

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE

POTENZA IMPIANTO 24,54 MWp
COMUNI DI GONNOSFANADIGA E GUSPINI (SU)

Proponente

EG ATLANTE SRL

VIA DEI PELLEGRINI, 22 - 20122 MILANO (MI) - P.IVA: 12084630966 - PEC: egatlante@pec.it

Progettazione



Hydro Engineering s.s.
di Damiano e Mariano Galbo
via Rossotti, 39
91011 Alcamo (TP) Italy



Titolo Elaborato

(R) - Elaborati tecnico-descrittivi
7 - Relazione tecnica e calcolo preliminare degli impianti

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	FORMATO	SCALA
PROGETTO DEFINITIVO	IBSE713PDRti007R0	PD.R.7	A4	/

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
0	09/2022	PRIMA EMISSIONE	EG	MG	DG



COMUNE DI GONNOSFANADIGA (SU)
REGIONE SARDEGNA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	2

Storia delle revisioni del documento

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	09/2022	Prima emissione	EG	MG	DG

COMMITTENTE



PROGETTISTA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	3

INDICE

1. PREMESSA	5
2. DESCRIZIONE GENERALE DELLE OPERE	6
2.1. RIFERIMENTI CARTOGRAFICI	6
2.2. DATI GENERALI IMPIANTO	10
2.3. CONFIGURAZIONE IMPIANTO	12
2.4. DATI GENERALI DEL PROGETTO	14
2.5. REQUISITI DI RISPONDEZZA A NORME, LEGGI, REGOLAMENTI	15
2.6. GLOSSARIO E DEFINIZIONI USATE NEL TESTO	15
3. DATI DI PROGETTO	17
3.1. MODULO 1 - DATI DI PROGETTO DI CARATTERE GENERALE	17
3.2. MODULO 2 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLA SUPERFICIE DI POSA	18
3.3. MODULO 3 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLE INFLUENZE ESTERNE	18
3.4. MODULO 4 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLA RETE DI COLLEGAMENTO	20
3.5. MODULO 5 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	20
3.6. MODULO 6 – DATI AMBIENTALI DEL SITO, DATI DI RILIEVO CLINOMETRICO E DIAGRAMMA DELLE OMBRE AREA GONNOSFANADIGA	21
3.7. MODULO 7 – NORMATIVA DI RIFERIMENTO (PRINCIPALI PER PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE)	22
4. CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE	26
5. CALCOLO IMPIANTI 36 KV DI CONNESSIONE CON LA SE TERNA 220/150 "GUSPINI"27	
5.1. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO	28
5.2. CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE	28
5.3. CALCOLO DELLE PORTATE	28
5.3.1. <i>Dati tecnici del cavo utilizzato</i>	29
5.3.2. <i>Temperatura del terreno</i>	30
5.3.3. <i>Numero di terne per scavo</i>	30
5.3.4. <i>Posa direttamente interrata</i>	31
5.3.5. <i>Profondità di posa</i>	31
5.3.6. <i>Resistività termica del terreno</i>	31
5.3.7. <i>Tabulati di calcolo</i>	31
6. CALCOLO IMPIANTI BT	33
6.1. TIPOLOGIA DI IMPIANTO	33
6.2. PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI	34
6.3. ISOLAMENTO DELLE PARTI ATTIVE	35
6.4. PROTEZIONE CON INVOLUCRI E BARRIERE	35
6.5. CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA	35
6.6. CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA	36
6.7. CONFIGURAZIONE IMPIANTO	37
6.7.1. <i>Moduli fotovoltaici</i>	37
6.7.2. <i>Power Station PS e Inverter</i>	39
6.7.3. <i>Inverter</i>	41
6.7.4. <i>Quadro di parallelo BT</i>	44
6.7.5. <i>Trasformatore BT/36kV</i>	44
6.7.6. <i>Interruttori 36 kV</i>	44
6.7.7. <i>Quadri servizi ausiliari</i>	44
6.7.8. <i>Trasformatore BT/BT</i>	45
6.7.9. <i>UPS per servizi ausiliari</i>	45
6.7.10. <i>Sistema centralizzato di comunicazione</i>	45
6.8. VERIFICHE ELETTRICHE	46
6.8.1. <i>AREA PS1</i>	47
6.8.2. <i>AREA PS2</i>	47
6.8.3. <i>AREA PS3</i>	48

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	4

6.8.4.	AREA PS4	49
6.8.5.	AREA PS5	49
6.8.6.	AREA PS6	50
7.	DATASHEET	52
7.1.	MODULI FOTOVOLTAICI	52
7.2.	INVERTER.....	64
7.3.	CAVI 36 kV	69
7.4.	CAVI BT.....	72
7.5.	CAVI CC.....	75

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	5

1. PREMESSA

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, la società EG Atlante S.r.l. (con sede in Via dei Pellegrini 22 – 20122 Milano (MI) – P-Iva 12084630966) ha avviato un progetto per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile del tipo fotovoltaico, su un sito ricadente nel territorio dei Comuni di Guspini (SU) e Gonnosfanadiga (SU).

La società Hydro Engineering s.s. è stata incaricata di redigere il progetto definitivo ai fini autorizzativi. Il progetto definitivo consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra, interamente su strutture ad inseguimento monoassiale (trackers) su suolo agricolo da ubicarsi in Regione Sardegna e delle relative opere di connessione alla Rete a 36 kV, presso la nuova SE Terna RTN, da inserire in entra-esce alla linea 220 kV “Sulcis-Oristano” sita nel Comune di Guspini, Provincia Sud Sardegna.

L'impianto fotovoltaico ha potenza di picco pari a 24,54 MWp (19,8 MW in immissione) e sarà composto complessivamente da n.6 aree relative a 6 Power Station dalla potenza variabile da 3,96 MW a 4,15 MW, collegati fra loro attraverso una rete di distribuzione interna a 36 kV.

Presso ciascuna area di impianto verranno realizzate le Power Station e la cabina principale di impianto (MSS – Main switch station), dalla quale si dipartono le linee di collegamento a 36 kV interrate verso il punto di consegna, ubicato in un lotto di terreno a pochi km di distanza presso la nuova Stazione Elettrica Terna.

In adiacenza a quest'ultima sarà realizzato un edificio produttore per la messa a terra, la misura e il parallelo delle linee a 36 kV.

La presente relazione ha per scopo quello di illustrare le opere necessarie per la realizzazione del parco fotovoltaico “EG Atlante” e per la connessione dello stesso alla rete elettrica RTN, nonché quello di individuare in modo univoco i materiali di cui si farà uso e le specifiche lavorazioni previste, conformemente alle direttive e alla normativa vigente.

La tipologia di opera prevista rientra nella categoria “impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda” citata nell'All. IV lettera c) del D.Lgs 152/2006 aggiornato con il D.Lgs 4/2008 vigente dal 13 febbraio 2008.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	6

2. DESCRIZIONE GENERALE DELLE OPERE

2.1. RIFERIMENTI CARTOGRAFICI

Il nuovo impianto fotovoltaico in oggetto insisterà su un lotto di terreno sito nel comune di Gonnosfanadiga (Sud Sardegna) di estensione pari a circa 39,6 ha (41,6 ha proprietà catastale complessiva). La stazione elettrica di connessione SE Terna ricade invece nel territorio del Comune di Guspini (Sud Sardegna). Dal punto di vista cartografico, le opere in progetto sono individuate all'interno delle seguenti cartografie e Fogli di Mappa:

1) Impianto fotovoltaico "EG ATLANTE":

- Fogli I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alle seguenti codifiche "225_IV_SE Guspini";
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1: 10.000, fogli n° 546080, n° 547050;
- Fogli di mappa catastale del Comune di Gonnosfanadiga n°203, p.lle 104, 105, 18, 110 e 109;
- Fogli di mappa catastale del Comune di Gonnosfanadiga n°204, p.lle 1, 5, 6, 7, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 28, 29, 30, 40, 68, 79, 110, 11, 128, 129.

2) Cavidotto di connessione impianto:

- Fogli I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alle seguenti codifiche "225_IV_SE Guspini";
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1: 10.000, fogli n° 546080, n° 547050, n° 546040;

Tutto il tracciato del cavidotto si svilupperà lungo viabilità esistenti: Strada vicinale di Truscelli S'Ossegoni, Strada vicinale Villacidro, Strada vicinale vecchia per Villacidro; Strada vicinale vecchia di Cagliari, Strada vicinale Gonnosfanadiga, Ferrovia di Montevecchio, Strada comunale Meaboli.

3) Edificio produttore:

- Fogli I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alle seguenti codifiche "225_IV_SE Guspini"
- Carta tecnica regionale CTR, scala 1: 10.000, foglio n° 546040;
- Fogli di mappa catastale del Comune di Guspini n°330, p.lla 117.

Di seguito le coordinate assolute nel sistema UTM 33 WGS84 dell'impianto fotovoltaico e della sottostazione elettrica:

COORDINATE ASSOLUTE NEL SISTEMA UTM 33 WGS84			
DESCRIZIONE	E	N	H [m s.l.m.]
Parco fotovoltaico	471727	4375504	H=115/124
Cabina MSS	471650	4375091	H=124
Edificio Produttore	468369	4378436	H=97
SE TERNA	468467	4378553	H=94

Tabella 1 - Coordinate assolute del parco FV, della SE e dell'edificio produttore a 36 kV

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	7

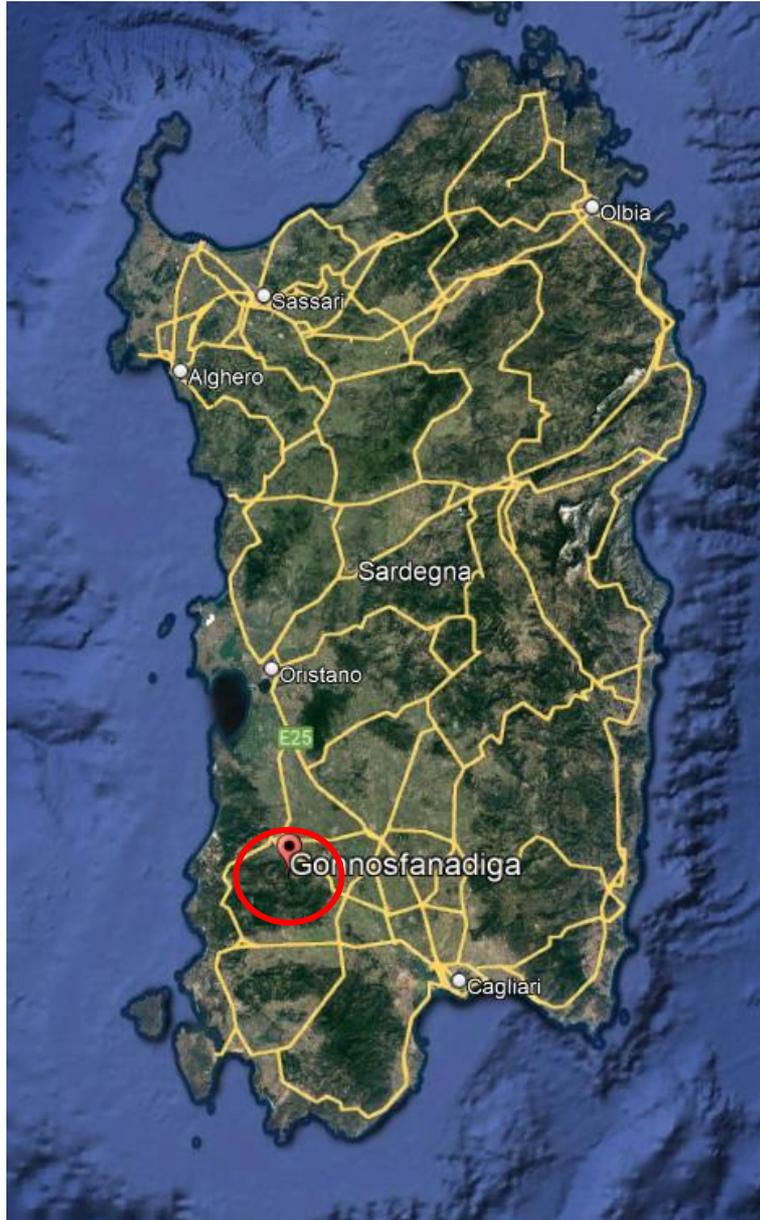


Figura 1 - Ubicazione area di impianto da satellite

COMMITTENTE



PROGETTISTA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	8

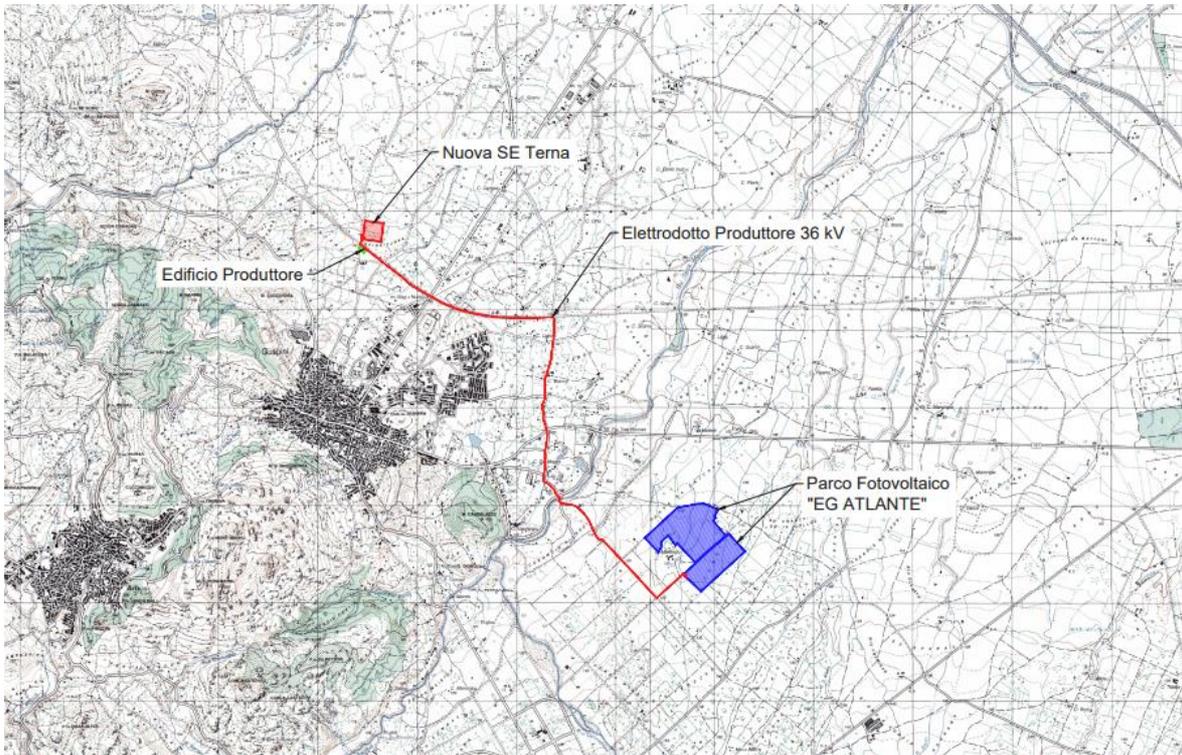


Figura 2 - Inquadramento impianto FV - EG ATLANTE e relative opere di connessione alla rete a 36 kV su IGM 1:25.000

