

Mese	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	134398.8	106.8	195244.8
Febbraio	150335.1	102.5	211132.2
Marzo	214346.1	150.4	242692.1
Aprile	245336.4	188.6	205389.5
Maggio	277647.9	207.3	162495.5
Giugno	287354.5	200.4	121264.4
Luglio	306927.2	238.8	84480.4
Agosto	287768.4	222.2	153672.2
Settembre	227801.8	168.9	160460.4
Ottobre	186475.1	132.9	182611.3
Novembre	133415.9	98.5	113048.1
Dicembre	124199.5	74.0	150548.9

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema definito [kWh].

H(i)_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].

SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

Figura 12: Sintesi dei risultati ottenuti per l'impianto standard.

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV

Valori inseriti:

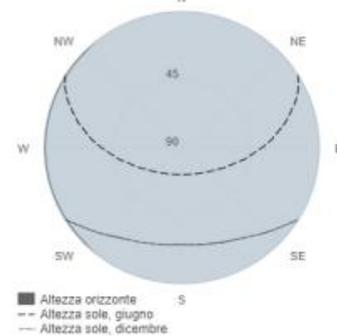
Latitudine/Longitudine: 40.575, 17.976
 Orizzonte: Calcolato
 Database solare: PVGIS-SARAH2
 Tecnologia FV: Silicio cristallino
 FV installato: 17802 kWp
 Perdite di sistema: 14 %

Output del calcolo

VA*
 Angolo inclinazione [°]: 54 (opt)
 Produzione annuale FV [kWh]: 34881513.34
 Irraggiamento annuale [kWh/m²]: 2522.44
 Variazione interannuale [kWh]: 1305163.4
 Variazione di produzione a causa di:
 Angolo d'incidenza [%]: -1.46
 Effetti spettrali [%]: 0.82
 Perdite temp. ed irr. bassa [%]: -9.09
 Perdite totali [%]: -22.32

* VA: Asse verticale

Grafico dell'orizzonte al luogo scelto:



Energia mensile da sistema FV ad inseguimento:



Asse verticale			
Mese	E_m	H(i)_m	SD_m
Gennaio	1969886	11.7	330836.4
Febbraio	2069264	11.1	347349.5
Marzo	2849301	13.4	386853.2
Aprile	3158862	17.4	330668.6
Maggio	3622052	22.2	240494.1
Giugno	3801902	26.2	208388.9
Luglio	4176067	31.6	136665.6
Agosto	3894232	26.2	235959.1
Settembre	3054932	21.1	253634.4
Ottobre	2549849	16.5	283586.4
Novembre	1907627	11.6	184254.8
Dicembre	1827504	12.3	255404.6

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema definito [kWh].
 H_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].
 SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

Irraggiamento mensile nel piano di inseguimento:

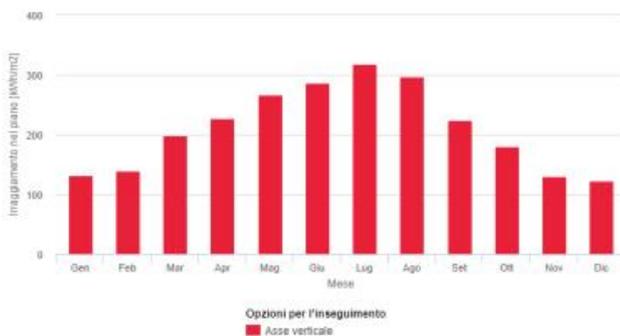


Figura 13: Sintesi dei risultati ottenuti per l'impianto agrivoltaico.

4.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il TEP, ossia il numero di tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. L'impianto fotovoltaico consente inoltre la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Secondo l'art. 2 della Delibera EEN 3/08 è possibile considerare il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a:

$$f_c = 0,187 \text{ TEP/MWh}$$

Nel caso in oggetto, pertanto, considerando una produzione media annuale dell'impianto di 17,8 MWh, le TEP risparmiate in un anno sono pari a:

$$T_1 = 0,187 \cdot 17,8 = 3.32 \text{ TEP}$$

In Tabella 4 è possibile notare tutte le quantità delle principali emissioni in atmosfera che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico consente di evitare.

Tabella 4. Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2006)

Emissioni in atmosfera EVITATE	CO2	SO2	Nox	Polveri
Emissioni evitate (g/kWh)	496,00	0,93	0,58	0,029
Emissioni evitate in 1 anno (Ton)	17,30	0,032	0,0202	0,01
Emissioni evitate in 20 anni (Ton)	331,67	0,62	0,38	0,19

5 CAVI

5.1 Cavi AT

La rete elettrica a 36kV sarà realizzata con posa completamente interrata assicurando il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Tale rete a 36 kV, di lunghezza totale pari a circa 9,08 km, sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo RG7H1R 26/45 kV o equivalenti con conduttore in rame di classe 2 tipo unipolare e/o unipolare avvolto ad elica il cui isolamento sarà garantito mediante guaina termo-restringente in PVC qualità RZ/ST2. I cavi verranno posati ad una profondità minima di 120 cm, con una placca di protezione in PVC (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza di 40 cm. La sezione di posa dei cavi sarà variabile a seconda della loro ubicazione in sede stradale o in terreno (cfr. sezioni tipo cavidotto).

