

Regione
Sardegna



COMUNE DI
GONNOSFANADIGA



COMUNE DI
GUSPINI



Provincia
Sud Sardegna



**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
AGRIVOLTAICO DELLA POTENZA COMPLESSIVA DI 24.307,92 KWp
DA REALIZZARE NEI COMUNI DI GONNOSFANADIGA (SU) E
RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA R.T.N.**

Relazione tecnica generale impianti elettrici

ELABORATO

PR_05

PROPONENTE:

DSIT17

DS ITALIA 17 SRL

Sede legale: Roma (RM)

Via del Plebiscito n. 112 - CAP 00186

P.IVA 16658161001

dsitalia17@legalmail.it

PROGETTISTI:

ATECH
SOCIETÀ DI INGEGNERIA

Via Caduti di Nassiriya 55
70124- Bari (BA)

pec: atechsr@legalmail.it

DIRETTORE TECNICO

Dott. Ing. Orazio TRICARICO

Dott. Ing. Alessandro ANTEZZA

Consulenti:

Dott. Agr. Paolo MESSINA

Dott. ssa Archeologa Adele BARBIERI

Dott. Geol. Simone ASONI

Dott. Rocco CARONE



COORDINAMENTO DELLA PROGETTAZIONE:

MVP SOLAR

EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	SETT 2023	B.B.	A.A.	O.T.	Progetto definitivo

1	PREMESSE	2
2	COMPONENTI DELL'IMPIANTO	3
2.1	GENERATORE FOTOVOLTAICO _____	3
2.2	CONVERTITORE CC/CA _____	3
2.3	QUADRO DI STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA _____	4
3	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE	4
3.1	VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C. __	4
4	STAZIONI DI ENERGIA	5
4.1	DIMENSIONAMENTO LINEE AT DALLA SE _____	5
4.2	SCOMPARTO DI AT _____	6
4.3	DISPOSITIVO GENERALE _____	7
4.4	PROTEZIONE GENERALE _____	7
4.5	PROTEZIONI DI INTERFACCIA _____	7
4.6	PROTEZIONI RETE MEDIA TENSIONE _____	8
5	ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA	8
5.1	ILLUMINAZIONE GENERALE _____	8
5.2	ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA _____	8
6	F.M. E TERRA DI PROTEZIONE	8
6.1	QUADRERIE _____	8
6.2	PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRETTI _____	8
6.3	RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA _____	9
6.4	RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC _____	10
6.5	RETE DI PROTEZIONE DI TERRA _____	11
7	ALLEGATO – SCHEDE TECNICHE PRINCIPALI MATERIALI UTILIZZATI	12



1 PREMESSE

La presente relazione ha lo scopo di esporre le scelte progettuali adottate per la realizzazione dell'impianto agri-fotovoltaico avente potenza complessiva pari a 24.307,92kWp nel comune di Gonnosfanadiga (SU).

L'impianto in questione si configura come una nuova centrale di produzione di energia elettrica.

Come indicato nel preventivo di connessione Codice Pratica: 202202339 l'impianto sarà collegato in antenna a 36 kV sulla sezione 36 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN a 220/150/36 kV, da inserire in entra-esce alla linea RTN 220 kV "Sulcis – Oristano" da realizzare nel comune di Guspini (SU).

Dalla nuova SE sarà poi derivata la centrale fotovoltaica stessa le cui specifiche tecniche impiantistiche sono oggetto della presente relazione.

Sul confine dell'area sede dell'impianto è posta la cabina di allaccio AT derivata dalla SE mentre all'interno dell'area sono installate diverse cabine di smistamento e trasformazione collegate in derivazione. Gli elaborati grafici offrono una visione più dettagliata delle scelte progettuali adottate.

La progettazione degli impianti è stata effettuata nel rispetto delle leggi e delle norme vigenti in materia di sicurezza degli impianti elettrici.