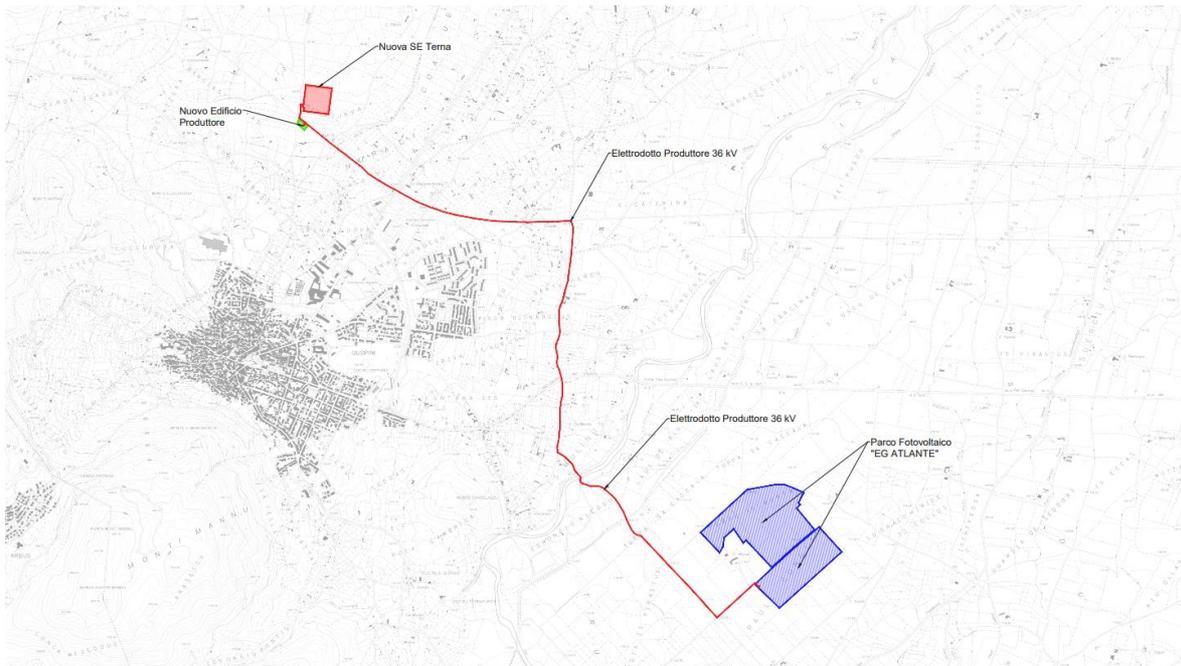


Figura 3- Inquadramento Impianto FV - EG ATLANTE e relative opere di connessione alla rete a 36kV su CTR

COMMITTENTE



PROGETTISTA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	9

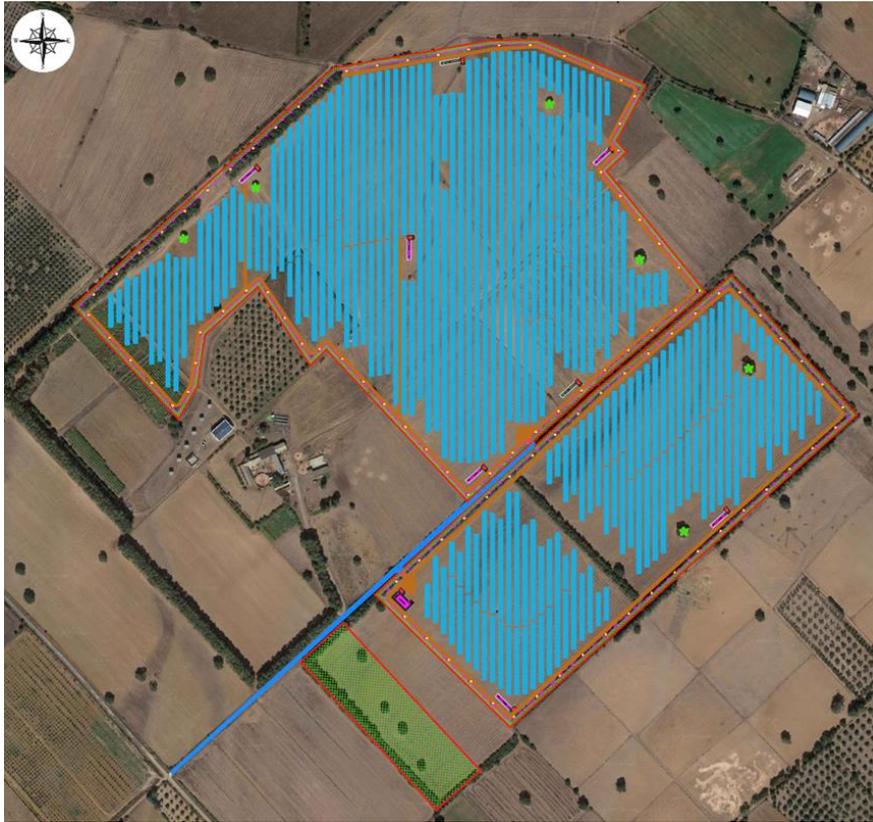


Figura 4- Inquadramento su ortofoto Impianto FV EG ATLANTE



Figura 5- Inquadramento su catastale Impianto FV EG ATLANTE

COMMITTENTE



PROGETTISTA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	10

2.2. DATI GENERALI IMPIANTO

L'impianto FV "EG ATLANTE", ubicato nel territorio dei comuni di Gonnosfanadiga (SU) e Guspini (SU), presenta le seguenti componenti principali:

- n. 41.600 moduli fotovoltaici che saranno installati su strutture metalliche di sostegno del tipo ad inseguimento monoassiale (trackers) fissate al terreno attraverso pali metallici infissi;
- n. 99 string-box che hanno lo scopo di ricevere i cavi BT provenienti dalle stringhe di impianto e "parallelare" gli stessi verso gli inverter centralizzati ubicati all'interno delle power station;
- n. 6 Power Station (PS). Le Power Station o cabine di campo hanno la duplice funzione di raccogliere l'energia elettrica in BT proveniente dalle stringhe di impianto ed elevare prima da corrente continua a corrente alternata attraverso idonei inverter in esse presenti ed elevare poi la tensione da bassa a 36 kV attraverso idoneo trasformatore BT/36kV. Le PS saranno collegate tra loro in entra-esce su tutti e due i sottocampi: Sottocampo A e Sottocampo B. Ciascun sottocampo trasporterà una potenza variabile da 12,39 a 12,16 MW e convergerà su un quadro a 36 kV verso la cabina di distribuzione MSS (Main switch station). Alle Power Station saranno convogliati i cavi provenienti dagli string box di impianto, che raccolgono a loro volta, i cavi provenienti dalle stringhe dei moduli fotovoltaici. In adiacenza a ciascuna PS saranno installati n. 6 container da utilizzare, ad oggi, come deposito con la possibilità di inserire, un domani, rack di batterie per futuri sviluppi di storage;
- una cabina principale di impianto (MSS – Main Switch Station), per la connessione e la distribuzione, nella quale verranno convogliate le linee a 36 kV relative ai due sottocampi di impianto A e B. All'interno della MSS avverranno le misure per mezzo di idonei quadri di misura e l'uscita verso il punto di consegna presso la nuova SE Terna 220/150 kV "Guspini". Una porzione della MSS sarà adibita a uffici e sarà adibita a locale "Control Room";
- una linea interrata a 36 kV di collegamento fra la cabina MSS e il punto di consegna, individuato nella Stazione elettrica Terna di futura realizzazione in entra-esce sulla linea 220kv "Sulcis-Oristano". La connessione a 36 kV non rende necessaria la realizzazione di una sottostazione elettrica; il cavo entrerà direttamente all'interno della SE Terna dove avverrà l'innalzamento a 220 kV e la distribuzione da parte dell'ente gestore Nazionale. In adiacenza alla SE verrà realizzato un edificio produttore che consentirà la messa a terra della linea, la misura e il convogliamento in SE.
- n. 2 Container denominati "AUX" da utilizzare, ad oggi, come deposito con la possibilità di inserire, un domani, rack di batterie per futuri sviluppi di storage.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	11

L'impianto è completato da:

- tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di trasmissione nazionale;
- opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, antintrusione, monitoraggio, viabilità di servizio, cancelli e recinzioni.

L'impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione). Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza potranno essere alimentati da un generatore temporaneo diesel di emergenza e da un sistema di accumulo ad esso connesso (sola predisposizione).

Da quanto progettato discendono i seguenti dati:

Elementi fisici impianto	Superficie impegnata	Superficie impegnata	Incidenza percentuale
	[m ²]	[ha]	
Proprietà	416.328,7	41,6	100,0%
Fascia di mitigazione a verde perimetrale	20.618,5	2,06	4,95%
Viabilità di servizio	14.219,06	1,42	3,42%
Area occupata da pannelli	124.784,4	12,48	29,97%
Cabine elettriche	513,49	0,05	0,12%
Corridoi tra pannelli	256.193,3	25,62	62%

Il grafico che segue indica l'incidenza percentuale di ciascuna delle superfici su riportate sul totale di 41,6 ha.

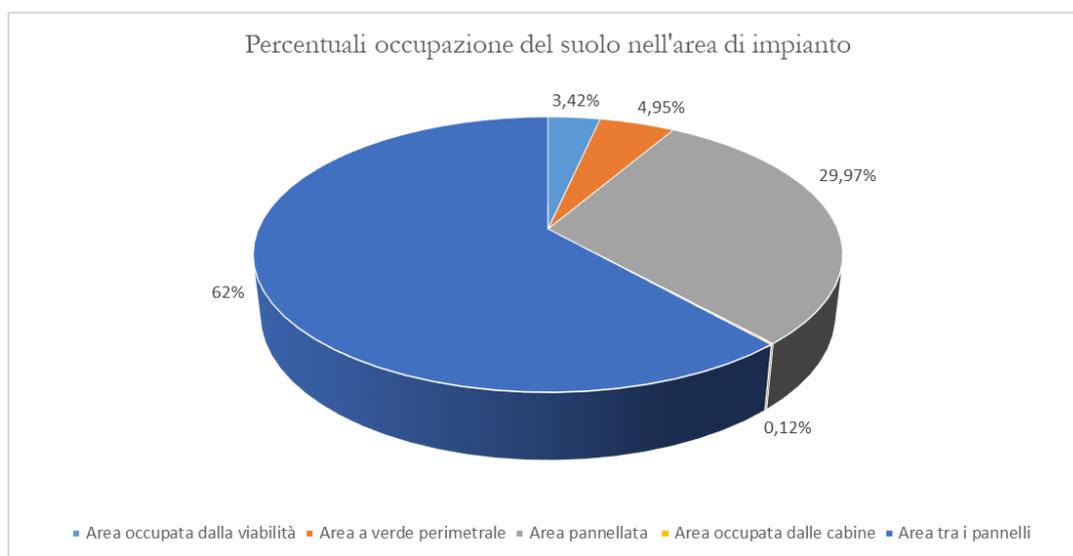


Figura 6 - Grafico che mostra l'incidenza percentuale della copertura di suolo sul totale disponibile

Come anticipato in premessa, ai fini della connessione alla rete di distribuzione dell'impianto in progetto, la società promotrice ha richiesto e ottenuto dal distributore apposito preventivo di connessione identificato con codice pratica 202101838, condizionato all'autorizzazione,

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	12

contestualmente alle opere di cui al presente progetto, delle opere necessarie per la connessione alla rete. La connessione avverrà attraverso la Stazione Elettrica di futura realizzazione a 220 kV da inserire in entra-esce sulla linea “Sulcis-Oristano” (di cui è promotrice e capofila altra società). Tali opere di rete, rientrando negli interventi di adeguamento e/o sviluppo della rete di distribuzione e/o della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), risultano essere **Opere di Pubblica Utilità**. Come indicato ai sensi dall’art. 1 octies della L. n.129/2010, esse costituiscono un unicum dal punto di vista funzionale con il progetto dell’impianto fotovoltaico in esame, e pertanto dovranno essere autorizzate in uno con lo stesso impianto fotovoltaico, ai sensi del D.Lgs. 387/03, art. 12 commi 3 e 4bis. L’impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione). Di seguito si riporta la descrizione sintetica dei principali componenti d’impianto; per dati di tecnici maggior dettaglio si rimanda a tutti i relativi elaborati specialistici.

2.3. CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L’impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica e sarà pertanto collegato alla rete elettrica di trasmissione nazionale RTN. L’impianto in progetto produce energia elettrica in BT su più linee in uscita dagli inverter centralizzati, le quali vengono convogliate verso appositi quadri nei locali di cabina (PS), dove avverrà la trasformazione BT/36kV. La linea in uscita dai trasformatori BT/36kV di ciascuna area di impianto verrà, quindi, vettoriata verso la main switch station (MSS), dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna nella rete di distribuzione in alta tensione, presso la Stazione Elettrica di futura realizzazione a 220/150 kV “Guspini” da inserire in entra-esce sulla linea “Sulcis-Oristano” (di cui è promotrice e capofila altra società).

Come già rappresentato nelle premesse, il generatore fotovoltaico è costituito da un totale di n.6 Power Station, di potenza variabile come di seguito rappresentato:

Area	Sottocampo	Potenza (KW)
Gonnosfanadiga	PS1	4,08
	PS2	4,15
	PS3	4,15
	PS4	4,11
	PS5	4,08
	PS6	3,97
Totale		24,54

Tabella 2 - Suddivisione in PS impianto FV

I moduli verranno installati su apposite strutture in acciaio zincato, del tipo ad inseguimento monoassiale, fondate su pali infissi e/o trivellati nel terreno.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	13

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale complessiva pari a **24.544,00 kW_p**, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme EN 60904-3.

Il generatore è composto complessivamente da 41.600 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, collegati in serie da 32 moduli tra loro così da formare gruppi di moduli denominati stringhe, le cui correnti vengono raccolte da inverter modulari centralizzati presenti nelle Power Station.

L'impianto nel suo complesso sarà quindi suddiviso in 6 distinte aree di potenza variabile; le stringhe di ogni campo verranno attestate a gruppi presso degli appositi String Box (in numero complessivo di 99), dove avviene il parallelo delle stringhe e il monitoraggio dei dati elettrici.

Da tali string box si dipartono le linee di collegamento verso le Power station, giungendo così in ingresso agli inverter, i quali prevedono già a bordo macchina il sezionamento e la protezione dalle sovratensioni e dalle correnti di ricircolo.

La tabella che segue mostra la suddivisione dell'impianto di generazione in campi, con i dati relativi al numero di stringhe e alla potenza nominale in c.c.

Area	Sezione tipo	Numero Stringbox per sezione inverter	Numero stringhe per ciascun Stringbox	Numero stringhe per sezione inverter	Numero moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kW]
PS1	A	12	13	156	6912	4078,08
		5	12	60		
PS2	B	16	13	208	7040	4153,6
		1	12	12		
PS3	B	16	13	208	7040	4153,6
		1	12	12		
PS4	C	10	14	140	6976	4115,84
		6	13	78		
PS5	D	8	14	112	6912	4078,08
		8	13	104		
PS6	E	2	14	28	6720	3964,8
		14	13	182		
TOTALI		99		1300	41600	24544

Tabella 3 - Dettaglio dimensionamento impianto

Coerentemente con la distribuzione delle aree e le suddivisioni per gruppi di stringhe, sono state individuate differenti configurazioni per le sezioni degli inverter, delle quali si dà dettaglio negli elaborati grafici di progetto.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	14

2.4. DATI GENERALI DEL PROGETTO

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa con le principali caratteristiche dell'impianto FV.