I cavi AT a 36kV sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino al campo più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

La portata I_z di un cavo con una determinata sezione e isolante è notevolmente influenzata dalle condizioni di installazione. Nella posa interrata la portata può variare in funzione della profondità di posa, della resistività e della temperatura del terreno. Aumentando la profondità di posa, con temperatura del terreno invariata, la portata di un cavo si riduce. La portata dipende però anche dalla resistività e dalla temperatura del terreno che aumentano verso la superficie, soprattutto nei periodi estivi, vanificando in tal modo i benefici che si possono ottenere a profondità di posa minori. La portata di un cavo interrato diminuisce anche in caso di promiscuità con altre condutture elettriche e l'influenza termica tra i cavi aumenta sensibilmente se sono posati in terra piuttosto che in aria.

La portata di corrente in regime permanente I_z per il cavo utilizzato è stata ricavata, a partire dalla corrente I_0 (capacità del cavo), tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento, mediante la seguente formula:

$$I_z = I_0 \times k$$

Dove:

I_0 = portata per posa interrata per cavi con anima in rame di tipo RG7H1R 26/45 kV con resistività terreno 1,5 K m/W;

k = prodotto di opportuni coefficienti di correzione, ovvero:

- K_{tt} = fattore di correzione per posa interrata e temperature diverse da 20 °C;
- K_d = fattore di correzione per spaziatura tra cavi tripolari pari a 250 mm;
- K_p = fattore di correzione per profondità di posa diversi da 0.8 m (cavi direttamente interrati);

5.2 Cavi BT

I cavi BT in corrente continua a 1500V sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino al campo più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Per il calcolo della portata ci si riferisce alla tabella CEI UNEL 35026 fasc. 5777 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata". Dalla norma viene fornita la formula per il calcolo della portata effettiva I_Z che può essere ricavata, a partire dalla corrente I_0 , tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento.

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

- I_0 = portata per posa interrata per cavi di tipo con resistività terreno 1K m/W;

- K1 =fattore di correzione per temperature diverse da 20 °C;
- K2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- K3 =fattore di correzione per profondità di posa;
- K4 =fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 1Km/W.

6 CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE

Nel presente capitolo sono contenute tutte le soluzioni impiantistiche adottate per la protezione dell'impianto in progetto sia in linea generale che, più in dettaglio, contro i fulmini.

6.1 Protezione generale

Gli impianti saranno costruiti in modo da consentire al personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione di circolare e di intervenire in sicurezza in ogni punto dell'impianto, secondo le circostanze, nell'ambito dei propri compiti e delle autorizzazioni concesse e in linea con la Norma CEI 64-8.

6.2 Protezione contro i contatti diretti

Nella costruzione degli impianti va considerato di evitare il contatto non intenzionale con parti attive od il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Per quanto riguarda le parti attive, vanno protette quelle con il solo isolamento funzionale e le parti che possono essere considerate a potenziale pericoloso:

- parti esposte attive;
- parti degli impianti dove sono state rimosse guaine metalliche collegate a terra o schermi conduttori di cavi;
- cavi ed accessori sprovvisti di schermi metallici collegati a terra, nonché cavi flessibili sprovvisti di schermi conduttori elastomerici;
- terminali e guaine conduttrici dei cavi, se essi possono portarsi ad una tensione pericolosa;
- corpi isolanti di isolatori ed altre parti simili, se può insorgere una tensione di contatto pericolosa;
- telai o contenitori di condensatori, convertitori e trasformatori di conversione, che possono essere in tensione durante il normale esercizio;
- avvolgimenti di macchine elettriche, trasformatori e reattori.

I tipi di protezioni che potrebbero essere adottati sono i seguenti:

- protezione per mezzo di involucri;
- protezione per mezzo di barriere (ripari);

- protezione per mezzo di ostacoli (parapetti);
- protezione mediante distanziamento.

Le barriere devono impedire che nessuna parte del corpo di un uomo possa raggiungere la zona di guardia prossima alle parti attive e possono quindi essere pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza minima di 2000 mm. Gli ostacoli possono essere realizzati tramite l'impiego di coperture, parapetti, catene e corde oppure utilizzando pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza inferiore ai 2000 mm e che quindi non possono rientrare nelle barriere. La protezione mediante distanziamento si ottiene collocando le parti attive al di fuori della zona dove le persone possono abitualmente soffermarsi o muoversi tenendo conto della distanza che si può raggiungere con le mani in qualsiasi direzione. Le porte dei locali per le apparecchiature o per gli scomparti, utilizzate come elementi di chiusura, devono essere progettate in modo tale da poter essere aperte solo mediante attrezzi o chiavi.

6.3 Protezione contro i contatti indiretti

Nei sistemi di II categoria per la protezione contro i contatti indiretti la cabina deve essere dotata di un impianto di terra conforme alla Norma CEI 11-1.