Si richiamano, a solo scopo indicativo, i principali riferimenti normativi per la realizzazione delle opere relative agli impianti su indicati:

- DLgs 81/2008 in materia di prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge n° 186 del 1968: Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- Legge n° 791 del 1977: Requisiti di sicurezza dei materiali da utilizzare degli impianti B.T.;
- Decreto del Ministero per lo sviluppo economico n°37 del 2008: Regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11-quarterdecies, comma 13, lettera a), della legge n°248 del 02/12/2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici
- Norma C.E.I 99-2: Impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV c.a.
- Norma C.E.I 99-3: Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- Norma C.E.I 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- Norma C.E.I 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- Norma 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;
- Norma CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- Tabelle C.E.I-UNEL 35024 per la portata dei conduttori con posa in aria;



- Tabelle C.E.I-UNEL 35026 per la portata dei conduttori con posa interrata.
- Codice di Rete

2 COMPONENTI DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti componenti principali:

- Generatore fotovoltaico;
- Inverter distribuiti;
- Quadro parallelo Inverter;

L'impianto fotovoltaico sarà costituito da 33761 moduli e si prevede di utilizzare 5 inverter distribuiti da 200kVA e 70 inverter distribuiti da 330kVA per un totale di 24,09MW di potenza di allaccio.

2.1 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il Generatore Fotovoltaico è costituito da 1346 stringhe di moduli FV.

Modello dei Moduli: HIMALAYA G12 Series 700-720W

Caratteristiche:

- Potenza unitario modulo: 720 Wp
- Silicio monocristallino;
- Tensione a circuito aperto $V(oc)$: 50,74 V
- Corrente di corto circuito (Isc): 17,67 A
- Tensione alla massima potenza (Vm): 42,68 V
- Corrente alla massima potenza (Im): 16,87 A
- Dimensioni del modulo: 2384 mm x 1303 mm x 35 mm

2.2 CONVERTITORE CC/CA

Il gruppo di conversione è composto dal componente principale "inverter" e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

L'impianto utilizza n°5 inverter da 200kVA e n°70 inverter da 330kVA dalle seguenti caratteristiche tecniche:

Inverter 200kVA

- Marca: HUAWEI
 - Modello: SUN2000-215KTL-H3
 - Tipo fase Trifase
- PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO*
- VMppt min [V]: 500.00
 - VMppt max [V]: 1'500.00
 - Imax [A]: 300.00
 - Vmax [V]: 1'500.00
 - potenza MAX [W]:200'000
 - Numero MPPT: 3
- PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA*



- Potenza nominale [W]: 200'000
 - Tensione nominale [V]: 800
 - Rendimento max [%]: 99.00
 - Distorsione corrente [%]: 3
 - Frequenza [Hz]: 50
 - Rendimento europeo [%] 98.80
- CARATTERISTICHE MECCANICHE**
- Dimensioni LxPxH [mm]: 1035x700x365
 - Peso [kg]: 86.00

Inverter 330kVA

- Marca: HUAWEI
 - Modello: SUN2000-330KTL-H1
 - Tipo fase Trifase
- PARAMETRI ELETTRICI IN INGRESSO**
- VMppt min [V]: 500.00
 - VMppt max [V]: 1'500.00
 - I_{max} [A]: 390.00
 - V_{max} [V]: 1'500.00
 - potenza MAX [W]: 330'000
 - Numero MPPT: 6
- PARAMETRI ELETTRICI IN USCITA**
- Potenza nominale [W]: 330'000
 - Tensione nominale [V]: 800
 - Rendimento max [%]: 99.00
 - Distorsione corrente [%]: 3
 - Frequenza [Hz]: 50
 - Rendimento europeo [%] 98.80
- CARATTERISTICHE MECCANICHE**
- Dimensioni LxPxH [mm]: 1048x732x395
 - Peso [kg]: 108.00

Si prevede inoltre un sistema per il monitoraggio e controllo.

2.3 QUADRO DI STRINGHE IN CORRENTE CONTINUA

Il quadro di parallelo stringhe consente di realizzare il parallelo delle stringhe per l'interfaccia con gli inverter. Saranno utilizzati quadri parallelo stringhe che prevede la protezione di ogni stringa con fusile.

3 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE

3.1 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE IN C.C.

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze. In base alla Norma UNI 10349 la località che meglio identifica quanto sopra esposto è Gonnosfanadiga.