Committente	EG ATLANTE SRL Via dei Pellegrini 22, 20122 Milano (MI) P.I. 12084630966
Luogo di installazione	Comune di Gonnosfanadiga (Provincia Sud Sardegna) Comune di Guspini (Provincia Sud Sardegna)
Denominazione impianto	FV "EG ATLANTE"
Dati catastali area di progetto	Vedasi Paragrafo 2.1 della presente relazione specialistica
Superficie di interesse impianto	Area impianto: 39,6 ha (area catastale complessiva pari a 41,6 ha)
Potenza di picco (MW _p)	24.544,00 kW _p
Informazioni generali del sito	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. Presenza di ampi spazi con andamento piano altimetrico locale caratterizzato da un lieve declivio. L'area destinata alla SE Terna risulta facilmente raggiungibile e per lo più sub pianeggiante.
Impatto visivo	Impatto visivo contenuto mediante inserimento dei moduli FV in strutture di sostegno a bassa visibilità. L'area risulterà schermata da idonea fascia di mitigazione perimetrale di larghezza pari a 5,00 m.
Connessione	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno	Strutture metalliche in acciaio zincato ancorate a terra, del tipo ad inseguimento monoassiale
Inclinazione piano dei moduli	-60° +60° (inseguitori monoassiali)
Azimut di installazione	0°
Barriere architettoniche	Assenti
Posizione cabine di campo	n. 6 Power Station come da Layout (vedasi elaborati di Progetto)
Posizione cabine elettrica di connessione e distribuzione	n. 1 cabina di connessione e distribuzione (MSS)
Rete di collegamento	Cavi a 36 kV Punto di consegna a 36 kV presso SE RTN 220/150 kV Guspini

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	15

2.5. REQUISITI DI RISPONDENZA A NORME, LEGGI, REGOLAMENTI

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro” e le successive 626 e 494/96 con relativi aggiornamenti e circolari di riferimento.

Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti l'impianto, dovranno essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alla prescrizione di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alla prescrizione ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

2.6. GLOSSARIO E DEFINIZIONI USATE NEL TESTO

- *Cella fotovoltaica*: dispositivo fotovoltaico fondamentale che provvede alla generazione di energia elettrica se esposto alla radiazione solare;
- *Modulo fotovoltaico*: insieme di celle fotovoltaiche interconnesse fra loro e assemblate in supporti idonei dalle case produttrici, protette dall'ambiente circostante attraverso opportuni involucri. Il modulo fotovoltaico, con le sue caratteristiche elettriche (tensione e corrente nominali), costituisce l'unità elementare per la progettazione elettrica dell'impianto fotovoltaico.
- *Stringa fotovoltaica*: insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere la tensione di uscita desiderata;
- *Generatore FV*: insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere la potenza desiderata;
- *Impianto fotovoltaico*: impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in energia elettrica (effetto fotovoltaico); pertanto, esso rientra nella categoria degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (cioè la cui produzione di energia elettrica risulta aleatoria d in funzione del regime meteorologico istantaneo. L'impianto è essenzialmente costituito dal generatore fotovoltaico, dal gruppo di conversione e dal sistema di interfacciamento alla rete elettrica di distribuzione;
- *Inverter* dispositivo che provvede alla trasformazione dell'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico da corrente continua a corrente alternata;
- *Interfaccia rete*: dispositivo che provvede all'interfacciamento dell'impianto fotovoltaico all'impianto elettrico dell'utilizzatore e, quindi, alla rete elettrica locale;

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	16

- *Potenza di picco W_p* : potenza generata da un dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa o generatore) misurata ai morsetti in corrente continua e rimostrata alle condizioni di prova standard (abbr. STC) che risultano le seguenti: Air Mass = 1.5, irraggiamento solare sul piano dei moduli pari a 1 kW/m², temperatura di lavoro della cella fotovoltaica pari a 25°C;
- *Gestore della rete* è il soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti utilizzatori (es. AEM, ENEL, TERNA);
- *Cliente utilizzatore*: è la persona fisica o giuridica titolare di un contratto di fornitura di energia elettrica.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	17

3. DATI DI PROGETTO

I dati riportati nel seguito risultano strutturati e suddivisi secondo quanto riportato nella Guida CEI 0-2.

3.1. MODULO 1 - DATI DI PROGETTO DI CARATTERE GENERALE

<i>Pos</i>	<i>Dati</i>	<i>Valori stabiliti</i>	<i>Note</i>
1.1	Committente	EG ATLANTE SRL Via dei Pellegrini 22, 20122 Milano (MI) P.I. 12084630966	
1.2	Contatto	-	
1.3	Estremi del progettista	Progetto definitivo Hydro Engineering s.s. (società incaricata)	
1.4	Ubicazione	Comune di Gonnosfanadiga (Provincia Sud Sardegna) Comune di Guspini (Provincia Sud Sardegna)	
1.5	Scopo del lavoro	Realizzazione di un parco fotovoltaico su strutture ad inseguimento monoassiale della potenza complessiva di picco paria a 24,5 MWp, collegato alla rete elettrica RTN presso la SE Terna 220/150 kV Guspini di nuova realizzazione.	
1.6	Vincoli progettuali da rispettare	Area agricola. Vedasi relazione generale del progetto definitivo	
1.7	Informazioni di carattere generale	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. Presenza di ampi spazi con andamento piano altimetrico locale caratterizzato da un lieve declivio. L'area destinata alla SE Terna risulta facilmente raggiungibile e per lo più sub pianeggiante.	

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	18

3.2. MODULO 2 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLA SUPERFICIE DI POSA

<i>Pos</i>	<i>Dati</i>	<i>Valori stabiliti</i>	<i>Note</i>
2.1	Destinazione d'uso	Zona agricola	
2.2	Superfici disponibili	Area impianto: 39,6 ha (area catastale complessiva pari a 41,6 ha)	
2.3	Descrizione area	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. Presenza di ampi spazi con andamento piano altimetrico locale caratterizzato da un lieve declivio. L'area destinata alla SE Terna risulta facilmente raggiungibile e per lo più sub pianeggiante.	

3.3. MODULO 3 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLE INFLUENZE ESTERNE

<i>Pos</i>	<i>Dati</i>	<i>Valori stabiliti</i>	<i>Note</i>
3.1	Latitudine, longitudine	Parco fotovoltaico (lotto Mineo) E – 464220 N - 4132427 Parco fotovoltaico (lotto Caltagirone) E – 462350 N - 4123618 Area Storage E – 454425 N - 4125946 Area SE Terna E – 454338 N - 4125849	
3.2	Altitudine media	Parco fotovoltaico (lotto Mineo) Altitudine media 360 m slm Parco fotovoltaico (lotto Caltagirone) Altitudine media 290 m slm Area Storage SSE: Altitudine media 410 m slm Area SE Terna Altitudine media 410 m slm	
3.3	Radiazione solare	<i>Vedi tabella modulo 7</i>	

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	19

3.4	Temperatura: <input type="checkbox"/> min/max all'aperto <ul style="list-style-type: none"> ▪ media del giorno più caldo ▪ media delle massime mensili ▪ media annuale 	<i>Vedi tabella modulo 7</i>	
3.5	Formazione di foschie/nebbie	Possibile	
3.4	Presenza di corpi solidi estranei: Presenza di polvere/sabbia:	SI SI	Prevedere un corretto grado di protezione (IP)
3.4	Presenza di liquidi: Tipo di liquido <ul style="list-style-type: none"> ▪ Possibilità di stillicidio ▪ Esposizione alla pioggia ▪ Esposizione agli spruzzi ▪ Possibilità di getti d'acqua ▪ Nebbia salina 	Acqua - SI - - SI	Prevedere il posizionamento delle apparecchiature elettriche in cabina protetta
3.5	Condizioni del terreno: Carico specifico ammesso (N/m ²) <ul style="list-style-type: none"> ▪ Livello della falda freatica (m) ▪ Profondità della linea di gelo ▪ Resistività elettrica (\square m) ▪ Resistività termica del terreno 	Vedi Relazione geologica	
3.6	Ventilazione dei locali: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Naturale ▪ Forzata ▪ Naturale assistita da ventilazione forzata ▪ Numero di ricambi 	Locale quadri elettrici SI SI (locale trafo) SI (locale trafo) Come da specifiche produttore	
3.7	Dati di ventosità (UNI 10349): <ul style="list-style-type: none"> ▪ Direzione prevalente: ▪ Media annuale: ▪ Massima velocità di progetto ▪ Pressione del vento 	Vedi relazioni di calcolo strutturale	
3.8	Carico di neve	Vedi relazioni di calcolo strutturale	
3.9	Effetti sismici	Vedi relazioni di calcolo strutturale	
3.10	Livelli massimi di rumore	n.a.	
3.11	Condizioni ambientali speciali	Riferimento a specifiche progettuali	

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	20

3.4. MODULO 4 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLA RETE DI COLLEGAMENTO

<i>Pos</i>	<i>Dati</i>	<i>Valori stabiliti</i>	<i>Note</i>
4.1	Tipo di intervento richiesto <ul style="list-style-type: none"> ▪ Nuovo impianto ▪ Trasformazione ▪ Ampliamento 	SI NO NO	
4.2	Dati del collegamento elettrico <ol style="list-style-type: none"> 1. Gestore rete 2. Numero Cliente 3. Descrizione della rete di collegamento 4. Punto di consegna 5. Tensione nominale (U_n) 6. Potenza disponibile continua 7. Potenza disponibile di punta 	<input type="checkbox"/> TERNA (*) <input type="checkbox"/> --- <input type="checkbox"/> Rete di trasmissione nazionale <input type="checkbox"/> consegna 36 kV <input type="checkbox"/> 220/336 kV trifase <input type="checkbox"/> 19,8 MW <input type="checkbox"/> 24,5 MW (*) collegamento alla RTN direttamente a 36 kV	
4.3	Misura dell'energia	Contatori da installare nel quadro generale d'impianto con piombatura per la misura fiscale (UTF) presso l'edificio produttore	
4.4	Consumi elettrici	Per servizi ausiliari <ul style="list-style-type: none"> - Ausiliari cabine - Illuminazione esterna - Sistemi di sicurezza e allarme 	

3.5. MODULO 5 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

<i>Pos</i>	<i>Dati</i>	<i>Valori stabiliti</i>	<i>Note</i>
5.1	Caratteristiche di installazione	Strutture di sostegno moduli del tipo ad inseguimento monoassiale, in acciaio zincato a caldo, su pali infissi e/o pali trivellati.	
5.2	Posizione convertitori statici	In interno, in cabinato metallico (Power Station)	
5.3	Posizione quadri elettrici	String box: presenti in esterno fissati all'interno delle strutture delle pensiline fotovoltaiche.	

COMMITTENTE



PROGETTISTA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	21

		Quadri di parallelo: all'interno della cabina di trasformazione (shelter metallico) Quadri bt: all'interno della cabina di trasformazione (shelter metallico)	
5.4	Illuminazione artificiale	Aree esterne: prevista con pali nei pressi delle PS e delle cabine principali, illuminazione a led rivolte rigorosamente verso il basso. Prevista lungo il perimetro di impianto Locali quadri: illuminazione con plafone interne. Si confermano i requisiti minimi per l'illuminazione artificiale previsti nella normativa di riferimento	

3.6. MODULO 6 – DATI AMBIENTALI DEL SITO, DATI DI RILIEVO CLINOMETRICO E DIAGRAMMA DELLE OMBRE AREA GONNOSFANADIGA

Ai fini del calcolo della radiazione solare media annua su base giornaliera, si è fatto uso del database, internazionale MeteoNorm, che rende disponibili i dati meteorologici per la località di Gonnosfanadiga: l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito. In particolare, sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 8.0, aggiornati alla data di stesura del progetto definitivo. Nelle immagini che seguono si riportano i dati meteorologici assunti per la presente relazione.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	63.1	29.60	10.30	83.6	80.0	1.964	1.893	0.923
February	81.9	36.20	10.40	107.0	102.8	2.513	2.417	0.921
March	132.5	54.00	12.40	173.8	167.6	4.021	3.858	0.904
April	159.7	66.00	14.90	203.9	196.8	4.646	4.450	0.889
May	199.9	76.50	18.80	256.8	248.4	5.708	5.465	0.867
June	225.1	73.00	23.00	295.6	286.6	6.408	6.127	0.844
July	236.4	70.60	25.60	311.4	302.1	6.639	6.348	0.830
August	206.1	66.10	25.80	272.4	264.0	5.928	5.677	0.849
September	147.5	58.80	22.40	192.7	186.0	4.284	4.110	0.869
October	109.5	47.40	19.10	142.0	136.6	3.227	3.104	0.891
November	66.7	32.70	14.60	86.6	82.9	2.002	1.930	0.908
December	55.6	27.40	11.50	71.2	68.0	1.661	1.601	0.916
Year	1684.0	638.30	17.44	2197.0	2121.7	49.002	46.980	0.871

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 7 - Dati meteorologici (fonte Meteonorm 8.0)

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	22

Il grafico che segue mostra le altezze massime e minime del sole nell'arco dell'anno, e il diagramma delle ombre dovuto al paesaggio circostante. Si tratta di un diagramma orientativo, che tiene conto della posizione del sito e delle interferenze con l'ambiente circostante. Sulla base dei modelli DTM tridimensionali del terreno, è stato elaborato il profilo del terreno per la determinazione delle ombre lontane, che di seguito si riporta.

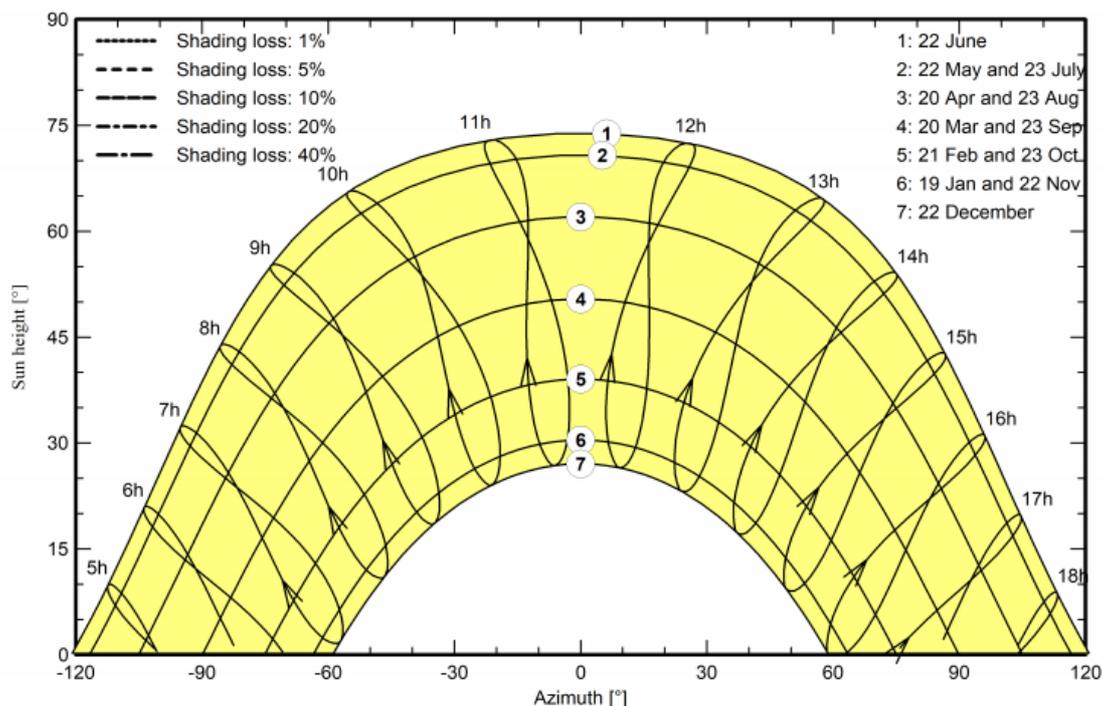


Figura 8 - Diagramma clinometrico

A seguito dei rilievi effettuati in sede di sopralluogo, è stato accertato che non esistono ostacoli significativi tali da presentare ombreggiamenti locali sulla superficie dell'impianto fotovoltaico.