Le masse o masse estranee facenti parte della cabina devono essere collegate all'impianto di terra. Per poter dimensionare l'impianto di terra si deve richiedere all'Ente Distributore:

- il valore della corrente di guasto a terra della rete;
- il tempo di eliminazione del guasto.

Le prescrizioni da rispettare affinché venga assicurata la protezione sono:

- Neutro collegato direttamente a terra;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione comuni PEN: sistema TN-C;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione separati PE + N: sistema TN-S;
- Masse di utilizzazione collegate al conduttore di protezione, a sua volta collegato a terra in più punti e alla messa a terra dell'alimentazione;
- Sgancio obbligatorio al primo guasto d'isolamento, eliminato tramite i dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o del differenziale.

I dispositivi di interruzione automatica ammessi dalle norme sono:

- Il dispositivo a corrente differenziale;
- Il dispositivo contro le sovracorrenti.

In un sistema IT il neutro del trasformatore non è connesso a terra, si dice, quindi, "sistema a neutro isolato". In questo tipo di sistema non è prevista alcuna protezione contro i contatti indiretti, in quanto l'intero sistema si ritiene isolato.

Un sistema come quello in oggetto viene impiegato, generalmente, laddove siano presenti situazioni di lavoro ove sia prioritaria la continuità del servizio, in quanto la presenza di un primo guasto a terra non dà luogo a correnti di valore elevato e /o pericoloso per le persone. La corrente di guasto a terra assume valori molto bassi, tipicamente fino a 2 A, e si richiude sul nodo di alimentazione attraverso l'impianto di terra delle masse e le capacità verso terra dei conduttori di linea. Il ridotto valore della corrente di guasto fa sì che non si abbia alcun intervento delle protezioni, le tensioni di contatto originate assumeranno, quindi, valori particolarmente bassi.

Normalmente in sistemi di questo tipo si prevede l'utilizzo di un dispositivo di controllo di isolamento il quale verifica se, effettivamente, il sistema rimane isolato nel tempo o sia necessario intervenire per ripristinare l'isolamento, segnalando le eventuali condizioni anomale che si manifestano in caso di guasto. Questo dispositivo segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto permettendo così l'individuazione della causa di questa riduzione prima del verificarsi di un secondo guasto a terra, che causerebbe l'interruzione dell'alimentazione.

Nel caso di doppio guasto a terra, infatti, si viene a modificare il sistema di distribuzione vanificando ogni beneficio di una rete isolata da terra. In funzione di come sono collegate le masse degli utilizzatori all'impianto di terra il sistema potrebbe passare da una situazione IT a TN o TT, in entrambi i casi si avrebbero elevate correnti di guasto.

La norma prevede dunque che, in presenza di un doppio guasto a terra, il sistema debba essere interrotto, con modalità diverse nel caso di sistemi TT o TN cui migrerebbe il sistema IT di partenza.

La norma, inoltre, raccomanda di non distribuire il conduttore di neutro nei sistemi IT, in primis per evitare il rischio che, in sistemi relativamente complessi, questo possa essere accidentalmente collegato a terra, vanificando in tal modo i vantaggi di un sistema IT; la seconda ragione secondo cui la norma raccomanda di non distribuire il neutro è legata a problematiche più prettamente impiantistiche, in quanto l'impedenza dell'anello di doppio guasto nei sistemi con neutro distribuito deve risultare inferiore che non nei sistemi a neutro non distribuito, con la conseguenza delle difficoltà pratiche nella realizzazione di una impedenza bassa e la conseguente difficoltà di coordinamento dei dispositivi di interruzione automatica per la protezione dai contatti indiretti.

6.4 Protezioni dai sovraccarichi

Per assicurare la protezione contro i sovraccarichi di una conduttura avente corrente di impiego I_b e portata I_z ($I_b < I_z$) si deve installare nel circuito della conduttura un dispositivo di protezione avente corrente nominale I_n e corrente convenzionale di funzionamento I_f che soddisfino le condizioni seguenti:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1.45 \cdot I_z$$

dove I_f è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Il dispositivo di protezione contro i sovraccarichi deve avere caratteristiche tali da consentire, senza interrompere il circuito, i sovraccarichi di breve durata che si producono nell'esercizio ordinario (Norme CEI 64-8).

Per quanto riguarda il rispetto della seconda condizione, nel caso di interruttori automatici non è necessaria alcuna verifica, in quanto la corrente di sicuro funzionamento è, rispettivamente:

- $1.45 \cdot I_z$ per interruttori uso domestico conformi alla CEI 23-3;
- $1.30 \cdot I_z$ per interruttori uso industriale conformi alla CEI-EN 60947-2.

6.5 Protezione conduttori contro il corto circuito

I dispositivi di protezione contro i cortocircuiti devono rispondere alle seguenti condizioni.