In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi Occorrerà verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT } \min}$.
- $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT } \max}$
- $V_{oc \max} < V_{inv \max}$

Nelle quali $V_{inv \text{ MPPT } \min}$ e $V_{inv \text{ MPPT } \max}$ rappresentano, rispettivamente i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{inv \max}$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a -130 mV /°C ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C e +70°C, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a SCT (25° C).

Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, sono tutte rispettate con piena compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaico e l'inverter prescelto.

4 STAZIONI DI ENERGIA

L'allaccio sarà in AT con elettrodotto a 36kV in derivazione dalla SE Terna come da specifica tecnica.

L'impianto sarà connesso in AT le cui caratteristiche sono presenti negli specifici elaborati.

La cabina di allaccio AT denominata CU è relativa alla parte di impianto AT utente derivata dalla SE

Dalla cabina di allaccio saranno poi derivate le cabine inverter:

- Cabina 1, Cabina 2, Cabina 3, Cabina 4

I criteri progettuali adottati per l'allaccio e nella scelta delle apparecchiature elettriche sono legati norma CEI 0-16 e al codice di rete.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale della rete di distribuzione e delle caratteristiche delle apparecchiature installate.

L'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina sarà derivata dal trasformatore servizi e sarà inoltre garantita tramite un gruppo statico di continuità (UPS) con autonomia di almeno due ore della potenza di 1000VA.

L'arrivo TERNA sarà realizzato con cavo in alluminio 2x(3x185mmq) RG1H1R 26/45kV direttamente interrato.

Lo scavo di media tensione sarà realizzato con una profondità non inferiore ad 1 metro in modo da avere sempre separazione negli incroci da cavi ad un livello di tensione inferiore.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte progettuali adottate.

4.1 DIMENSIONAMENTO LINEE AT DALLA SE

Il calcolo della linea di arrivo dalla SSE è stato effettuato considerando la corrente di impiego I_b e una caduta di tensione di circa 0,42%.



Numericamente:

$$I_b = 24'307,92 / (1,732 \cdot 36 \cdot 1) = 389,85A$$

Dove

- 36 sono i kV della tensione di esercizio
- 1 è il cosφ pari ad 1
- 24'307,92 è la potenza in kW

La portata dei cavi RG1H1R 26/45kV con sezione di 185 per posa interrata a trifoglio nelle condizioni peggiorative è di 954A e quindi per l'elettrodotto si è scelta una formazione di 2x(3x1x185) mmq

Il calcolo della caduta di tensione è stato effettuato con la formula

$$1.732 \cdot I_b \cdot L \cdot (R \cdot I_b \cdot \cos\Phi + X \cdot I_b \cdot \sin\Phi)$$

Dove

- I_b è la corrente di fase
- R è la resistenza di linea
- X è la reattanza di linea
- L è la lunghezza della linea
- Φ è lo sfasamento tensione/corrente

Numericamente la caduta di tensione è di 0,42% compatibile con il limite imposto. Per tale linea si considereranno per sicurezza sue terne di alimentazione

4.2 SCOMPARTO DI AT

Gli scomparti di AT, come indicato negli elaborati grafici, saranno i seguenti:

CABINA ALLACCIO

- scomparto di arrivo cavi dal basso
- scomparto di protezione generale con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51 e 67 e di interfaccia 27-81-59;
- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

CABINE DISTRIBUZIONE

- scomparti di misura
- scomparti protezione linea con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50, 51, 51N, e 67;
- scomparti protezione trafo con interruttore in SF6 o sottovuoto con relè di protezione 50 – 51;

CARATTERISTICHE SCOMPARTI

Le caratteristiche degli scomparti sono le seguenti:

- Tensione nominale fino a: 36 kV
- Tensione esercizio fino a: 36 kV



- Numero delle fasi: 3
- Livello nominale di isolamento
 - 1) Tensione di tenuta ad impulso 1.2/50 μ s a secco verso terra e tra le fasi (valore di cresta): 125 kV
 - 2) Tensione di tenuta a frequenza industriale per un minuto a secco verso terra e tra le fasi: 50 kV
- Frequenza nominale: 50/60 Hz
- Durata nominale del corto circuito: 1"