3.7. MODULO 7 – NORMATIVA DI RIFERIMENTO (PRINCIPALI PER PROGETTAZIONE E REALIZZAZIONE)

DPR	547/55	Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro
Legge	46/90	Norme per la sicurezza degli impianti
DPR	447/91	Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti
D.Lgs	163/06	Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle Direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE
D.Lgs	626/94	Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	23

D.Lgs	494/96	Attuazione della direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili
D.Lgs	31/08	Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.
D.Lgs	81/08	Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.
D.Lgs	106/09	"Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"
D.M.	14/01/08	Norme tecniche per le costruzioni
D.M.	28/07/05	Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
D.M.	06/02/06	Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
D.M.	23/02/07	Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici
DPR	554/99	in materia di lavori pubblici
CEI	0-2	Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
CEI	11-1	Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
CEI	11-17	Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
CEI	11-20	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti i I e II categoria
CEI	13-4	Sistema di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica
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	20-40	Guida per l'uso di cavi in bassa tensione
CEI	20-67	Guida per l'uso di cavi 0,6/1 kV
CEI	22-2	Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
CEI	23-46	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Prescrizioni particolari per sistemi in tubi interrati

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	24

CEI	23-51	Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare
CEI	64-8	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
CEI	64-12	Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
CEI	81-1	Protezione delle strutture contro i fulmini
CEI	82-1	Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
CEI	82-2	Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizioni per celle solari di riferimento
CEI	82-3	Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
CEI	82-4	Protezione contro la sovratensione dei sistemi fotovoltaici per la produzione di energia - Guida
CEI	82-8	Moduli fotovoltaici in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI	82-9	Sistemi fotovoltaici – Caratteristica dell'interfaccia di raccordo alla rete
CEI	82-15	Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI	82-16	Schiere di moduli fotovoltaici in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
CEI	82-17	Sistemi fotovoltaici di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
CEI	82-22	Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
CEI	82-25	Guida per la realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione
CEI	EN 60099-1-2	Scaricatori
CEI	EN 60439-1-2-3	Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione
CEI	EN 61215	Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI	UNEL 35024-1	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria

COMMITTENTE



PROGETTISTA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	25

CEI	UNEL 35364	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
UNI	8477	Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta
UNI	9488	Energia solare – vocabolario
UNI	10349	Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici
AEEG	28/06	Condizioni tecnico economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del D.Lgs. 387 del 29/12/2003
AEEG	188/05	Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005
ENEL	DK5970	Prescrizioni Enel Distribuzione Spa - Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di ENEL distribuzione Ed. II Febbraio 2006
ENEL		Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione

COMMITTENTE



PROGETTISTA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	26

4. CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE

Il layout d'impianto è stato sviluppato tenendo conto delle caratteristiche specifiche del sito, nonché delle specifiche esigenze del Committente, emerse in fase di kick off meeting e da successivi incontri con il progettista.

Sulla base di tali indicazioni è stata avviata l'attività di progettazione, tenendo conto, oltre che delle norme tecniche di settore precedentemente citate, anche dei seguenti aspetti:

- rispetto dei confini dei siti disponibili;
- posizione delle strutture ad inseguimento monoassiale in modo da minimizzare gli ombreggiamenti reciproci
- disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in parte ad inseguimento monoassiale ed in parte fisse;
- interfila tra le strutture degli inseguitori pari a 6,0 m, tale da garantire il passaggio dei mezzi che accedono per la manutenzione;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ostacoli esistenti.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	27

5. CALCOLO IMPIANTI 36 KV DI CONNESSIONE CON LA SE TERNA 220/150 “GUSPINI”

Il parco fotovoltaico in progetto convoglierà l'energia prodotta verso una nuova Stazione Elettrica Terna 220/150 kV, da realizzarsi presso il comune di Guspini (SU) da inserire in entra-esce alla linea 220 kV “Sulcis-Oristano” sita nel Comune di Guspini, Provincia Sud Sardegna.

Prima dell'ingresso nell'area Terna sarà presente un edificio produttore in cui avverrà la misura, il parallelo e la messa a terra dei cavi a 36 kV provenienti dall'area di impianto.

All'interno dell'edificio sono presenti, un locale quadri, un locale misure, un'area ufficio e un locale G.E per un generatore elettrico ausiliario. Da tale edificio, il cavo a 36 kV entrerà direttamente in SE Terna dove la linea verrà innalzata alla tensione di 220 kV in apposito stallo ed immessa in rete. Il collegamento avverrà attraverso 2 terne di cavi a 36 kV in conformazione (3x1x630) con cavo ARE4H5EE 20,8/36 kV; questi cavi, ad oggi considerati Medium Voltage Cable, sono del tipo in alluminio, “shock resistant” con isolamento XLPE.

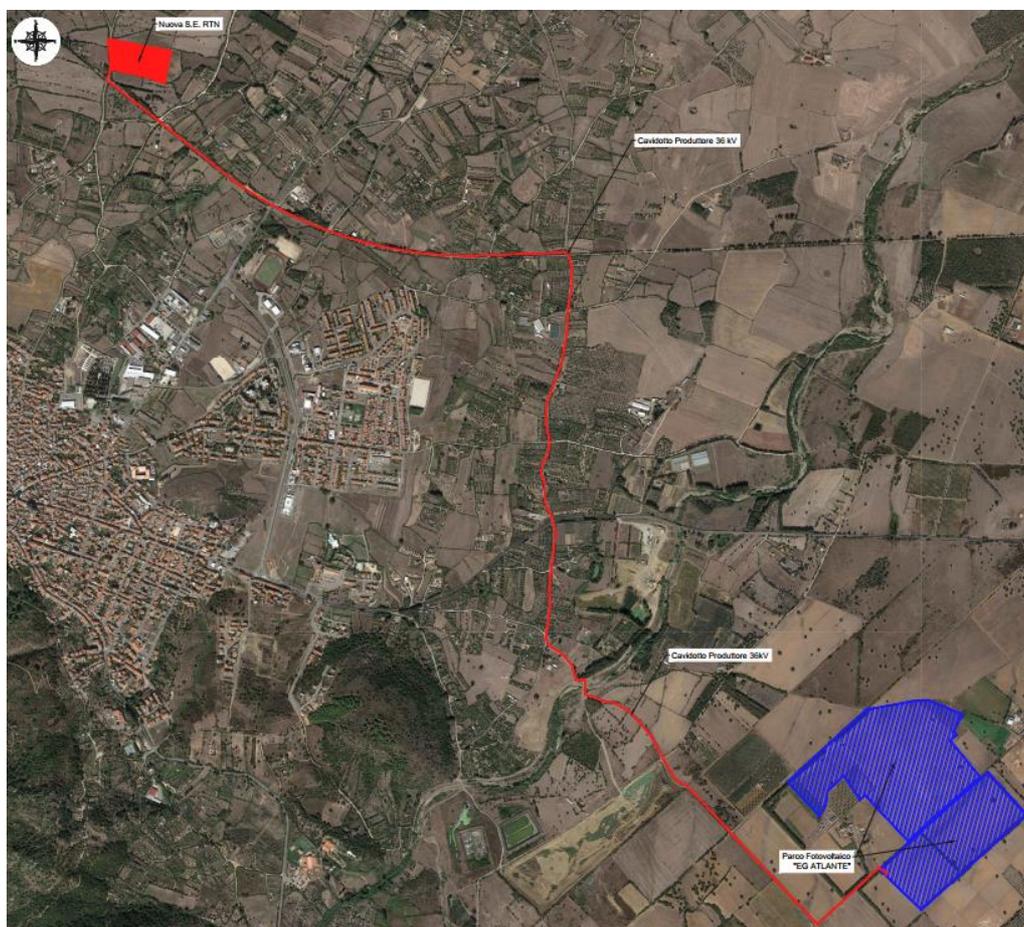


Figura 9- Inquadramento su ortofoto Impianto FV EG ATLANTE e relative opere di connessione alla rete a 36kV

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	28

5.1. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO

Il dimensionamento dei cavi è stato fatto tenendo conto delle seguenti disposizioni, tratte dalla norma (CEI 11-17):

- Caduta di tensione lungo la linea minore del 3%;
- Perdite di potenza minori del 5%.

Una volta determinata la sezione dei singoli cavi in funzione delle specifiche appena riportate, si procederà ad effettuare la verifica termica, attraverso il calcolo delle correnti di corto circuito previste e la verifica della tenuta termica dei cavi.

5.2. CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE

Per il calcolo delle cadute di tensione sui singoli cavi, si è tenuto conto dei parametri longitudinali dei cavi, della potenza attiva transitante e di quella reattiva, attraverso la formula:

$$\Delta V = \frac{(P * R + Q * X)}{V^2}$$

- P: potenza transitante;
 Q: potenza reattiva, calcolata considerando un fattore di potenza pari a 0,95;
 R: resistenza di fase del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;
 X: reattanza longitudinale di fase del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;
 V: tensione di esercizio del cavo (150kV).

Per quanto riguarda le perdite di potenza per effetto Joule, si è fatto uso della formula:

$$P = 3 * R * I^2$$

- R: resistenza longitudinale del cavo;
 I: corrente transitante.

5.3. CALCOLO DELLE PORTATE

Per la determinazione della portata dei cavi sarà applicato il metodo descritto dalla tabella CEI-UNEL 35026 e dalla norma CEI 11-17.

A partire dalla portata nominale del cavo, si calcola la portata effettiva sulla base di un fattore correttivo:

$$I_z = I_0 * K1 * K2 * K3 * K4$$

Dove

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	29

- I_z = portata effettiva del cavo
- I_o = portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20°C;
- K_1 = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C;
- K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;
- K_3 = Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da 0,8 m;
- K_4 = Fattore di correzione per resistività termica diversa da 1,5 k*m/W.

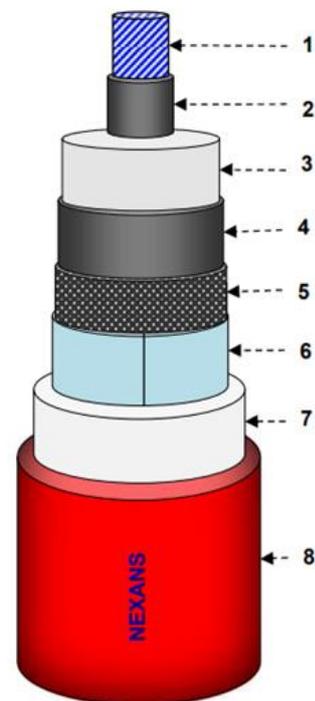
5.3.1. Dati tecnici del cavo utilizzato

I cavi di cui si farà uso saranno del tipo unipolari, con conduttori in alluminio compatto, di sezione indicativa variabile dai 185 mm² a 630mm² tamponato:

- 1 Conduttore in alluminio;
- 2 Protezione estrusa del conduttore;
- 3 Isolamento XLPE;
- 4 Schermo dell'isolamento;
- 5 Protezione impermeabile longitudinale;
- 6 Schermo metallico e barriera d'acqua radiale;
- 7 Prima guaina PE estruso;
- 8 Seconda guaina PE.

CONSTRUCTION

- 1. Conductor**
stranded, compacted, round, aluminium - class 2 acc. to IEC 60228
- 2. Conductor screen**
extruded semiconducting compound
- 3. Insulation**
extruded cross-linked polyethylene (XLPE) compound
- 4. Insulation screen**
extruded semiconducting compound - fully bonded
- 5. Longitudinal watertightness**
semiconducting water blocking tape
- 6. Metallic screen and radial water barrier**
aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)
- 7. First sheath - 1**
extruded PE compound - colour: natural
- 8. Second sheath - 2**
extruded PE compound - colour: red with improved impact resistance



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	30

Di seguito le caratteristiche tecniche del cavo.

Tipo	ARE4H5EE o equivalente			
Tensione nominale [kV]:	20,8/36	20,8/36	20,8/36	20,8/36
Formazione e sezione [mm ²]:	1 x 185	1 x 240	1 x 500	1 x 630
Resistenza a 90 °C [Ω /km]:	0,211	0,161	0,079	0,063
Reattanza [Ω /km]:	0,122	0,116	0,104	0,100
Capacità [μ F/km]:	0,221	0,252	0,337	0,367
Portata per posa interrata a 20°C [A]	320	370	545	620

Tabella 1 – Caratteristiche cavi 36 kV

5.3.2. Temperatura del terreno

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura del terreno effettiva, diversa da quella STC di riferimento (20°).

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in XLPE			
Temperatura ambiente	15°C	20°C	25°C	30°C
Coefficiente	1,04	1	0,96	0,93

È stata stimata una temperatura massima del terreno pari a 25°C alla profondità di posa dei cavi, per cui il fattore correttivo utilizzato sarà **K1 = 0,96**.

5.3.3. Numero di terne per scavo

A scopo cautelativo, si è preso quale valore di riferimento quello pari al numero massimo di cavi presenti in parallelo lungo tutta la tratta, ottenendo così un margine di sovradimensionamento rispetto alle effettive condizioni di esercizio. In particolare, si considera la compresenza di n.2-3 terne di cavi MT all'interno della medesima sezione di scavo, posati all'interno di tubazioni interrate. Sulla base di ciò, sono stati applicati i seguenti fattori correttivi **K2**.

	Distanza fra i circuiti 0,25 m		
N. circuiti	1	2	3
Coefficiente	1,00	0,9	0,85

Il progetto prevede la posa di due terne di cavi lungo il tracciato. Pertanto, si assumerà il coefficiente **K2** pari a 0,9.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	31

5.3.4. Posa direttamente interrata

Considerata la tipologia di posa, ossia direttamente interrata, non occorre applicare alcun fattore correttivo alla portata.

Si considerano infatti trascurabili le brevi tratte di posa in tubazione interrata relative a particolari attraversamenti, il cui effetto risulta di modesta entità.

A maggior salvaguardia, in corrispondenza di tali attraversamenti, la distanza fra le tubazioni interrate verrà aumentata sino a 0,5 m, così da potersi considerare validi gli stessi coefficienti di cui al paragrafo precedente, come previsto dalla norma CEI 11-17 allegato B tab. III.

5.3.5. Profondità di posa

In generale, per tutte le linee elettriche, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, senza ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità minima di 1,50 m dal piano di calpestio. In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue.

	Cavi con isolamento in EPR			
Profondità posa (m)	0,8	1,0	1,1 (Interpolato)	1,2
Coefficiente	1,00	0,98	0,97	0,96

Considerando il valore di posa di 1,10 m, si è ricavato il valore del coefficiente correttivo, che risulta **K3 = 0,97**.

5.3.6. Resistività termica del terreno

In generale, per tutte le linee elettriche, si considera la posa in terreno asciutto (condizione più gravosa) con una resistività termica del terreno pari a 1,5 K*m/W.

Pertanto, non si applica alcun fattore correttivo e si utilizzerà **K4 = 1**.