- 1) Devono avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore, a condizione che a monte vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione; in questo caso le caratteristiche dei due dispositivi devono essere coordinate in modo che il valore di $I^2 \cdot t$ lasciato passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quello che può essere sopportato senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette. La corrente di cortocircuito da prendere in considerazione deve essere la più elevata che si può produrre in relazione alle configurazioni; in caso di impianto trifase si deve considerare il guasto trifase.
- 2) Devono intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe la temperatura dei conduttori oltre il limite ammissibile. Questa condizione deve essere verificata per un cortocircuito che si produca in un punto qualsiasi della conduttura protetta. In prima approssimazione, per

cortocircuiti di durata non superiore a 5 sec, la condizione che il cortocircuito non alzi la temperatura dei conduttori dal valore massimo in servizio normale oltre al limite ammissibile si può verificare con la formula $I^2 \cdot t < k^2 \cdot S^2$ oppure verificando la curva dell'integrale di Joule fornita dal costruttore (Norma CEI 64-8).

6.6 Cartelli

Nella cabina MT/BT si dovranno installare i cartelli (di divieto, avvertimento e avviso) sotto elencati, realizzati (pittogrammi ed eventuali scritte) secondo le disposizioni di legge in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro (d.lgs. 81/2008 e s.m.i.).

I segnali, le targhe, i cartelli posti all'esterno devono essere scritti con caratteri indelebili su un supporto che garantisca una buona resistenza alle intemperie.

All'esterno della cabina, su ciascuna porta d'accesso e su ogni lato di eventuali recinzioni saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto d'accesso alle persone non autorizzate;
- Tensione elettriche pericolosa;

Sulla porta d'ingresso al locale, oltre ai tre precedenti, saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto di usare acqua per spegnere incendi;
- Tensione.

All'interno della cabina si dovranno avere:

- Istruzioni relative ai soccorsi d'urgenza da prestare agli infortunati per cause elettriche compilato nelle parti relative ai numeri telefonici da contattare in caso di necessità (medici, ospedali, ambulanze, ecc. più vicini);
- Schema elettrico;
- In prossimità delle apparecchiature di MT, indicare la tensione;
- A disposizione del personale addetto alla manutenzione, il cartello indicante il divieto di effettuare manovre;
- Sulle eventuali uscite di emergenza l'apposito segnale.

Nel caso sia prevista una sorgente autonoma di energia, questa viene segnalata mediante apposita targa posta in corrispondenza del dispositivo di sezionamento del circuito che la collega alla cabina.

Quando la cabina prevede batterie di condensatori e/o batterie di accumulatori, le porte delle celle corrispondenti sono munite di una targa che segnala la presenza di condensatori e delle batterie di accumulatori.

Per cabine elettriche complesse è opportuno che sia esposto uno schema unifilare per permettere anche in caso di urgenza una rapida comprensione delle manovre da eseguire.

Si consiglia inoltre la predisposizione di una tasca porta documenti fissata alla parete.

I dati relativi alla regolazione delle protezioni, le sezioni dei cavi, ecc. possono essere riportati su schemi diversi e tenuti a disposizione per gli interventi di manutenzione o modifica.

6.7 Materiale per l'esercizio e la manutenzione

In ciascun locale dove possono essere effettuate manovre sull'impianto di II categoria, a meno che gli addetti non ne siano dotati, devono essere disponibili le appropriate dotazioni di sicurezza (pedane o tappeti isolanti, fioretto di manovra, guanti isolanti).

6.8 Mezzi di estinzione

Gli eventuali mezzi di estinzione devono essere collocati in luoghi facilmente accessibili anche in caso di incendio. L'acqua non deve essere usata per lo spegnimento di incendi, quando le materie con le quali verrebbe a contatto possono reagire in modo da aumentare notevolmente di temperatura o da svolgere gas infiammabili o nocivi. L'acqua (a meno che non si tratti di acqua nebulizzata) e le altre sostanze conduttrici non devono essere usate in prossimità di conduttori, macchine e apparecchi elettrici sotto tensione e si consiglia vivamente di non ricorrere a getti d'acqua per lo spegnimento di fiamme o incendio che si siano prodotti all'interno del locale cabina.

6.9 Qualifica del personale

Il personale che entra in cabina è autorizzato nel momento stesso in cui riceve la chiave dal responsabile dell'impianto. Ovviamente, può essere autorizzata una persona che abbia conoscenze tecniche o esperienza (persona esperta - PES) o che abbia ricevuto istruzioni specifiche sufficienti per permetterle di prevenire i pericoli dell'elettricità, in relazione a determinate operazioni condotte in condizioni specificate (persona avvertita - PAV).

Persona esperta è, ad esempio, un installatore o un manutentore qualificato. L'addetto alle pulizie della cabina è invece una persona comune e per diventare persona avvertita deve ricevere adeguate istruzioni e/o sorveglianza, in relazione al tipo di cabina (a giorno o con quadri chiusi), al tipo di intervento richiesto ed agli attrezzi utilizzati. Ad esempio, per eseguire la pulizia di una cabina a giorno con parti attive accessibili deve essere sorvegliato da una persona esperta. In una cabina con parti attive non accessibili è sufficiente un'informazione sui rischi presenti e comportamenti da seguire.

Da notare che gli aggettivi "esperta" o "avvertita" hanno una validità generale e non sono da confondere con il caso particolare relativo alle qualifiche richieste per i lavori elettrici. In altre parole, per entrare in cabina non è necessario avere la qualifica di persona esperta o avvertita ai fini dei lavori elettrici, a meno che non si debbano eseguire tali lavori.