4.3 DISPOSITIVO GENERALE

Il dispositivo generale sul lato AT a ridosso dell'impianto sarà costituito da interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare sul lato di allaccio. La funzione del dispositivo d'interfaccia sarà svolta dal dispositivo generale stesso e quindi:

- il dispositivo sarà equipaggiato con doppi circuiti di apertura e bobina a mancanza di tensione su cui devono agire rispettivamente le protezioni generali e d'interfaccia;
- i TV previsti per l'alimentazione delle protezioni di interfaccia, devono essere posti a monte dell'interruttore generale (fra l'interruttore ed il sezionatore che in questo caso diventa indispensabile) ed inseriti, lato AT, tramite fusibili di calibro opportuno

4.4 PROTEZIONE GENERALE

Questa protezione ha il compito di aprire l'interruttore associato in modo tempestivo e selettivo rispetto al dispositivo della rete pubblica, onde evitare che i guasti sull'impianto del Cliente Produttore provochino la disalimentazione di tutta l'utenza sottesa alla stessa linea AT. A tal fine il Cliente Produttore deve installare una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra. Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

4.5 PROTEZIONI DI INTERFACCIA

Le protezioni di interfaccia saranno costituite essenzialmente da relè di frequenza, di tensione ed eventualmente, di massima tensione omopolare. In caso di sovraccarico o corto-circuito sulla rete MT o mancanza di alimentazione sulla rete AT stessa si ha, di regola l'intervento dei relè di frequenza; i relè di minima e massima tensione, invece, assolvono ad una funzione prevalentemente di rinalzo. In caso di guasto monofase a terra sulla rete AT interviene il relè di massima tensione omopolare (qualora presente). Al fine di evitare scatti intempestivi dovuti a dissimmetrie sulle tensioni di fase o a distorsioni ed abbassamenti delle tensioni secondarie di TV inseriti tra fase e terra per saturazione degli stessi durante il transitorio susseguente all'eliminazione di guasti a terra in rete, le protezioni di frequenza devono avere in ingresso una tensione concatenata (derivata da un TV inserito fase-fase se il DI è sulla AT).

Anche i relè di massima e minima tensione devono avere in ingresso (e quindi controllare) le tensioni concatenate.

Al fine di dotare il sistema protezioni-dispositivo di interfaccia di una sicurezza intrinseca, l'interruttore di interfaccia deve essere dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione e, quindi, per guasto interno o per mancanza di alimentazione ausiliaria, si deve avere l'apertura dello stesso interruttore.



4.6 PROTEZIONI RETE MEDIA TENSIONE

Le protezioni di linea saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso, omopolare e omopolare di terra. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA mentre i relè omopolari prenderanno i segnali da TO e TV a triangolo aperto.

Le protezioni di linea protezione trafo saranno costituite essenzialmente da relè a intervento fisso, inverso. Le protezioni di massima corrente avranno i segnali di ingresso da TA.

5 ILLUMINAZIONE GENERALE E DI SICUREZZA

5.1 ILLUMINAZIONE GENERALE

Gli impianti di illuminazione dei locali tecnici sono stati progettati secondo quanto indicato dalla norma UNI 12464-1 in relazione ai livelli minimi di illuminamento. La tipologia di corpi illuminanti varia a seconda della destinazione d'uso degli ambienti e la scelta è legata alle lavorazioni specifiche che si svolgono in tali ambienti.

Il livello di illuminamento medio garantito ad un metro dal pavimento è:

- vani accessori, locali tecnici: 100 lux;

La scelta dei corpi illuminanti è legata alla destinazione d'uso degli ambienti e precisamente:

- plafoniere con grado di protezione IP65 per i locali tecnici.

5.2 ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA

L'impianto di illuminazione di sicurezza è stato studiato in conformità alle norme CEI 64-8 ed al D.M. 1° febbraio 1986, adottando lampade autonome di emergenza.

La tipologia di plafoniere varia a seconda del tipo di ambiente:

- plafoniere da 24W e kit inverter.

Gli elaborati grafici offrono una visione più puntuale delle scelte effettuate.