5.3.7. Tabulati di calcolo

Le tabelle che seguono riportano il dimensionamento delle linee elettriche in cavo interrato a 36 kV di collegamento con la SE. I valori di portata indicati per i cavi tengono conto dei fattori correttivi introdotti nei paragrafi precedenti.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	32

LINEA	TRATTA	PARTENZA	ARRIVO	Sezione cavo [mm ²]	Lunghezza cavo [m]	Potenza di picco [MWp]	Corrente nominale [A]	Portata cavo nominale [A]	N. circuiti nella sez. di scavo	K correttivo portata	Portata cavo corretta [A]	Dimensionamento in portata	Resistenza cavo [Ω]	Reattanza cavo [Ω]	Potenza reattiva [MVAr]	ΔV %	ΔV % cumulato	Potenza persa [kW]	Δp %	Δp kW	
SOTTOCAMPO A	PS1 - PS2	PS1	PS2	3x1x185	640,00	4,08	68,93	320	1	0,885	283,08	24%	0,1350	0,078	1,340	0,05%	0,13%	1,925	0,05%	1,925	
	PS2 - PS3	PS2	PS3	3x1x240	345,00	8,23	139,13	370	2	0,801	296,31	47%	0,0535	0,040	2,706	0,04%	0,08%	3,226	0,04%	3,226	
	PS3 - MSS	PS3	MSS	3x1x500	210,00	12,39	209,33	545	2	0,801	436,45	48%	0,0166	0,022	4,071	0,02%	0,04%	2,181	0,02%	2,181	
	PS4 - PS6	PS4	PS6	3x1x185	750,00	4,12	69,56	320	1	0,885	283,08	25%	0,1883	0,092	1,353	0,06%	0,09%	2,297	0,06%	2,297	
SOTTOCAMPO B	PS6 - PS5	PS6	PS5	3x1x240	405,00	8,08	136,58	370	2	0,801	296,31	46%	0,0652	0,047	2,656	0,05%	0,07%	3,649	0,05%	3,649	
	PS5 - MSS	PS5	MSS	3x1x500	170,00	12,16	205,50	545	2	0,801	436,45	47%	0,0134	0,018	3,996	0,02%	0,03%	1,701	0,01%	1,701	
LINEA MSS-EDIFICIO PROD.	MSS - Edificio Produttore	MSS	ED. PROD.	3x1x630	596,00	12,27	207,42	620	2	0,801	496,52	42%	0,3755	0,596	4,034	0,54%	0,54%	48,461	0,39%	48,461	
	MSS - Edificio Produttore	MSS	ED. PROD.	3x1x630	596,00	12,27	207,42	620	2	0,801	496,52	42%	0,3755	0,596	4,034	0,54%	0,54%	48,461	0,39%	48,461	
EDIFICIO PROD. SE.TERNA	Edificio produttore SE.Terna	ED. PROD.	SE.TERNA	3x1x630	175,00	12,27	207,42	620	2	0,801	496,52	42%	0,0110	0,018	4,034	0,02%	0,02%	1,423	0,01%	1,423	
	Edificio produttore SE.Terna	ED. PROD.	SE.TERNA	3x1x630	175,00	12,27	207,42	620	2	0,801	496,52	42%	0,0110	0,018	4,034	0,02%	0,02%	1,423	0,01%	1,423	
POTENZA COMPLESSIVA						24,544														114,747	0,47%

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	33

6. CALCOLO IMPIANTI BT

Al fine di poter collettare l'energia prodotta dai sottocampi e poterla immettere in rete, il progetto dell'impianto fotovoltaico prevede una serie di opere accessorie, che nel loro complesso vengono indicate come impianto di connessione a rete.

6.1. TIPOLOGIA DI IMPIANTO

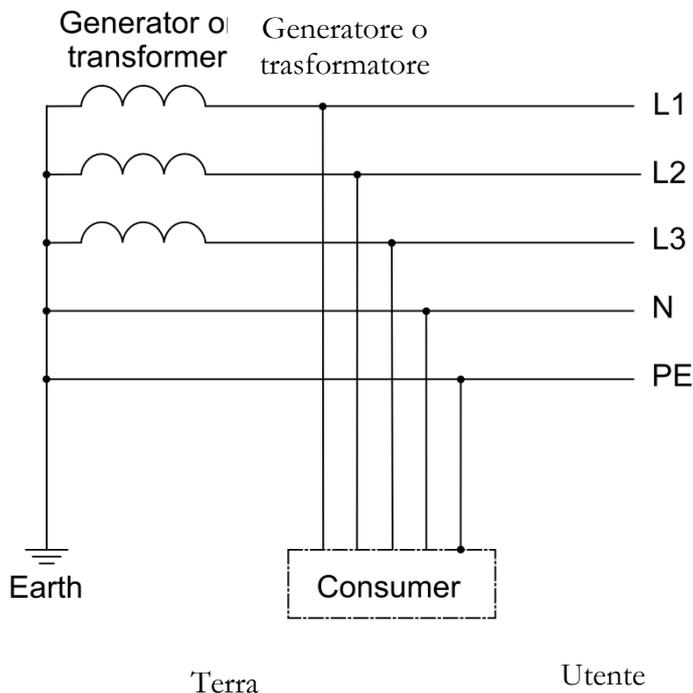
L'impianto elettrico da realizzare rientra tra gli impianti di prima categoria (classificazione CEI 64-8 Art 21.1 – distribuzione e utenze in c.a. con tensione nominale minore di 1000V) e prevede la realizzazione di cabina di trasformazione propria (fornitura a carico dell'ENEL in M.T. con sistema TN-S).

In base all'Art.413.1.3 della sopracitata normativa si è attuata la protezione contro i contatti indiretti prevista per il sistema TN-S.

L'impianto TN-S (CEI 64-8 Art. 312.2) è definito nel seguente modo:

- T collegamento diretto a terra di un punto del sistema elettrico (nel caso in particolare il neutro);
- N collegamento delle masse al punto del sistema elettrico collegato a terra;
- S conduttori di neutro e protezione separati.

Lo schema di connessione è mostrato nella figura seguente.



Nel rispetto di quanto sopra si opererà in base a quanto di seguito descritto.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	34

Il centro stella del trasformatore, il conduttore di neutro, il conduttore di protezione ed il conduttore di terra saranno collegati ad un unico collettore di terra (piastra metallica in rame o in ferro).

Per realizzare una corretta protezione contro i contatti indiretti, in accordo alla norma CEI 64-8/4, occorre rispettare la seguente relazione:

$$I \leq \frac{U_o}{Z_s} \quad (\text{CEI 64-8 Art. 413.1.3})$$

dove:

U_o = tensione nominale verso terra dell'impianto in Volt;

Z_s = impedenza totale in ohm del circuito di guasto, che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto dove si verifica il guasto e il tratto del conduttore di protezione PE tra il punto del guasto e la sorgente (valore in ohm);

I = valore in ampere della corrente d'intervento entro 5 sec. del dispositivo di protezione.

In pratica (verificate le I_{cc} minime verso terra), per soddisfare questa condizione nei quadri elettrici dell'impianto di sollevamento sono previsti degli interruttori automatici di tipo magnetotermico con intervento istantaneo, a protezione di tutti i circuiti in partenza dai quadri elettrici. Inoltre, in tutti i circuiti terminali sono stati previsti interruttori automatici ad intervento differenziale ad alta sensibilità, al fine di ottenere una protezione aggiuntiva contro i contatti diretti.

6.2. PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i contatti diretti ha lo scopo di proteggere le persone dalle conseguenze di contatti con parti elettricamente attive, che sono in tensione durante il normale esercizio dell'impianto.

Essa può essere realizzata mediante l'isolamento delle parti attive e mediante involucri o barriere, al fine di realizzare una protezione totale, o mediante ostacoli e distanziamento, al fine di fornire una protezione parziale. In aggiunta ad esse, può essere realizzata una protezione aggiuntiva mediante l'utilizzo di interruttori differenziali con corrente differenziale nominale di valore non superiore a 30 mA.

La norma CEI 64-8, prescrive che a tutti i componenti dell'impianto sia applicata una misura di protezione contro i contatti diretti. Nel caso in esame, trattandosi d'impianti accessibili anche a persone non aventi conoscenze tecniche o esperienza sufficiente a evitare i pericoli dell'elettricità (persone non addestrate), è necessario adottare le misure di protezione totale citate in precedenza.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	35

6.3. ISOLAMENTO DELLE PARTI ATTIVE

Le parti che sono normalmente in tensione devono essere ricoperte completamente da un isolamento non rimovibile, se non per distruzione dello stesso, rispondente ai requisiti richiesti dalle norme di fabbricazione del relativo componente. L'isolamento deve resistere agli sforzi meccanici, chimici, elettrici e termici che possono manifestarsi durante il normale funzionamento dell'impianto. Considerando, per esempio, un cavo elettrico, si dovrà provvedere alla sua protezione da calpestii, strappi, surriscaldamenti, ecc. nel caso che questi possano verificarsi durante l'esercizio, mediante le appropriate modalità di posa.

Se l'isolamento è applicato durante l'installazione del componente, la sua efficacia deve essere equivalente a quella di analoghi componenti costruiti in fabbrica.

6.4. PROTEZIONE CON INVOLUCRI E BARRIERE

E' evidente che vi sono delle parti attive, come i morsetti, gli interruttori di sezionamento, i quadri elettrici, ecc. che devono essere accessibili e non possono essere completamente isolate. In questi casi la protezione può essere effettuata tramite involucri e barriere.

Gli involucri assicurano un determinato grado di protezione contro la penetrazione di corpi solidi o liquidi, mentre le barriere sono degli elementi che assicurano un determinato grado di protezione contro i contatti diretti solo lungo le normali direzioni d'accesso.

Il grado minimo di protezione richiesto dalla norma CEI 64-8 è IP2X, ossia protetto dai corpi solidi di dimensioni superiori a 12 mm, o IPXXB, ossia inaccessibilità al dito di prova. Per le superfici superiori di involucri orizzontali a portata di mano è richiesto un grado di protezione minimo IP 4X, corrispondente alla protezione contro corpi solidi di dimensioni superiori a 1 mm, o IPXXD, ossia inaccessibilità al filo di prova di 1 mm. Questa regola non si applica a quei componenti che, per la loro specifica funzione, non ammettono il grado di protezione richiesto, come i portalampane e certi tipi di portafusibili.

Se la protezione è realizzata durante l'installazione sul posto, è richiesta una distanza minima fra le barriere o involucri e le parti attive di almeno 40 mm.

In base all'art. 412.5 della norma 64-8, è stata inoltre prevista la protezione aggiuntiva contro i contatti indiretti mediante l'uso d'interruttori differenziali con corrente d'intervento non superiore a 30 mA in tutti i circuiti terminali previsti.

6.5. CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	36

- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

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

per i seguenti valori:

- Perdite per riflessione.
- perdite per ombreggiamento.
- Perdite per mismatching.
- Perdite per effetto della temperatura.
- Perdite nei circuiti in continua.
- Perdite negli inverter.
- Perdite nei circuiti in alternata.

Per il calcolo dettagliato dell'energia producibile dall'impianto, si rimanda alla specifica relazione R.10.

6.6. CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-00 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 60 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 0 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

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

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

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

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	37

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

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

6.7. CONFIGURAZIONE IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica e sarà collegato alla rete elettrica di distribuzione a 36 kV. L'impianto in progetto produce energia elettrica in BT su più linee convogliate dagli string box all'interno delle Power Station dove avverrà la trasformazione da corrente continua in corrente alternata per mezzo degli inverter centralizzati e, dopo il convogliamento in appositi quadri di cabina, la trasformazione BT/36kV. La linea a 36kV in uscita dai trasformatori di ciascuna porzione di impianto verrà, quindi, vettoriata verso la Main Switch Station (MSS), dove avverranno le misure e la partenza verso il punto di consegna nella rete di distribuzione presso la nuova stazione elettrica Terna "SE RTN 220/150 kV" sita nel comune di Guspini.

Il generatore fotovoltaico è elettricamente costituito da n.6 aree di potenza variabile. Per i dettagli si veda il paragrafo 2.3 della presente relazione specialistica.

6.7.1. Moduli fotovoltaici

I moduli previsti dal presente progetto sono tutti della medesima tipologia e taglia. Si tratta dei moduli Trina Solar, modello TSM-DEG20C.20, moduli in silicio monocristallino bifacciale a 120 celle, la cui potenza di picco è pari a 590 Wp. Il numero di moduli che compongono una stringa è pari a 32.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	38

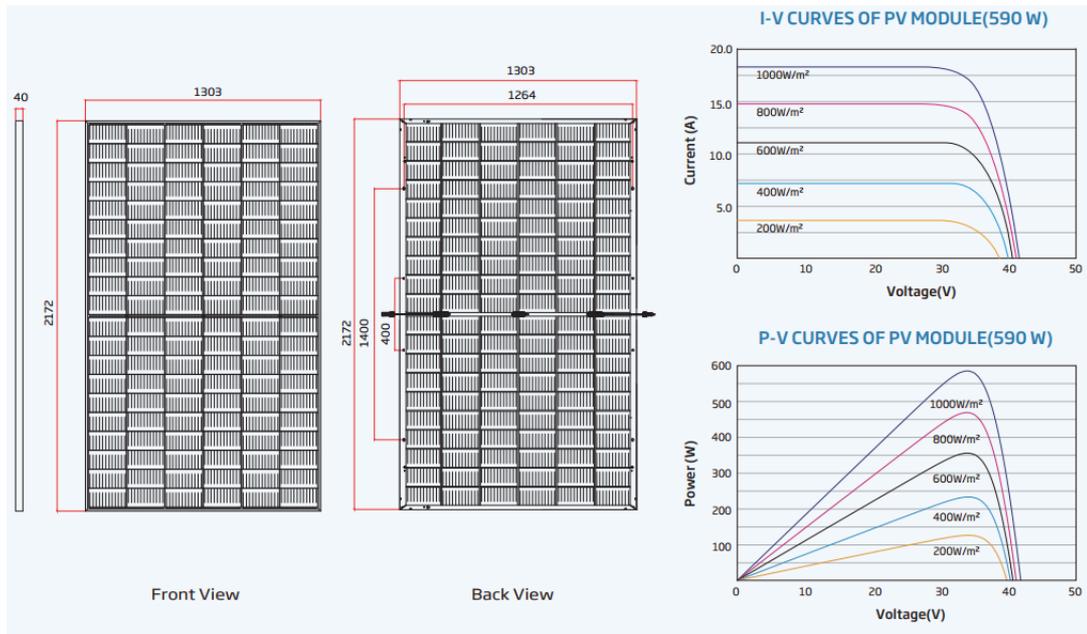


Figura 11 – Dati dimensionali modulo fotovoltaico

Di seguito si riportano i principali dati tecnici estratti dai datasheet. Per la descrizione dettagliata e le certificazioni si rimanda alla relazione tecnica impianti.

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty

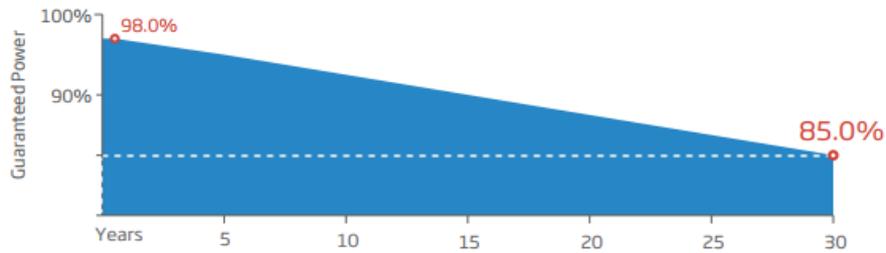


Figura 12 – Prestazioni garantite modulo fotovoltaico bifacciale

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	39

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance- P_{MAX} (W)			0 ~ +5		
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η_m (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)			10%		

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×40 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)	Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C		1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C	Max Series Fuse Rating	35A

MAXIMUM RATINGS

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 448 pieces

Figura 13 – Dati tecnici modulo fotovoltaico

I moduli previsti sono bifacciali ed hanno una potenza nominale di 590 W_p, per un numero complessivo di moduli, pari a 41.600 (pitch 10,5 valutato come interasse due tracker adiacenti), consentendo così di raggiungere una potenza nominale di picco del campo fotovoltaici pari a 24.544 kW.

La particolare caratteristica dei moduli bifacciali è quella di essere in grado di captare l'energia solare riflessa sulla faccia posteriore delle celle, aumentando così la capacità di produzione dei moduli (efficienza del modulo di progetto pari a 21,2%).

Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate, in modo tale da garantire o l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura (al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria. Per i dettagli della struttura di sostegno si rimanda al paragrafo relativo.

6.7.2. Power Station PS e Inverter

Le Power Station (o cabine di campo) hanno la duplice funzione di raccogliere l'energia elettrica proveniente dall'impianto fotovoltaico in corrente continua (CC) trasformandola in corrente alternata (CA) attraverso gli inverter in esse presenti e convogliare le linee AC presso appositi quadri di parallelo; a valle degli inverter si avrà il passaggio nei trasformatori all'interno dei quali avverrà la trasformazione BT/36kV.

La Power Station sarà costituita da elementi prefabbricati di tipo containerizzati, progettati per

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	40

garantire la massima robustezza meccanica e durabilità nell'ambiente in cui verranno installati. Tutte le componenti sono idonee per l'installazione in esterno (inverter e trasformatore MT/BT), mentre i quadri 36kV e BT verranno installati all'interno di apposito shelter metallico IP54, con differenti compartimenti per le diverse sezioni di impianto.