6.10 Apparecchiature e componenti

6.10.1 Cavi

I cavi dei sistemi di II categoria devono essere dotati di uno schermo o di una guaina metallica connessa a terra almeno ad una estremità del cavo.

6.10.2 Connessioni elettriche

Le connessioni elettriche devono essere eseguite in modo tale da non rappresentare punti deboli e devono essere studiate in modo da limitare la possibilità di effluvio, presentare una bassa resistenza elettrica e un'adeguata resistenza meccanica. In particolare, le connessioni dovranno avere caratteristiche elettriche e termiche non inferiori a quelle dei cavi o dei conduttori ad essi collegati. Le connessioni dei conduttori con i terminali degli apparecchi devono essere comunque tali da non trasmettere ai terminali inammissibili sollecitazioni termiche o meccaniche dovute a peso, dilatazione, vibrazioni, correnti di cortocircuito. Si raccomanda particolare attenzione all'ancoraggio dei cavi unipolari in corrispondenza alle connessioni terminali. Le connessioni devono essere realizzate con metalli che non diano luogo a coppie elettrolitiche; ove ciò non sia possibile devono essere adottati provvedimenti atti ad evitare il contatto diretto tra gli stessi. Le superfici di contatto delle connessioni devono essere preparate e protette in modo da assicurare il mantenimento nel tempo delle loro caratteristiche di conduttività.

6.10.3 Materiali isolanti

I materiali isolanti devono essere scelti in base alla tensione, all'ambiente di installazione e alla temperatura massima di servizio continuativo cui sono sottoposti e devono avere adeguate caratteristiche di non propagazione della fiamma. In caso di locali contigui tra i quali si voglia realizzare la separazione, la continuità dei circuiti che non siano realizzati a mezzo di cavi viene assicurata a mezzo di appositi isolatori a passante. Se si adottano altri sistemi, questi devono offrire la stessa garanzia di segregazione degli isolatori passanti.

6.10.4 Sezionatori

Nei sistemi di II categoria un dispositivo di sezionamento deve essere previsto in corrispondenza di ogni interruttore, dei fusibili di protezione e di ogni interruttore di manovra che non soddisfi le norme dei sezionatori. La possibilità di sezionamento del circuito deve essere prevista anche sulle linee di alimentazione o con possibile alimentazione di ritorno ed il sezionatore può essere posizionato anche lontano dalla cabina stessa. Gli apparecchi di manovra in esecuzione estraibile delle apparecchiature prefabbricate con involucro metallico svolgono anche la funzione di sezionatore. I sezionatori sono in genere interbloccati con i relativi apparecchi di manovra in modo da impedire la loro apertura o chiusura sotto carico. Qualora ciò non venga realizzato, sul pannello frontale della cella è consigliabile che sia indicata la corretta sequenza delle operazioni di manovra. I dispositivi di sezionamento devono essere equipaggiati in modo da permetterne il bloccaggio in posizione di aperto e chiuso. Il comando del dispositivo di sezionamento deve consentire l'applicazione dei blocchi eventualmente previsti in base alle esigenze della cabina. Ad ogni sezionatore o apparecchio di manovra in esecuzione estraibile è opportuno associare un sezionatore di terra interbloccato con la sua posizione di aperto o sezionato. Nel caso di sezionatori di terra posti in corrispondenza di una linea per la quale esiste la possibilità di alimentazione dall'altra estremità possono essere prese in considerazione, ad esempio, le seguenti soluzioni:

- Uso di sezionatore di terra con blocco a chiave condizionato al sicuro sezionamento della linea all'altra estremità;
- Uso di sezionatore di terra con potere di chiusura adeguato al valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

I sezionatori e i sezionatori di terra devono avere caratteristiche termiche e dinamiche adeguate all'intensità e alla durata della corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Il comando meccanico deve

essere facilmente manovrabile dall'operatore e dal posto di comando deve essere possibile riconoscere la posizione raggiunta dal dispositivo di sezionamento mediante una delle seguenti condizioni:

- Sezionamento visibile;
- Segnalazione di un dispositivo indicatore sicuro;
- Posizione della parte estraibile rispetto alla parte fissa chiaramente identificabile rispetto al completo inserimento od al completo sezionamento.

6.10.5 Interruttori

Nei sistemi di II categoria gli interruttori devono avere un potere di interruzione e di chiusura adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Gli interruttori devono avere un comando di apertura e di chiusura con manovra indipendente dall'operatore. Quando è previsto un comando con sorgente esterna di energia, deve essere previsto anche un comando a mano di emergenza.

6.10.6 Interruttori di manovra

Nei sistemi di II categoria per gli interruttori valgono le disposizioni sopraelencate e per gli interruttori di manovra sezionatori si fa riferimento al paragrafo "Sezionatori" di questa relazione. Nel caso di combinazione interruttore di manovra-fusibile l'intervento di un fusibile deve provocare l'apertura automatica di tutti i poli dell'interruttore di manovra.