6 F.M. E TERRA DI PROTEZIONE

6.1 QUADRERIE

L'impianto in questione è classificato dalla Norma C.E.I. 64-8 di tipo TN-S per la parte di impianto a monte dell'inverter mentre la parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT.

L'infrastruttura di rete BT avrà origine dal Quadro Generale Utenze di Centrale QUC e da tale quadro saranno poi derivate le linee di distribuzione per tutte le utenze di cantiere.

6.2 PROTEZIONE DAL CORTO CIRCUITO DAL SOVRACCARICO E DAI CONTATTI INDIRETTI

Per quanto riguarda, più in generale, la protezione delle linee elettriche di distribuzione si è operato in modo da coordinare le sezioni dei cavi con la taratura degli interruttori a monte.

La protezione dai sovraccarichi e dai cortocircuiti sarà garantita da interruttori magnetotermici con potere di interruzione come rilevabile dagli elaborati grafici degli schemi dei quadri.

Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti sono le seguenti:



$$I_b \leq I_N \leq I_z$$
$$I_f \leq 1.45 I_z$$

dove

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

La protezione dai contatti indiretti sarà effettuata tramite gli stessi dispositivi destinati alla protezione dal cortocircuito quando il sistema è di tipo TN-S.

La relazione che dovrà essere soddisfatta è la seguente:

$$Z_s \times I_a \leq U_o$$

dove

- Z_s = impedenza dell'anello di guasto
- I_a = corrente di intervento della protezione
- U_o = tensione nominale del sistema tra fase e terra

6.3 RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CA

Il dimensionamento delle linee di alimentazione è stato effettuato assicurando il contenimento della caduta di tensione entro il 4% così come imposto dalla norma C.E.I. 64-8. Per il calcolo della portata effettiva delle condutture si è fatto invece riferimento alle Tabelle C.E.I.-UNEL 35024 per cavi con posa non interrata e 35026 per cavi con posa interrata.

La verifica della caduta di tensione è stata effettuata con la seguente formula indicata nella Norma C.E.I. 64-8:

$$\Delta V = (R I_b \cos \varphi + X I_b \sin \varphi) L$$

dove:

- R = resistenza del cavo per km
- X = reattanza del cavo per km
- I_b = corrente di impiego del cavo
- L = lunghezza della linea interessata

In valore percentuale deve essere:

$$(\Delta V / V) * 100 \leq 4\%$$

La determinazione della portata dei cavi è stata effettuata tenendo conto dei molteplici fattori che influenzano la portata dei cavi per la condizione di posa che si è scelto di adottare.



Per i cavi con posa interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35026:

- K_1 legato alle temperature del terreno diverse da 20°C;
- K_2 legato al numero di circuiti installati sullo stesso piano;
- K_3 legato al numero di strati;
- K_4 legato alla resistività termica del terreno;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

La portata effettiva del cavo è $I_z = I_z' \times K_{tot}$ dove I_z' è la portata teorica del cavo.

Per i cavi con posa non interrata i fattori che influenzano la portata sono, così come indicati dalle tabelle C.E.I. - UNEL 35024:

- K_1 legato al tipo di installazione;
- K_2 legato al tipo di posa numero di circuiti adiacenti;

$$K_{tot} = K_1 \times K_2$$

La portata effettiva del cavo è $I_z = I_z' \times K_{tot}$ dove I_z' è la portata teorica del cavo.

Le linee di distribuzione principale saranno di tipo FG16OR16 0,6/1kV secondo direttiva CPR e viaggeranno entro cavidotti interrati, mentre quelle di distribuzione secondaria nei locali tecnici entro tubazione in PVC a vista e saranno tipo N07V-K a norma CEI 20-22 II.

6.4 RETE DI DISTRIBUZIONE BT IN CC

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

- $I_b \leq I_N \leq I_z$ ed $I_f \leq 1,45 I_z$
- $I_{cn}(\text{interruttore}) \geq I_{cc}(\text{linea})$
- $(I^2t) \leq K^2 S^2$ dove I^2t è l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito in (A^2s).

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_b risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaico in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f possono entrambe essere uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa.

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.