Tutte le apparecchiature saranno posate su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni, ove saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazioni per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

Ciascuna Power Station conterrà al suo interno un inverter in corrente continua collegato in parallelo ad un quadro in bassa tensione per la protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore. Nella stessa sarà presente un impianto elettrico completo di cavi di alimentazione, di illuminazione, di prese elettriche di servizio, dell'impianto di messa a terra adeguatamente dimensionato e quanto necessario al perfetto funzionamento della power station. Saranno inoltre presenti le protezioni di sicurezza e il sistema centralizzato di comunicazione con interfacce in rame e fibra ottica.

Tutte le componenti esterne saranno dotate di tutti quei provvedimenti al fine di garantire la massima protezione in condizioni climatiche quale l'ambiente di installazione.

Per una completa accessibilità ai vari comparti, saranno adottati tutti quei provvedimenti in modo che tutti i dispositivi installati siano immediatamente accessibili, rendendo più agevole l'ispezione, la manutenzione e la riparazione.

Lo shelter di installazione quadri è un cabinato metallico realizzato interamente di acciaio zincato a caldo, con rifiniture esterne che assicurano la minore manutenzione durante la vita utile dell'opera. Il box è costituito da un mini skid realizzato ad hoc per contenere materiale di natura elettrica e garantire una protezione verso l'esterno secondo la normativa EN60529.

Le pareti e la pavimentazione sono sufficientemente isolati attraverso dei pannelli che garantiscono anche l'impermeabilizzazione dell'intero impianto. In più, dal punto di vista strutturale, sarà realizzato un collegamento tra lo shelter e la sua fondazione al fine di prevenire qualsiasi tipo di spostamento verticale dello shelter stesso.

In corrispondenza del pavimento sono presenti alcune aperture per il passaggio dei cavi (coperte con fibrocemento compresso), e aperture per accesso alla fondazione.

Tutti i componenti metallici sono trattati prima dell'assemblaggio. Le pareti esterne sono invece trattate mediante l'uso un rivestimento impermeabile e additivi che consentono di garantire la completa aderenza alla struttura, resistenza massima agli agenti atmosferici anche in ambienti industriali e marini fortemente aggressivi, come quelli in questione.

Nel suo complesso, la Power Station avrà dimensioni in pianta pari a 6,1m x 3,5 m, e altezza pari a circa 2,90 m (da p.c.).

Si evidenzia che in fase esecutiva saranno prodotti dal prefabbricatore gli elaborati di calcolo strutturale ai fini del deposito presso gli uffici del Genio Civile competente.

La fondazione verrà realizzata con una platea di spessore 50 e dimensioni planimetriche pari a

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	41

7,1m x 4,5m: al di sotto di questa si prevede un magrone in cls di circa 10 cm.
Di seguito si riportano alcune immagini rappresentative della Power Station.



Figura 14 – Power station “tipo”

Per il dettaglio si rimanda agli appositi elaborati grafici.

6.7.3. Inverter

Presso ciascuna PS sarà installato un inverter centralizzato, del produttore INGETEAM modello INGECON SUN 3825TL-C640 di potenza nominale pari a 3547 Kw.

Tutti gli inverter presentano la medesima tecnologia di conversione, il medesimo software di controllo e le stesse funzioni di interfaccia di rete.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	42



Figura 15 – Inverter modulare

Di seguito si allega sintesi dei datasheet dell'inverter.

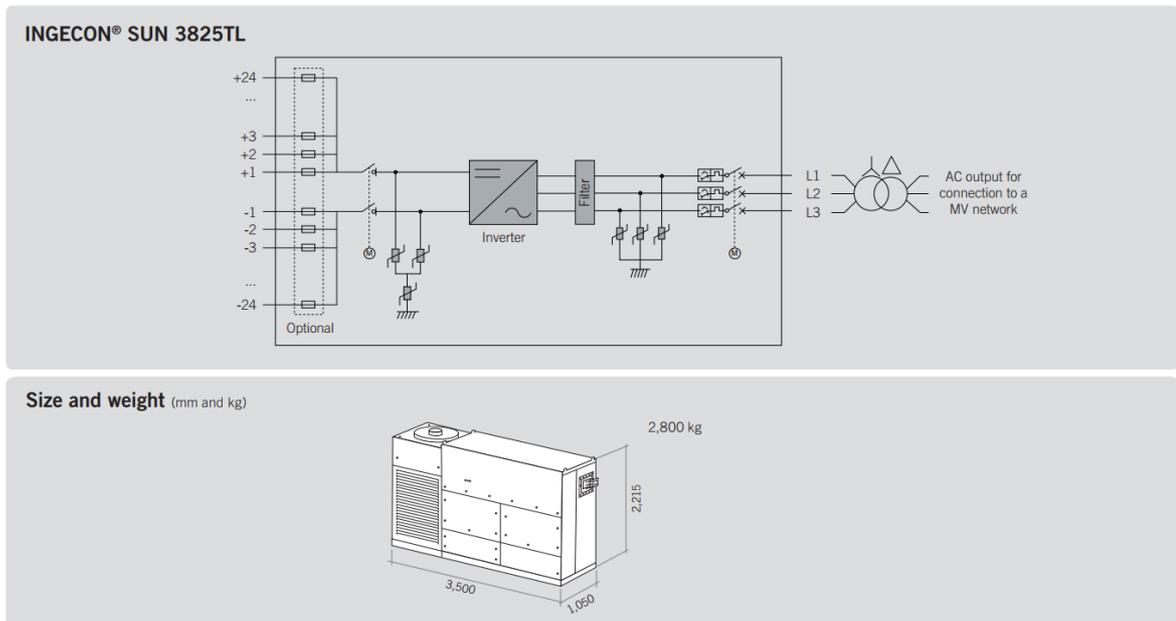


Figura 16 – Datasheet inverter

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	43

INGECON® SUN 3825TL	
C640	
Input (DC)	
Recommended PV array power range ^(a)	3,352 - 4,468 kWp
Voltage Range MPP ^(a)	909 - 1,300 V
Maximum voltage ^(a)	1,500 V
Maximum current	3,965 A
N° inputs with fuse-holders	Up to 24
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)
Type of connection	Connection to copper bars
Power blocks	1
MPPT	1
Input protections	
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)
DC switch	Motorized DC load break disconnect
Other protections	Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton
Output (AC)	
Power @35 °C / @50 °C	3,547 kVA / 3,048 kVA
Current @35 °C / @50 °C	3,200 A / 2,750 A
Rated voltage ^(a)	640 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz
Power Factor ^(a)	1
Power Factor adjustable	Yes, 0 - 1 (leading / lagging)
THD (Total Harmonic Distortion) ^(a)	<3%
Output protections	
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)
AC breaker	Motorized AC circuit breaker
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection
Other protections	AC short-circuits and overloads
Features	
Operating efficiency	98.9%
CEC	98.5%
Max. consumption aux. services	9,000 W
Stand-by or night consumption ^(b)	< 180 W
Average power consumption per day	2,500 W
General Information	
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)
Protection class	IP65 ^(a)
Corrosion protection	External corrosion protection
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)
Cooling system	Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)
Air flow range	0 - 18,000 m³/h
Average air flow	12,000 m³/h
Acoustic emission (100% / 50% load)	57 dB(A) at 10m / 49.7 dB(A) at 10m
Marking	CE
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code

Figura 17 – Datasheet inverter

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	44

6.7.4. Quadro di parallelo BT

Presso ciascuna PS sarà installato un quadro di parallelo in bassa tensione per protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore, prefabbricato dal produttore delle power station. Il quadro consentirà il sezionamento delle singole sezioni di impianto afferenti al trasformatore e le necessarie protezioni alle linee elettriche.

6.7.5. Trasformatore BT/36kV

Presso la PS verrà installato un trasformatore BT/36kV in olio delle seguenti tipologie:

- a singolo secondario a 36/0,66 kV, di potenza pari a circa 4,2 MVA (ONAN), ad alta efficienza, per le power station.

Tutti i trasformatori saranno del tipo ad olio, sigillati ermeticamente, installati su apposita vasca raccolta oli, idonei per l'installazione in esterno.

Il trafo verrà installato nell'area destinata alla Power station, opportunamente delimitato per impedire l'accesso alle parti in tensione.

6.7.6. Interruttori 36 kV

Gli interruttori dovranno essere del tipo ad isolamento in SF6 o con camere di interruzione sottovuoto di primario Costruttore. Dovranno essere muniti di comando motorizzato di chiusura ed apertura, nonché di segnalazioni di dette posizioni visibili dall'esterno a cella chiusa. Gli interruttori dovranno essere inoltre predisposti per il comando elettrico a distanza di chiusura ed apertura. Per i contatti di fine corsa, relativi alle posizioni assunte dall'interruttore, dovranno essere disponibili e riportati in morsettiera n. 5 contatti ausiliari in apertura e n. 5 in chiusura liberi da tensione. I circuiti di bassa tensione dell'interruttore dovranno far capo ad un apposito connettore ad innesto.

6.7.7. Quadri servizi ausiliari

La power station sarà fornita dei quadri di servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento degli impianti. Il quadro servizi ausiliari sarà diviso in tre sezioni:

- sezione in ingresso, nella quale confluisce la linea proveniente dal trafo MT/bt, protetta da appositi interruttori automatici;
- sezione ordinaria, nella quale sono presenti tutte le utenze ordinarie e non essenziali per il funzionamento della PS. In essa confluiscono due distinte linee (una proveniente dal trafo e l'altra da G.E., entrambe idoneamente protette con interruttori automatici e con scaricatori di sovratensione SPD);
- sezione privilegiata, le cui utenze sono alimentate sotto UPS.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	45

6.7.8. Trasformatore BT/BT

Presso ciascuna Power Station verrà installato un idoneo trasformatore BT/BT per l'alimentazione del quadro servizi ausiliari BT-AUX. Di seguito le principali caratteristiche.

Tipologia	Resina
An	25 kVA
V1	0,63 kV
V2	0,40 kV
F	50 Hz
Gruppo	Dyn11
Vcc%	6%

Tabella 4 - Dati tecnici trasformatore BT/BT

6.7.9. UPS per servizi ausiliari

Verrà installato presso la Power Station un UPS per l'alimentazione dei servizi ausiliari presenti presso la PS. Il sistema UPS è dotato di DSP microprocessor control. Il sistema è costituito da un UPS base da 6000VA, al quale viene collegato un battery pack di espansione, per garantire la necessaria copertura in termini di autonomia dei servizi ausiliari di base

6.7.10. Sistema centralizzato di comunicazione

Presso ciascuna Power Station verrà installata la componentistica elettronica necessaria a consentire il controllo delle apparecchiature principali, quali inverter, misuratori, sistemi di ventilazione, sensori ambientali. Per il dettaglio di tale strumentazione si rimanda all'apposita relazione impianti.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	46

6.8. VERIFICHE ELETTRICHE

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 60 °C (926 V) maggiore di V _{mppt} min. (880 V)	VERIFICATO
V _m a 20 °C (1080 V) minore di V _{mppt} max. (1325 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C (1379 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1500 V)	VERIFICATO

TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C (1379 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1500 V)	VERIFICATO

CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata (1453 A) inferiore alla corrente max. dell'ingresso MPPT (1500A)	VERIFICATO

Nel seguito, si dà dettaglio della verifica dei parametri di funzionamento di ciascuna area di impianto afferente alle varie PS.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	47

6.8.1. AREA PS1

L'area di impianto afferente alla PS1 si compone di una sezione cui corrisponde un inverter INGECON SUN 3825TL-C640 di potenza nominale pari a 3547 Kw. A tale sezione risultano collegati n. (12+5) stringbox: al primo gruppo convergono n. 13 stringhe fotovoltaiche da 32 moduli, mentre ai rimanenti 5 stringbox convergono 12 stringhe cadauno da 32 moduli.

Elettricamente, pertanto, l'area risulta così composta:

Area	Sezione tipo	Numero Stringbox per sezione inverter	Numero stringhe per ciascun Stringbox	Corrente stringbox	Numero stringhe per sezione inverter	Numero moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kW]
PS1	A	12	13	224,25	156	6912	4078,08
		5	12	207	60		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
Vm a 60 °C maggiore di Vmppt min.	VERIFICATO
Vm a 0 °C minore di Vmppt max.	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
Voc a 0 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	
Voc a 0 °C inferiore alla tensione max. di sistema del modulo	VERIFICATO
CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata inferiore alla corrente max. dell'inverter	VERIFICATO

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSyst, relativamente a:

- dimensionamento campo/inverter
- verifica perdite ohmiche lato DC (< 4%)

6.8.2. AREA PS2

L'area di impianto afferente alla PS2 si compone di una sezione cui corrisponde un inverter INGECON SUN 3825TL-C640 di potenza nominale pari a 3547 Kw. A tale sezione risultano collegati n. (16+1) stringbox: al primo gruppo convergono n. 13 stringhe fotovoltaiche da 32 moduli, mentre al rimanente stringbox convergono 12 stringhe cadauno da 32 moduli.

Elettricamente, pertanto, l'area risulta così composta:

Area	Sezione tipo	Numero Stringbox per sezione inverter	Numero stringhe per ciascun Stringbox	Corrente stringbox	Numero stringhe per sezione inverter	Numero moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kW]
PS2	B	16	13	224,25	208	7040	4153,6
		1	12	207	12		

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	48

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 60 °C maggiore di V _{mppt} min.	VERIFICATO
V _m a 0 °C minore di V _{mppt} max.	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C inferiore alla tensione max. di sistema del modulo	VERIFICATO
CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata inferiore alla corrente max. dell'inverter	VERIFICATO

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSystem, relativamente a:

- dimensionamento campo/inverter
- verifica perdite ohmiche lato DC (< 4%)

6.8.3. AREA PS3

L'area di impianto afferente alla PS3 si compone di una sezione cui corrisponde un inverter INGECON SUN 3825TL-C640 di potenza nominale pari a 3547 Kw. A tale sezione risultano collegati n. (16+1) stringbox: al primo gruppo convergono n. 13 stringhe fotovoltaiche da 32 moduli, mentre al rimanente stringbox convergono 12 stringhe cadauno da 32 moduli.

Elettricamente, pertanto, l'area risulta così composta:

Area	Sezione tipo	Numero Stringbox per sezione inverter	Numero stringhe per ciascun Stringbox	Corrente stringbox	Numero stringhe per sezione inverter	Numero moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kW]
PS3	B	16	13	224,25	208	7040	4153,6
		1	12	207	12		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 60 °C maggiore di V _{mppt} min.	VERIFICATO
V _m a 0 °C minore di V _{mppt} max.	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C inferiore alla tensione max. di sistema del modulo	VERIFICATO
CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata inferiore alla corrente max. dell'inverter	VERIFICATO

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	49

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSyst, relativamente a:

- dimensionamento campo/inverter
- verifica perdite ohmiche lato DC (< 4%)

6.8.4. AREA PS4

L'area di impianto afferente alla PS4 si compone di una sezione cui corrisponde un inverter INGECON SUN 3825TL-C640 di potenza nominale pari a 3547 Kw. A tale sezione risultano collegati n. (10+6) stringbox: al primo gruppo convergono n. 14 stringhe fotovoltaiche da 32 moduli, mentre ai rimanenti 6 stringbox convergono 13 stringhe cadauno da 32 moduli.

Elettricamente, pertanto, l'area risulta così composta:

Area	Sezione tipo	Numero Stringbox per sezione inverter	Numero stringhe per ciascun Stringbox	Corrente stringbox	Numero stringhe per sezione inverter	Numero moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kW]
PS4	C	10	14	241,5	140	6976	4115,84
		6	13	224,25	78		

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 60 °C maggiore di V _{mppt} min.	VERIFICATO
V _m a 0 °C minore di V _{mppt} max.	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C inferiore alla tensione max. di sistema del modulo	VERIFICATO
CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata inferiore alla corrente max. dell'inverter	VERIFICATO

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSyst, relativamente a:

- dimensionamento campo/inverter
- verifica perdite ohmiche lato DC (< 4%)

6.8.5. AREA PS5

L'area di impianto afferente alla PS5 si compone di una sezione cui corrisponde un inverter INGECON SUN 3825TL-C640 di potenza nominale pari a 3547 Kw. A tale sezione risultano collegati n. (8+8) stringbox: al primo gruppo convergono n. 14 stringhe fotovoltaiche da 32 moduli, mentre al rimanente stringbox convergono 13 stringhe cadauno da 32 moduli.