6.10.7 Relè di protezione

Ogni circuito equipaggiato con interruttore che svolge la funzione di protezione del circuito stesso deve essere dotato di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti che agiscono sul comando di apertura dell'interruttore.

I dispositivi di protezione possono essere:

- Relè diretti;
- Relè indiretti senza alimentazione ausiliaria;
- Relè indiretti con alimentazione ausiliaria.

I relè indiretti possono essere inseriti sia a monte che a valle dell'interruttore purché sia assicurato il funzionamento corretto dell'insieme, inoltre si deve prestare particolare attenzione all'adeguatezza delle loro caratteristiche termiche e dinamiche.

I relè di massima corrente possono essere con caratteristica di intervento a tempo dipendente, indipendente, istantaneo o con una combinazione di queste.

L'alimentazione dei circuiti amperometrici dei relè indiretti dovrebbe essere fatta preferibilmente da trasformatori di corrente di protezione o, nel caso di trasformatori con più secondari, utilizzando i secondari di protezione.

Nel caso di impiego di relè indiretti senza alimentazione ausiliaria, l'energia necessaria al funzionamento del relè e dello sganciatore viene prelevata direttamente dalla corrente di guasto. Il relè deve essere dotato di un dispositivo di prova che consenta di verificare agevolmente il suo corretto funzionamento.

Nel caso di impiego di relè indiretti con alimentazione ausiliaria, è necessario disporre di una sorgente indipendente che assicuri l'alimentazione anche in caso di guasto.

6.10.8TA e TV di protezione

I trasformatori di corrente (TA) e i trasformatori di tensione (TV) di protezione hanno esigenze e quindi caratteristiche diverse dai TV di misura. I TA e TV di misura devono garantire una corretta misurazione della grandezza (corrente o tensione), nel proprio campo d'impiego e salvaguardare gli strumenti di misura da eventuali sovracorrenti. Ad esempio, i TA di misura garantiscono in genere una risposta lineare per correnti da 0,1 In a 1,2 In e saturano rapidamente per valori superiori, in modo che eventuali correnti di cortocircuito non danneggiano i delicati equipaggi degli strumenti di misura collegati sul secondario. I TA e i TV di protezione, invece, devono garantire una rilevazione corretta della grandezza elettrica per un campo di valori molto più ampio di un trasformatore di misura. Non si può impiegare un TA di misura per alimentare un relè di protezione, perché il TA di misura va in saturazione con le correnti di cortocircuito: la corrente sul secondario non è più proporzionale a quella sul primario e potrebbe non provocare l'intervento delle protezioni di massima corrente. I circuiti secondari di TA e TV devono essere collegati a terra (se non sono separati dal primario con uno schermo messo a terra), con conduttore di sezione minima 2,5 mm² se protetto meccanicamente, altrimenti 4 mm².

6.10.9Trasformatori

I trasformatori devono essere installati in modo da impedire contatti accidentali con i terminali e le superfici isolanti degli avvolgimenti. Il trasformatore va installato in uno dei seguenti modi:

- Dietro barriere rigide, di altezza almeno uguale a 2 m;

- Dietro ostacoli di altezza compresa tra 1,2 m e 1,4 m (parapetti catene o funi), aventi una distanza minima dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore maggiore o uguale alla distanza di guardia $A = (dg + 1250)$ mm;
- In involucri con grado di protezione almeno IP2X. Al di fuori delle cabine elettriche è richiesto un grado di protezione minimo IP23D.

Per quanto riguarda la possibilità di installazione dietro barriere rigide, bisogna tener conto che:

- Per barriere con grado di protezione maggiore o uguale a IP1XB la distanza dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di guardia (dg);
- Per barriere metalliche, collegate a terra, con grado di protezione maggiore o uguale a IP3X la distanza dai terminali e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di isolamento fase – terra (N).

I trasformatori in resina possono essere installati, senza particolari accorgimenti, nello stesso locale con i quadri di media e bassa tensione. Nel caso di più trasformatori in resina di classe F1 nello stesso locale, non sono prescritte particolari precauzioni contro gli incendi, né provvedimenti per la loro separazione.

Una separazione tra i trasformatori, mediante pareti di materiale incombustibile è comunque vantaggiosa, perché permette di accedere in sicurezza a ciascuna unità, mantenendo le altre in servizio. Gli involucri di protezione ostacolano la libera circolazione dell'aria, il che potrebbe portare al declassamento della potenza del trasformatore.

Le ditte costruttrici hanno pertanto adottato, per potenze fino a 2500 kVA, opportuni accorgimenti che creano all'interno degli involucri le stesse condizioni ambientali che si avrebbero in assenza del contenitore. Tali condizioni devono essere garantite dal costruttore del trasformatore, che generalmente è anche fornitore dell'involucro. L'accesso all'involucro di protezione, necessario per le normali operazioni di ispezione e di manutenzione, deve essere effettuato con l'impianto fuori servizio e in sicurezza. A tal fine, un sistema di interblocco a chiave con gli organi di sezionamento, oppure l'impiego di pannelli avvitati asportabili solo con l'uso di attrezzi, contribuiscono ad aumentare la sicurezza degli operatori contro i contatti diretti.