6.5 RETE DI PROTEZIONE DI TERRA

Il sistema di distribuzione adottato è TN-S a monte dell'inverter ed i conduttori di protezione per le utenze indicate in progetto dovranno avere sezione uguale al conduttore di fase, a meno delle riduzioni ammesse dalle norme CEI e comunque chiaramente indicate sugli elaborati di progetto.

I parametri caratteristici presi in considerazione nella progettazione dell'impianto di terra sono:

- valore della corrente di guasto a terra $I_g = 70$ A (valore da confermare in sede di esecuzioni lavori);
- durata del guasto a terra;
- caratteristiche del terreno.

Partendo dalla corrente di guasto a terra e dal tempo di intervento delle protezioni dalla norma C.E.I. 99-3, e precisamente dal grafico di figura 9-1, si deduce che la tensione di contatto limite U_{TP} dovrà essere non superiore a 230V e che quindi l'impianto di terra da realizzare dovrà consentire l'ottenimento di tale valore limite. Quindi considerato che:

$$V = R_T \times I_g \leq 230 \text{ V}$$

L'impianto di terra dovrà avere una tensione limite pari a:

$$R_T \leq 230 / I_g \approx 3,3 \Omega$$

Per tale impianto sarà costituito da picchetti in pozzetti ispezionabili collegati tra loro con una corda di rame interrata del diametro di 35mmq. Per il calcolo della resistenza di terra si è considerato una resistività del terreno di $\rho_e=100 \Omega\text{m}$, così come indica la norma C.E.I. 99-3, e una resistenza di terra per la corda di rame pari a:

$$R_T = (\rho_e / \pi L) + \ln(2L/d)$$

dove

- L = lunghezza della corda
- d = diametro del conduttore

A vantaggio si considera solo il contributo della corda di rame.

Numericamente

$$R_T = 2,7 < 3,3 \Omega$$

I dispersori devono essere interrati ad una profondità non inferiore a 0,5m sotto il livello del terreno, a corda di rame nudo deve essere posizionata ad una profondità di 0,5m e deve distanziare dal corpo di fabbrica non meno di 1m.

Gli elaborati grafici offrono una visione puntuale delle scelte adottate.

La parte di impianto di produzione fotovoltaica a valle dell'inverter è classificato dalla norma C.E.I. 64-8 di tipo IT e quindi tutte le strutture e le parti metalliche saranno collegate alla rete di terra.



Consulenza: **Atech Srl**
Proponente: **DS Italia 17 srl**

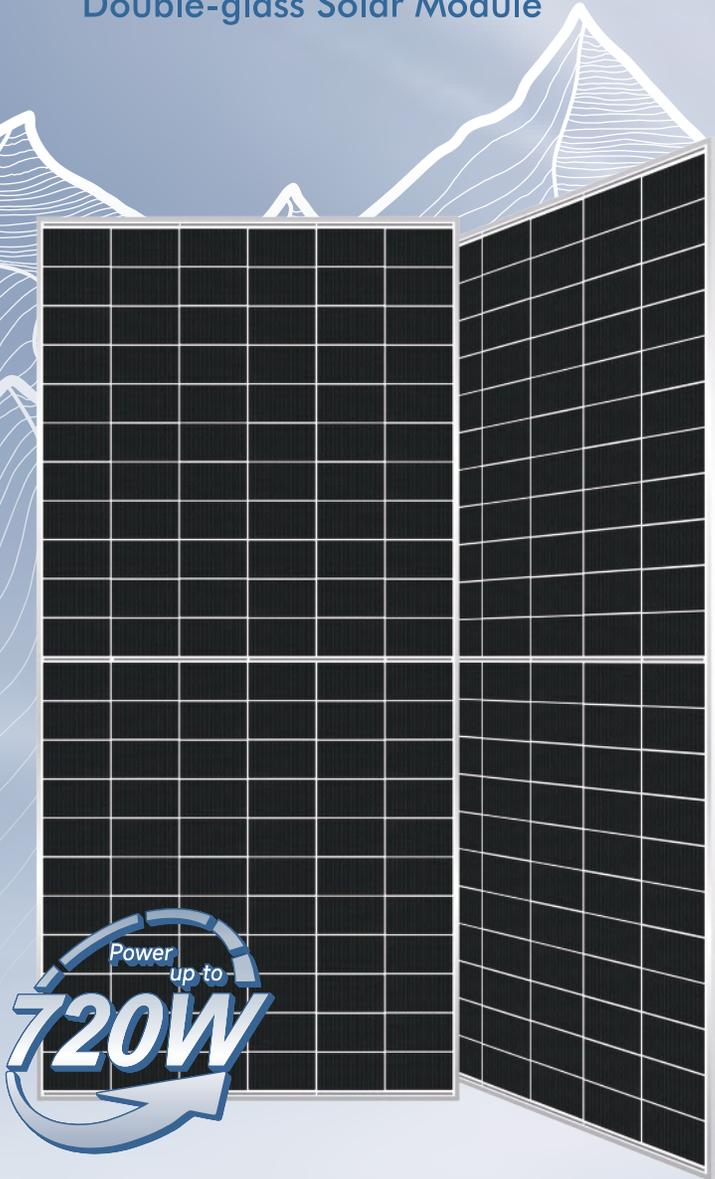
Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza complessiva di 24.307,92 kWp e relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi nei Comuni di Gonnosfanadiga e Guspini (SU)