Elettricamente, pertanto, l'area risulta così composta:

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	50

Area	Sezione tipo	Numero Stringbox per sezione inverter	Numero stringhe per ciascun Stringbox	Corrente stringbox	Numero stringhe per sezione inverter	Numero moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kW]	Potenza di Picco per PS [kWp]
PS5	D	8	14	241,5	112	6912	4078,08	4078,08
		8	13	224,25	104			

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 60 °C maggiore di V _{mppt} min.	VERIFICATO
V _m a 0 °C minore di V _{mppt} max.	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	
V _{oc} a 0 °C inferiore alla tensione max. di sistema del modulo	VERIFICATO
CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata inferiore alla corrente max. dell'inverter	VERIFICATO

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSyst, relativamente a:

- dimensionamento campo/inverter
- verifica perdite ohmiche lato DC (< 4%)

6.8.6. AREA PS6

L'area di impianto afferente alla PS6 si compone di una sezione cui corrisponde un inverter INGECON SUN 3825TL-C640 di potenza nominale pari a 3547 Kw. A tale sezione risultano collegati n. (2+14) stringbox: al primo gruppo convergono n. 14 stringhe fotovoltaiche da 32 moduli, mentre al rimanente stringbox convergono 13 stringhe cadauno da 32 moduli.

Elettricamente, pertanto, l'area risulta così composta:

Area	Sezione tipo	Numero Stringbox per sezione inverter	Numero stringhe per ciascun Stringbox	Corrente stringbox	Numero stringhe per sezione inverter	Numero moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kW]	Potenza di Picco per PS [kWp]
PS6	E	2	14	241,5	28	6720	3964,8	3964,8
		14	13	224,25	182			

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT	
V _m a 60 °C maggiore di V _{mppt} min.	VERIFICATO
V _m a 0 °C minore di V _{mppt} max.	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA	
V _{oc} a 0 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter	VERIFICATO
TENSIONE MASSIMA MODULO	

COMMITTENTE



PROGETTISTA



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	51

Voc a 0 °C inferiore alla tensione max. di sistema del modulo	VERIFICATO
CORRENTE MASSIMA	
Corrente max. generata inferiore alla corrente max. dell'inverter	VERIFICATO

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSystem, relativamente a:

- dimensionamento campo/inverter
- verifica perdite ohmiche lato DC (< 4%)

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	52

7. DATASHEET

7.1. MODULI FOTOVOLTAICI

COMMITTENTE



PROGETTISTA



Preliminary

Mono Multi Solutions



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG20C.20

PRODUCT RANGE: 580-600W

600W+

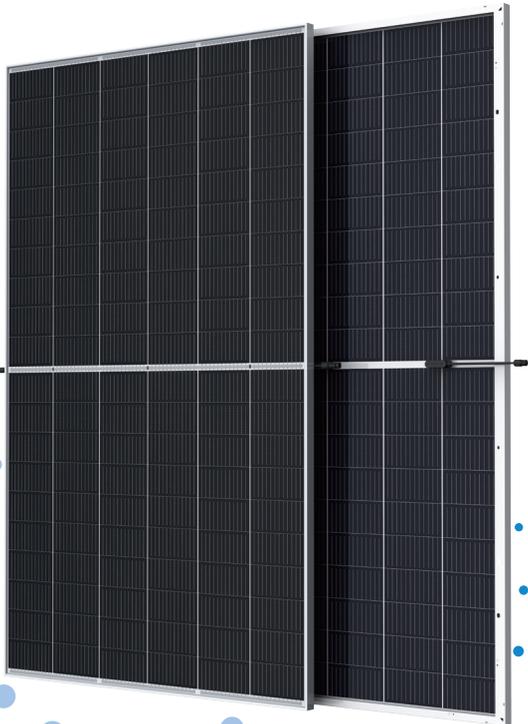
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 600W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

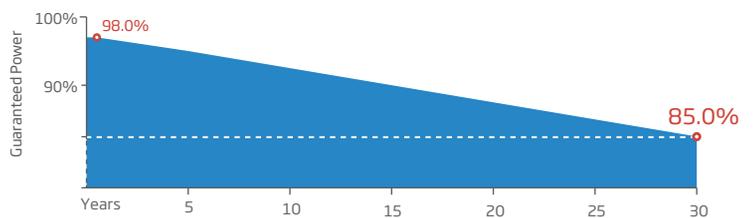
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



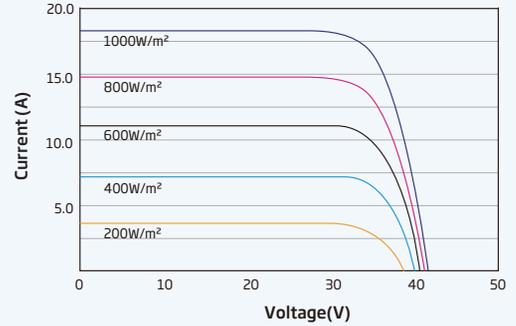
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



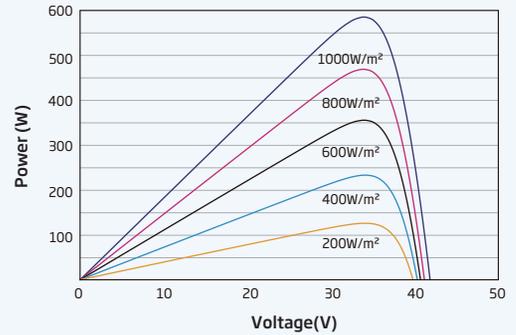
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η _m (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P _{MAX} (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×40 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 448 pieces

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	64

7.2. INVERTER

COMMITTENTE



PROGETTISTA



**TRANSFORMERLESS
PV INVERTER
WITH AN EXTRA
THERMAL STABILITY
AND A GREATER
POWER DENSITY****Up to 3.8 MVA at 1,500 V****Greater power density**

This solar PV inverter achieves a market-leading power density of 492 kVA/m³, as it provides up to 3,825 kVA in just one power stack.

Latest generation electronics

The INGECON® SUN 3Power C Series PV inverter features an innovative control unit that performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor.

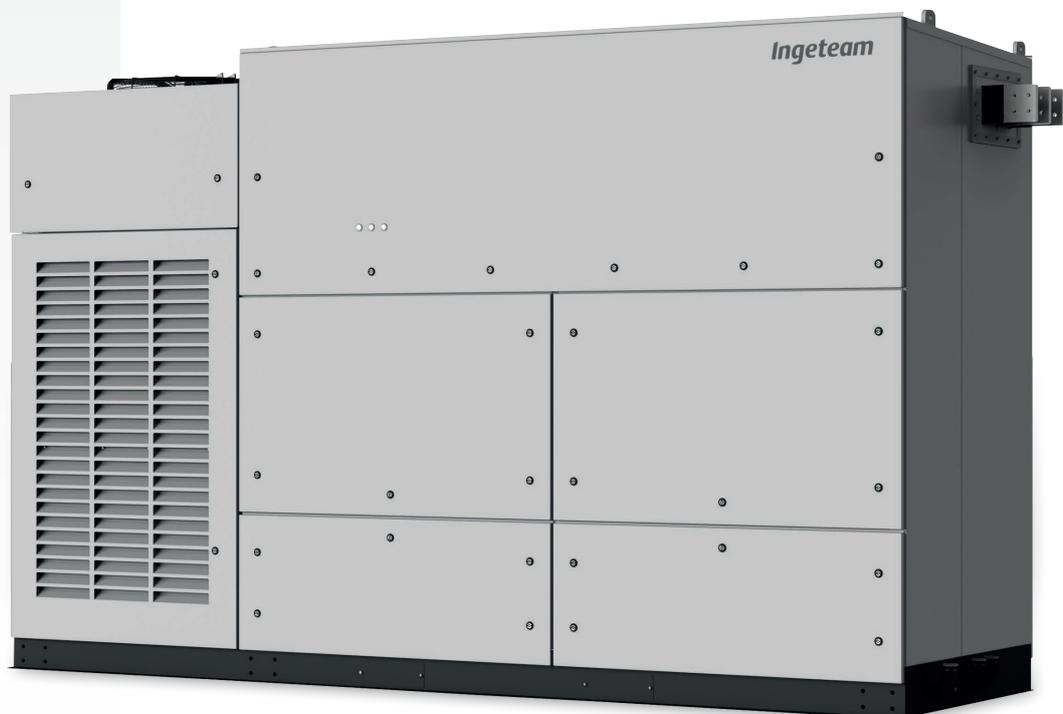
Liquid Cooling System (LCS)

Ingeteam has already supplied +52 GW of liquid-cooled wind power converters worldwide. It offers a greater thermal stability and a more optimized component usage. The LCS has been designed to refrigerate the IGBTs, the power phases and the IP65 compartment. It features less moving components, so it consumes a lower amount of power and it requires less maintenance works.

The LCS is a closed circuit supplied totally filled and purged, equipped with fast connectors with an anti-dripping system, so it offers zero risk of particle entrance. It has been designed to avoid siphons in order to easily purge it if necessary. The coolant used is a biodegradable glycol water mixture. There is no need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

IP65 protection

A secondary liquid cooling system is used to refrigerate the air inside the IP65-protected compartment. A water-air heat exchanger is used for that. This compartment contains the power and control electronics, the DC fuses, the DC and AC protections, the busbars and the power phases.



Monitoring and communication

Dual Ethernet to communicate with the SCADA and the PPC (power plant controller). Moreover, it features Wi-Fi communication as access point to connect with the inverter during commissioning and O&M works. Ingeteam's advanced PV plant monitoring system INGECON® SUN Monitor is also available at no extra cost. The Smartphone application of the INGECON® SUN Monitor -available on the App Store and on the Play Store- makes it easier and more comfortable to monitor the PV plant.

Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Advanced grid support



Low Voltage Ride Through



Fast Frequency Regulation



Reactive Power at Night



Voltage Droop Control



Active Power Reserve Without Batteries



Grid Following & Grid Forming



Black Start Capability



Automatic Voltage Regulation

PROTECTIONS

- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 24 pairs of fuse-holders.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, liquid cooled, IP65 rated and air cooled by a closed loop.

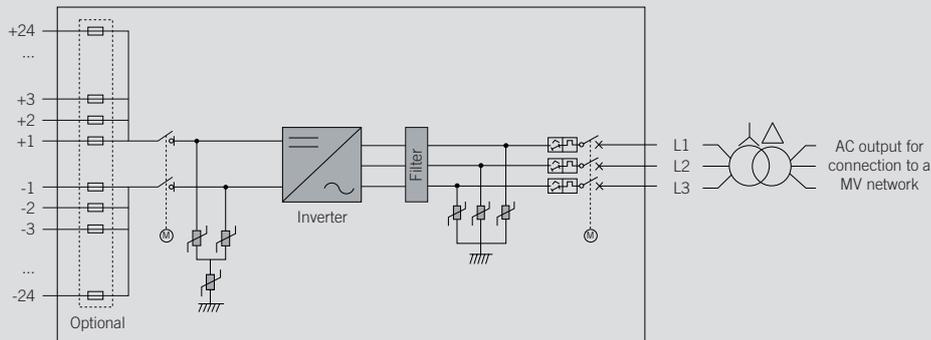
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services feeder.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC surge arresters type I+II.
- AC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).

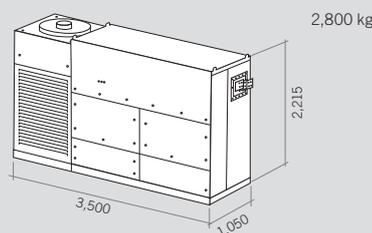
LIQUID COOLING SYSTEM

- LCS to refrigerate the IGBTs.
- More optimized component usage: greater thermal stability.
- Less moving components: lower power consumption and less maintenance works.
- No risk of particle entrance.
- Anti-corrosion protection with stainless steel components.
- LCS is used in many industries. Thus, it is very reliable, as its components are subject to many validation tests.
- Fast connectors with anti-dripping system
- Biodegradable glycol water mixture.
- No need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

INGECON® SUN 3825TL



Size and weight (mm and kg)



INGECON® SUN 3825TL	
C640	
Input (DC)	
Recommended PV array power range ⁽¹⁾	3,352 - 4,468 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾	909 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾	1,500 V
Maximum current	3,965 A
N° inputs with fuse-holders	Up to 24
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)
Type of connection	Connection to copper bars
Power blocks	1
MPPT	1
Input protections	
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)
DC switch	Motorized DC load break disconnect
Other protections	Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton
Output (AC)	
Power @35 °C / @50 °C	3,547 kVA / 3,048 kVA
Current @35 °C / @50 °C	3,200 A / 2,750 A
Rated voltage ⁽⁴⁾	640 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz
Power Factor ⁽⁵⁾	1
Power Factor adjustable	Yes, 0 - 1 (leading / lagging)
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾	<3%
Output protections	
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)
AC breaker	Motorized AC circuit breaker
Anti-islanding protection	Yes, with automatic disconnection
Other protections	AC short-circuits and overloads
Features	
Operating efficiency	98.9%
CEC	98.5%
Max. consumption aux. services	9,000 W
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾	< 180 W
Average power consumption per day	2,500 W
General Information	
Ambient temperature	-20 °C to +60 °C
Relative humidity (non-condensing)	0-100% (Outdoor)
Protection class	IP65 ⁽⁸⁾
Corrosion protection	External corrosion protection
Maximum altitude	4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)
Cooling system	Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)
Air flow range	0 - 18,000 m³/h
Average air flow	12,000 m³/h
Acoustic emission (100% / 50% load)	57 dB(A) at 10m / 49.7 dB(A) at 10m
Marking	CE
EMC and security standards	IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100
Grid connection standards	IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V_{mpp.min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the 'Voc' at low temperatures ⁽⁴⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁵⁾ For P_{out}>25% of the rated power ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available ⁽⁸⁾ Except for the LC filter and the air-water heat exchanger, that are IP54.