6.10.10 Pulsanti di sgancio della cabina

Il pulsante di sgancio collocato in corrispondenza della porta di accesso di una cabina MT/BT non è obbligatorio; esso solitamente comanda l'apertura del dispositivo generale della cabina stessa e lascia in tensione la parte di impianto che si trova a monte di questo dispositivo. A meno di evitare altri accorgimenti, il pulsante di sgancio potrebbe indurre ad erronee conseguenze, ad esempio in caso di incendio.

È richiesto che la funzione del comando di emergenza sia chiaramente segnalata installando presso il medesimo un idoneo cartello, recante la scritta "interruttore generale, attivare in caso d' emergenza" o un'altra scritta simile.

Per il collegamento del pulsante di sgancio è bene utilizzare una conduttura in cavo e in tubo protettivo. È fondamentale che il comando sia efficiente, e per questo si usano principalmente due sistemi:

- Bobina a minima tensione;
- Bobina a lancio di corrente con segnalazione ottica dell'integrità del circuito.

Per il comando a lancio di corrente è opportuno che sia presente un gruppo di continuità statico UPS per l'alimentazione in emergenza dei circuiti di sgancio (tale gruppo sarà utilizzabile anche per la strumentazione della centralina dei trasformatori e per la visualizzazione permanente in caso di black-out, ecc.).

6.10.11 Protezione contro i fulmini

L'impianto in progetto sarà soggetto a periodica manutenzione che comporta, pertanto, la presenza occasionale del personale addetto. Secondo il decreto Legislativo 81/2008, quindi, il datore di lavoro alla denuncia all'ASL/ARPA e all'ISPESL dei dispositivi di collegamento a terra e di dispersione delle scariche atmosferiche e alla verifica periodica degli stessi da parte dell'ASL/ARPA, o di un organismo abilitato, secondo l'art. 4 dello stesso decreto.

6.10.12 Protezioni contro le tensioni di passo e contatto

Con il collegamento delle strutture metalliche all'impianto di terra dei prefabbricati si crea una situazione di equipotenzialità tale da evitare l'insorgere di pericolose tensioni di passo e contatto.

6.11 Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni

Sono previste idonee protezioni contro le sovratensioni, sia per il lato in corrente continua, con scaricatori di sovratensioni su ogni campo fotovoltaico, sia sul lato in corrente alternata.

6.12 Impianto di terra

6.12.1 Realizzazione dell'impianto di terra

L'impianto di terra della cabina sarà realizzato con un anello perimetrale in corda di rame nudo e ai quattro vertici verranno posti dei picchetti in acciaio zincato di lunghezza 2 m completi di collare per il fissaggio della corda di rame. È opportuno che siano presi tutti i provvedimenti per limitare gli effetti della corrosione con particolare attenzione agli accoppiamenti di metalli diversi. Il terreno di riempimento intorno al dispersore dovrà essere del tipo vegetale e non contenere materiale di risulta.

L'impianto di terra realizza il collegamento equipotenziale di tutte le parti metalliche. La sezione dei conduttori equipotenziali principali sarà maggiore o uguale a metà di quella del conduttore di protezione principale di sezione maggiore, con un minimo di 6 mm².

L'impianto di dispersione sarà costituito da dispersori a puntazza di acciaio zincato $l = 2$ m e da treccia di rame nuda $S = 50$ mm².

Andrà realizzato il collegamento a terra delle strutture metalliche.

Gli impianti di terra delle strutture prefabbricate sono tutti tra essi collegati e da questi alle strutture metalliche dell'impianto, anch'esse connesse a terra. Si crea, in tal modo, una unica maglia equipotenziale comune a tutto l'impianto, tale da evitare l'insorgere di tensioni pericolose di passo e di contatto.

Al conduttore di protezione dell'impianto di terra andranno collegate tutte le masse metalliche che, per cedimento dell'isolamento, potrebbero assumere il potenziale dell'impianto (tubazioni, canaline, cassette e scatole metalliche, carcasse dei quadri elettrici).

6.12.2 Verifica dell'impianto di terra

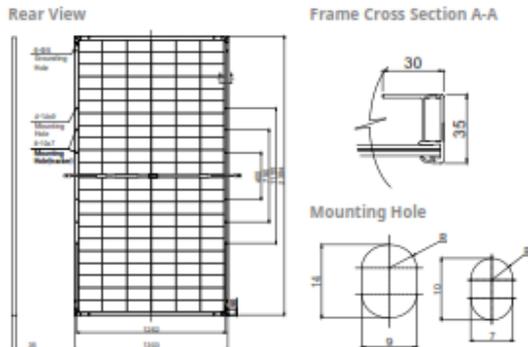
Conoscendo la massima corrente di guasto a terra I_f e il tempo di eliminazione del guasto a terra t_f richiesti dall'ente distributore, e quindi il valore di contatto U_{tp} ammissibile in relazione al tempo di intervento delle protezioni (tabella C.3 della CEI 11-1), si può calcolare il massimo valore della resistenza di terra ammissibile.

Se la massima tensione di contatto rientra nei limiti $U_t \leq U_{tp}$ l'impianto di terra è considerato idoneo, altrimenti bisogna intervenire per riportare la tensione di contatto entro i limiti di sicurezza.