7 ALLEGATO – SCHEDE TECNICHE PRINCIPALI MATERIALI UTILIZZATI



Himalaya G12 Series 700-720W

132-cell Bifacial HJT Half Cell
Double-glass Solar Module



HJT 2.0 Technology

Combining gettering process and single-side $\mu\text{c-Si}$ technology to ensure higher cell efficiency and higher module power.



-0.26%/C Pmax temperature coefficient

More stable power generation performance and even better in hot climate.



SMBB design with Half-Cut Technology

Shorter current transmission distance, less resistive loss and higher cell efficiency.



Up to 90% Bifaciality

Natural symmetrical bifacial structure bringing more energy yield from the backside.



Sealing with PIB based sealant

Stronger water resistance, greater air impermeability to extent module lifespan.



Higher reliability

Industrial leading product and performance warranty, ensuring modules' consistent outstanding performance.



Suitable for Utility project

Lower BOS cost, lower LCOE.

WARRANTY

Product
Warranty **15**
years

Linear
Power
Warranty **30**
years



The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Anhui Huasun reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the latest version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.



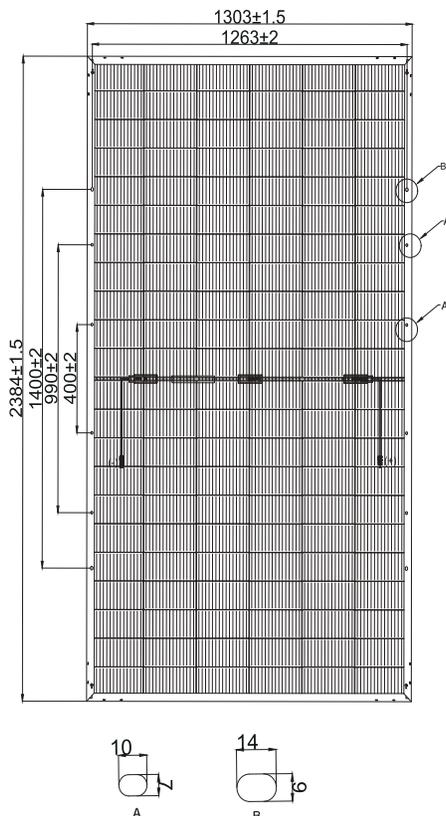
Himalaya G12 Series 700-720W

132-cell Bifacial HJT Solar Half Cell Module

- BloombergNEF Tier 1 PV module manufacturer
- Reinsurance underwritten by Ariel Re

Engineering Drawings

Unit: mm



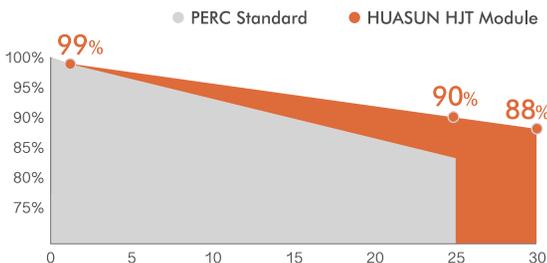
Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.