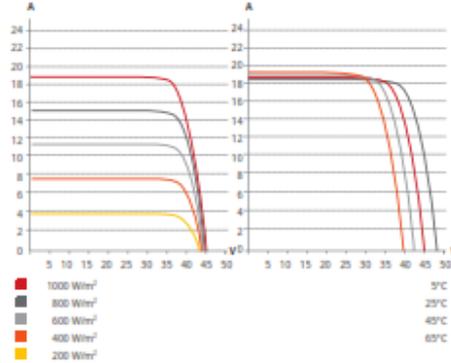
Se nei locali saranno presenti lavoratori subordinati anche solo stagionali si fa presente che si dovrà procedere alla verifica dell'impianto di terra e alla denuncia all'ISPESL e all'ASL/ARPA.

Allegato 1: Scheda tecnica pannelli fotovoltaici

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-635MB-AG	635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	44.4 V	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	44.4 V	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	44.4 V	24.5%
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	25.3%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-635MB-AG	476 W	35.0 V	13.61 A	42.0 V	14.73 A
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	37.9 kg (83.6 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (IEC)
Module Fire Performance	CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = Pmax_{back} / Pmax_{front}, both Pmax_{back} and Pmax_{front} are tested under STC. Bifaciality Tolerance: ± 5 %

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancements. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
 199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

February 2021. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V1.5_EN

Allegato 2: Scheda tecnica inverter

SUN2000-330KTL-H1
Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	6
Max. Current per MPPT	65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	115 A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5/4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	300,000 W
Max. AC Apparent Power	330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	330,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	216.6 A
Max. Output Current	238.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Smart String-Level Disconnect(SSLD)	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
AC Grounding Fault Protection	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)	1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)	≤112 kg
Operating Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



Allegato 3: Scheda tecnica trasformatore

JUPITER-6000K-H1

Technical Specifications(Preliminary)

Input	
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2
Maximum LV AC Inputs	22
AC Power	6,600 kVA @40°C / 5,940 kVA @50°C ¹
Rated Input Voltage	800 V
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 2 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 2 x 11 pcs)
Output	
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 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 Cooling Type	ONAN
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)
Transformer Vector Group	Dy11-y11
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA
Protection	
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N
LV Overvoltage Protection	Type I+II
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944
Features	
2 kVA UPS	Optional ³
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³
General	
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)
Weight	< 22 t
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)
Relative Humidity	0% ~ 95%
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵ 1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1

JUPITER-3000K-H1

Technical Specifications (Preliminary)

Input		
Available Inverters / PCS	SUN2000-330KTL-H1/ SUN2000-330KTL-H2	
Maximum LV AC Inputs	11	
AC Power	3,300 kVA @40°C / 2,970 kVA @50°C ¹	
Rated Input Voltage	800 V	
LV Main Switches	ACB (2,900 A / 800 V / 3P, 1 x 1 pcs), MCCB (400 A / 800 V / 3P, 11 pcs)	
Output		
Rated Output Voltage	11 kV, 15 kV, 20 kV, 22 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 Cooling Type	ONAN	
Transformer Tappings	± 2 x 2.5%	
Transformer Oil Type	Mineral Oil (PCB Free)	
Transformer Vector Group	Dy11	
Transformer Min. Peak Efficiency Index	Tier 1 or Tier 2 In Accordance with EN 50588-1	
RMU Type	SF ₆ Gas Insulated	
RMU Transformer Protection Unit	MV Vacuum Circuit Breaker Unit	
RMU Cable Incoming / Outgoing Unit	Direct Cable Unit or Cable Load Break Switch Unit	
Auxiliary Transformer	Dry Type Transformer, 5 kVA	
Protection		
Transformer Monitoring & Protection	Oil Level, Oil Temperature, Oil Pressure and Buchholz	
Protection Degree of MV & LV Room	IP 54	
Internal Arcing Fault Classification of STS	IAC A 20 kA 1s	
MV Relay Protection	50/51, 50N/51N	
LV Overvoltage Protection	Type I+II	
Anti-rodent Protection	C5 in accordance with ISO 12944	
Features		
2 kVA UPS	Optional ³	
MV Surge Arrester for MV VCB	Optional ³	
General		
Dimensions (W x H x D)	6,058 x 2,896 x 2,438 mm (20' HC Container)	
Weight	< 15 t	
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C ⁴ (-13°F ~ 140°F)	
Relative Humidity	0% ~ 95%	
Max. Operating Altitude	1,000 m ⁵	1,500 m ⁵
MV-LV AC Connections	Prewired and Pretested, No Internal Cabling Onsite	
LV & MV Room Cooling	Smart Cooling without Air-across for Higher Availability	
Communication	Modbus-RTU, Preconfigured with Smartlogger3000B	
Applicable Standards	IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 61439-1	

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 - Extra expense needed for optional features which standard product doesn't contain, more options upon request.

⁴ -When ambient temperature ≥55°C, awning shall be equipped for STS on site by customer.

⁵ - For higher operating altitude, pls consult with Huawei.