* Refer to HUASUN standard warranty for details

Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DS700	DS705	DS710	DS715	DS720
Maximum Power (Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	16.63A	16.69A	16.75A	16.81A	16.87A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	17.43A	17.49A	17.55A	17.61A	17.67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	30A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	85% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

BSTC**

Maximum Power (Pmax)	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	18.29A	18.35A	18.41A	18.46A	18.51A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	19.17A	19.22A	19.28A	19.33A	19.39A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 135W/m², AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 210 × 105mm
Cell Connection	132 (6 × 22)
Module Dimension	2384 × 1303 × 35 mm
Weight	38.7 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 original / MC4 compatible
Frame	Anodised aluminum alloy
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	Double glass, 2.0mm

Shipping Configurations

Container Size	HC
Pallets Per Container	40'
Modules Per Pallet (pcs)	18
Modules Per Container (pcs)	31
	558

ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.

HS-210-B132DS-V202301 © Anhui Huasun Energy Co., Ltd. reserves all rights.

NO.99 Qingliu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China
 Tel: 0086-563-3318095 www.huasunsolar.com
 sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

SUN2000-215KTL-H3

Smart String Inverter



100A
Per MPPT



Max. Efficiency
≥99.0%



Smart String-Level
Disconnecter



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



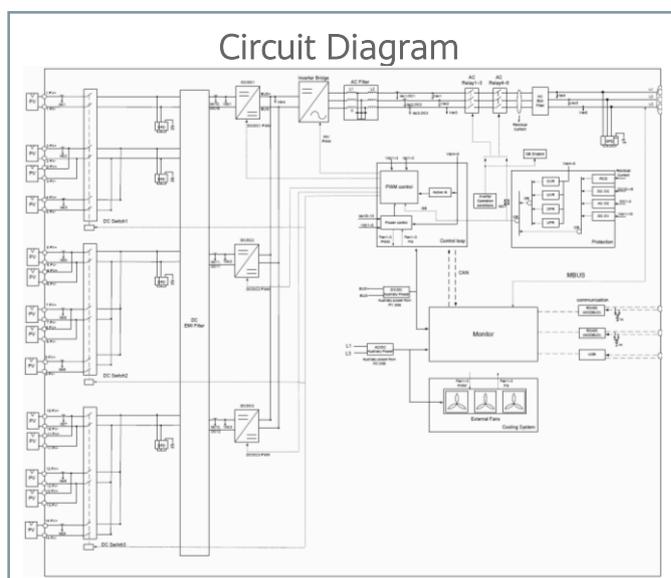
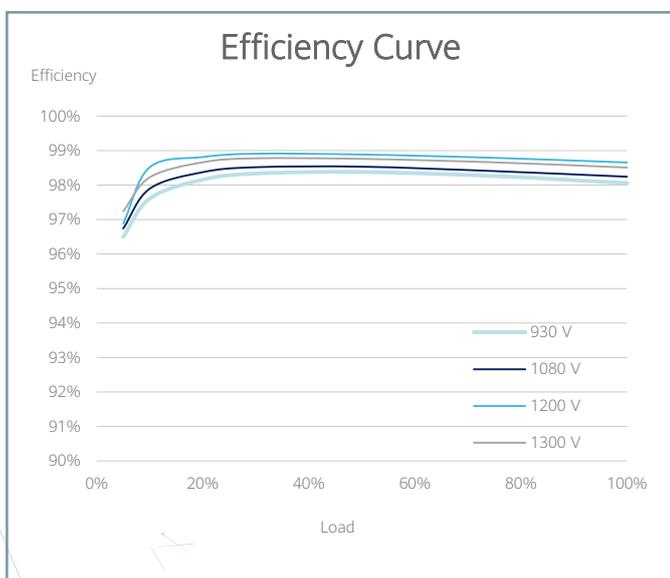
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



IP66
Protection



Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.8%
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
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 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

SUN2000-330KTL-H1
Technical Specifications
(Preliminary)

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 Disconnecter(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)	≤108 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