Ingeteam

Ingeteam Power Technology, S.A.
Avda. Ciudad de la Innovación, 13
31621 Sarriguren (Navarra) - Spain
Tel.: +34 948 288 000
Fax: +34 948 288 001
e-mail: solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam S.r.l.
Via Emilia Ponente, 232
48014 Castel Bolognese (RA) - Italy
Tel.: +39 0546 651 490
Fax: +39 054 665 5391
e-mail: italia.energy@ingeteam.com

Ingeteam SAS
La Naurouze B - 140 rue Carmin
31670 Labège - France
Tel.: +33 (0)5 61 25 00 00
Fax: +33 (0)5 61 25 00 11
e-mail: france@ingeteam.com

Ingeteam INC.
3550 W. Canal St.
Milwaukee, WI 53208 - USA
Tel.: +1 (414) 934 4100 / +1 (855) 821 7190
Fax: +1 (414) 342 0736
e-mail: solar.us@ingeteam.com

Ingeteam, a.s.
Technologická 371/1
70800 Ostrava - Pustkovec
Czech Republic
Tel.: +420 59 747 6800
Fax: +420 59 732 6899
e-mail: czech@ingeteam.com

Ingeteam Shanghai, Co. Ltd.
Shanghai Trade Square, 1105
188 Si Ping Road
200086 Shanghai - P.R. China
Tel.: +86 21 65 07 76 36
Fax: +86 21 65 07 76 38
e-mail: shanghai@ingeteam.com

Ingeteam, S.A. de C.V.
Leibnitz Ext 13 Int 1102, Colonia Anzures
11590 - Miguel Hidalgo
Ciudad de México - Mexico
Tel.: +52 81 8311 4858
Fax: +52 81 8311 4859
e-mail: northamerica@ingeteam.com

Ingeteam Ltda.
Rua Estácio de Sá, 560
Jd. Santa Genebra
13080-010 Campinas/SP - Brazil
Tel.: +55 19 3037 3773
e-mail: brazil@ingeteam.com

Ingeteam Pty Ltd.
Unit 2 Alphen Square South
16th Road, Randjiespark
Midrand 1682 - South Africa
Tel.: +2711 314 3190
Fax: +2711 314 2420
e-mail: southafrica@ingeteam.com

Ingeteam SpA
Los militares 5890, Torre A, oficina 401
7560742 - Las Condes
Santiago de Chile - Chile
Tel.: +56 2 29574531
e-mail: chile@ingeteam.com

Ingeteam Power Technology India Pvt. Ltd.
2nd Floor, 431
Udyog Vihar, Phase III
122016 Gurgaon (Haryana) - India
Tel.: +91 124 420 6491-5
Fax: +91 124 420 6493
e-mail: india@ingeteam.com

Ingeteam Sp. z o.o.
Ul. Koszykowa 60/62 m 39
00-673 Warszawa - Poland
Tel.: +48 22 821 9930
Fax: +48 22 821 9931
e-mail: polska@ingeteam.com

Ingeteam Australia Pty Ltd.
iAccelerate Centre, Building 239
Innovation Campus, Squires Way
North Wollongong, NSW 2500 - Australia
Tel.: +61 429 111 190
e-mail: australia@ingeteam.com

Ingeteam Panama S.A.
Av. Manuel Espinosa Batista,
Ed. Torre Internacional
Business Center, Apto./Local 407
Urb.C45 Bella Vista
Bella Vista - Panama
Tel.: +50 761 329 467

Ingeteam Service S.R.L.
Bucuresti, Sector 2,
Bulevardul Dimitrie Pompeiu Nr 5-7
Cladirea Hermes Business
Campus 1, Birou 236, Etaj 2
Romania
Tel.: +40 728 993 202

Ingeteam Philippines Inc.
Office 2, Unit 330, Milelong Bldg.
Amorsolo St. corner Rufino St.
1230 Makati
Gran Manila - Philippines
Tel.: +63 0917 677 6039

Ingeteam Power Technology, S.A.
Level 1, Al Bateen Tower C6 Bainunah
ADIB Building, Street 34
PO BOX 30010 - Abu Dhabi
United Arab Emirates
Tel.: +971 50 125 8244

Ingeteam Vietnam Ltd.
Spaces - 28A Tran Hung Dao Street
Phan Chu Trinh Ward
Hoan Kiem District
Ha Noi City - Vietnam
Tel.: +84 24 71014057
e-mail: vietnam@ingeteam.com

Ingeteam Uruguay, S.A.
Avenida 18 de Julio, 1474, Piso 12
11200, Montevideo - Uruguay
Tel.: +598 934 92064

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	69

7.3. CAVI 36 KV

COMMITTENTE



PROGETTISTA



MEDIUM VOLTAGE CABLE

SINGLE CORE CABLE WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND DOUBLE PE SHEATH, SHOCK RESISTANT.

APPLICATIONS AND CHARACTERISTICS

In MV energy distribution networks for voltage systems **up to 42kV**. Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.

SHOCK PROOF SK2 has a very good shock resistance characteristics.

The two special outer sheaths provide an excellent protection against impact and mechanical abuse during the lifetime of the cable.

Shock Proof SK2 cable performances has been evaluated against mechanical protection by the abrasion test and the impact test included in HD 620-10-I3 standard.

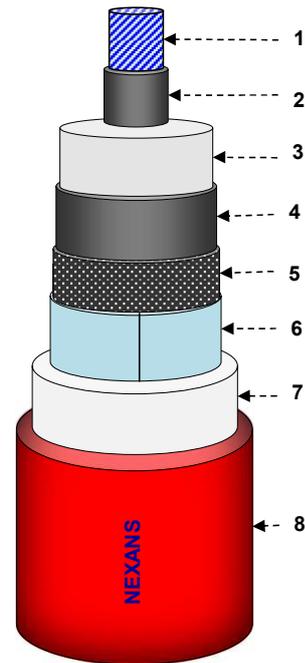
This type of cable can be directly buried without additional protections because it is comparable to an armoured cable.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

Rated voltage U_0/U :	20,8/36 kV
Maximum voltage U_m :	42 kV
Test voltage:	3,5 U_0
Max operating temperature of conductor:	90 °C
Max short-circuit temperature:	250 °C (for max 5 s)
Max short-circuit temperature (screen):	150 °C

CONSTRUCTION

- 1. Conductor**
stranded, compacted, round, **aluminium** - class 2 acc. to IEC 60228
- 2. Conductor screen**
extruded semiconducting compound
- 3. Insulation**
extruded cross-linked polyethylene (**XLPE**) compound
- 4. Insulation screen**
extruded semiconducting compound - **fully bonded**
- 5. Longitudinal watertightness**
semiconducting **water blocking tape**
- 6. Metallic screen and radial water barrier**
aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)
- 7. First sheath - 1**
extruded **PE** compound - colour: **natural**
- 8. Second sheath - 2**
extruded **PE** compound - colour: **red**
with improved **impact resistance**



- Max pulling force during laying**
50 N/mm² (applied on the conductors)
- Min bending radius during laying**
14 D_{cable} (dynamic condition)
- Minimum temperature during laying**
- 25 °C (cable temperature)

STANDARDS

- IEC 60840 where applicable (*testing*)
 Nexans Design
 HD 620 where applicable (*materials*)
 HD 620-10-I3 where applicable (*impact test*)

MARKING by ink of the following legend:

"NEXANS B <Year> ARE4H5EE 20,8/36kV 1x <S> SK2 <meter marking>"

<Year> = year of manufacturing

<S> = section of the conductor



Mechanical resistance to impacts: **very good** (HD 620-10-I3)



Longitudinal waterproof



Radial waterproof



Max operating temp. of conductor: **90 °C**



Max short-circuit temperature : **250 °C**



Minimum installation temperature: **-25 °C**

ARE4H5EE 20,8/36kV 1x... SK2

Type	Conductor diameter nominal	Insulation thickness min.	Insulation diameter nominal	Sheaths thickness nominal	Cable diameter approx	Cable weight indicative	Electrical resistance of conductor		X at 50 Hz	C	Current capacity		Short circuit current	
							at 20 °C - d.c. max	at 90 °C - a.c.			in ground at 20 °C	in free air at 30 °C	conductor Tmax 250°C	screen Tmax 150°C
n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	μF/km	A	A	kA x 1,0 s	kA x 0,5 s
1x185	16,0	7,4	32,6	2,0+2,0	45,8	1.740	0,1640	0,211	0,122	0,221	320	432	17,5	2,3
1x240	18,5	7,1	34,5	2,0+2,0	47,8	1.960	0,1250	0,161	0,116	0,252	370	510	22,7	2,3
1x300	20,7	6,8	36,1	2,0+2,0	49,5	2.160	0,1000	0,129	0,111	0,283	417	584	28,3	2,4
1x400	23,5	6,9	39,1	2,0+2,0	52,6	2.510	0,0778	0,101	0,107	0,308	478	681	37,8	2,6
1x500	26,5	7,0	42,6	2,0+2,0	56,3	2.960	0,0605	0,079	0,104	0,337	545	792	47,2	2,9
1x630	30,0	7,1	46,3	2,0+2,0	60,2	3.510	0,0469	0,063	0,100	0,367	620	920	59,5	3,0

Note

Laying condition:

- depth (m):

- soil thermal resistivity (°Cm/W):

- metallic layers connection:

trefoil formation

0,8

1,5

solid bonding (earthed at both ends)

X = phase reactance

C = capacitance

Nexans reserves the right to change the technical data as a result of changes in standards and product improvements

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	72

7.4. CAVI BT

COMMITTENTE



PROGETTISTA



FG16R16 0,6/1 kV G16 TOP

Cca - s3, d1, a3



In accordo alla normativa Europea Prodotti da Costruzione CPR

According to the requirements of the European Construction Product Regulation CPR

Norma di riferimento CEI UNEL 35318

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto

Isolante

Gomma HEPR ad alto modulo qualità G16 che conferisce al cavo elevate caratteristiche elettriche, meccaniche e termiche

Colori delle anime

● nero

Rivestimento interno

Riempitivo/guainetta di materiale non igroscopico

Guaina

In PVC speciale di qualità R16, colore grigio

Marcatura

Stampigliatura ad inchiostro ogni 1 m:

PRYSMIAN (G) FG16R16 G16 TOP 0.6/1 kV 1x...

Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP anno

Marcatura metrica progressiva

Conforme ai requisiti previsti dalla Normativa Europea Prodotti da Costruzione (CPR UE 305/11)

Applicazioni

Cavi adatti all'alimentazione elettrica in costruzioni ed altre opere di ingegneria civile con l'obiettivo di limitare la produzione e la diffusione di fuoco e di fumo, rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR).

Per ulteriori dettagli fare riferimento alla Norma CEI 20-67 "Guida all'uso dei cavi 0,6/1 kV".

Adatti per alimentazione e trasporto di energia nell'industria/artigianato e dell'edilizia residenziale.

Adatti per posa fissa sia all'interno, che all'esterno su passerelle, in tubazioni, canalette o sistemi similari. Possono essere direttamente interrati.

Standard

CEI UNEL 35318

Cable design

Core

Stranded flexible annealed bare copper conductor

Insulation

High module HEPR rubber G16 type with higher electrical, mechanical and thermal performances

Core identification

● black

Bedding

Filler/sheath non hygroscopic material

Sheath

Special PVC grey outer sheath, R16 type grey colour

Marking

Ink marking each meter interval on the outer sheath:

PRYSMIAN (G) FG16R16 G16 TOP 0.6/1 kV 1x...

Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP year

Progressive metric marking

Compliant with the requirements of European Construction Product Regulation (CPR UE 305/11)

Applications

Cables suitable for electrical power systems in constructions and other civil engineering buildings, in order to limit fire and smoke production and spread, in accordance with the European Construction Product Regulation (CPR).

For further details, please refer to CEI 20-67 standard "Guida all'uso dei cavi 0,6/1 kV".

For supply and feeding of power in industry, public applications and residential buildings. Suitable for fixed installation both indoor and outdoor, on cable trays, in pipe, conduits or similar systems.

Can be directly buried.

TEMPERATURA
FUNZIONAMENTO /
OPERATING
TEMPERATURE



TEMPERATURA
CORTOCIRCUITO /
SHORT-CIRCUIT
TEMPERATURE



UE 305/11
CPR



FLESSIBILE /
FLEXIBLE



Condizioni di posa / Laying conditions

TEMPERATURA
MIN. DI POSA 0°C /
MINIMUM
INSTALLATION
TEMPERATURE 0°C



TUBO
O CANALINA
IN ARIA /
DUCT OR
CABLE TRAY



CANALE
INTERRATO /
BURIED TROUGH



TUBO
INTERRATO /
BURIED DUCT



ARIA LIBERA /
OPEN AIR



INTERRATO CON
PROTEZIONE /
BURIED
WITH PROTECTION



FG16R16 0,6/1 kV G16TOP



FG16R16

sezione nominale	diametro indicativo conduttore	spessore medio isolante	diametro esterno massimo	peso indicativo del cavo	resistenza massima a 20 °C in c. c.	30 °C in aria	portata di corrente (A) con temperatura ambiente di				raggio minimo di curvatura	
<i>conductor cross-section</i>	<i>approximate conductor diameter</i>	<i>average insulation thickness</i>	<i>maximum outer diameter</i>	<i>approx. weight</i>	<i>maximum DC resistance at 20 °C</i>	<i>in open air at 30 °C</i>	<i>30 °C in tubo in aria</i>	<i>permissible current rating (A) in buried duct at 20 °C</i>				<i>minimum bending radius</i>
(mm ²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ω/km)			ρ=1°C m/W	ρ=1,5°C m/W	ρ=1°C m/W	ρ=1,5°C m/W	(mm)

1 conduttore / Single core - tab. CEI-UNEL 35318

1,5	1,5	0,7	8,2	79	13,3	24	20	22	21	35	32	74
2,5	2	0,7	8,7	94	7,98	33	28	29	27	45	39	78
4,0	2,5	0,7	9,3	112	4,95	45	37	37	35	58	51	84
6,0	3	0,7	9,9	139	3,30	58	48	47	44	73	64	89
10,0	3,9	0,7	10,9	188	1,91	80	66	63	59	97	85	98
16,0	5	0,7	11,4	227	1,21	107	88	82	77	125	110	103
25,0	6,4	0,9	13,2	331	0,780	135	117	108	100	160	141	119
35,0	7,7	0,9	14,6	425	0,554	169	144	132	121	191	169	131
50,0	9,2	1,0	16,4	579	0,386	207	175	166	150	226	199	148
70,0	11,0	1,1	17,3	784	0,272	268	222	204	184	277	244	156
95,0	12,5	1,1	24,4	989	0,206	328	269	242	217	331	292	220
120,0	14,2	1,2	22,4	1250	0,161	383	312	274	251	377	332	202
150,0	15,8	1,4	24,8	1540	0,129	444	355	324	287	420	370	223
185,0	17,5	1,6	27,2	1890	0,106	510	417	364	323	476	419	245
240,0	20,1	1,7	30,4	2410	0,0801	607	490	427	379	550	484	274
300,0	22,5	1,8	33,0	3030	0,0641	703	-	484	429	620	546	297

Note / Notes:

Le portate dei cavi unipolari sono state calcolate per tre cavi a trifoglio.
 Le portate dei cavi interrati sono state calcolate considerando una profondità di posa di 0,8 m.
Current carrying capacities for single core cables are calculated assuming three cables laying in trefoil formation.
Current carrying capacities for buried cables are calculated assuming a laying depth of 0,8 m.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – IBSE713PDRrti007R0	IMPIANTO FOTOVOLTAICO "EG ATLANTE" RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	75

7.5. CAVI CC

COMMITTENTE



PROGETTISTA



TECSUN(PV) H1Z2Z2-K 1/1kV AC (1,5/1,5kV DC) PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified as per EN 50618



Application

PRYSMIAN Solar cables TECSUN (PV) H1Z2Z2-K acc. to EN 50618, are intended for use in Photovoltaic Power Supply Systems at nominal voltage rate up to 1,5/1,5kV DC. They are suitable for applications indoor and/or outdoor, in industrial and agriculture fields, in/at equipment with protective insulation (Protecting Class II), in explosion hazard areas (PRYSMIAN Internal Testing). They may be installed fixed, freely suspended or free movable, in cable trays, conduits, on and in walls. TECSUN(PV) H1Z2Z2-K cables are suitable for direct burial (PRYSMIAN Internal Testing), where the corresponding guidelines for direct burial shall be considered.

Global data

Brand	TECSUN(PV)
Type designation	H1Z2Z2-K
Standard	DIN EN 50618
Certifications / Approvals	VDE Approval Mark (<VDE>); TÜV-Certificate nr. 60103637

Notes on installation

Notes on installation	Thanks to more than 10 years of positive experience with direct burial, not only according to the internal tests performed, but also to the successful installation in PV plants worldwide, the TECSUN(PV) cables are suitable for direct burial in ground (PRYSMIAN Internal Testing). The corresponding installation guidelines shall be taken in consideration.
-----------------------	--

Design features

Conductor	Electrolytic tinned copper, finely stranded class 5 in accordance with IEC 60228
Insulation	Cross-linked HEPR 120°C
Outer sheath	Cross-linked EVA rubber 120°C. Insulation and sheath are solidly bonded (Two-layer-insulation)
Outer Sheath Colour	Black, blue, red
Protective Braid Screen	TECSUN(PV) (C) with additional braid made of tinned copper wires (surface coverage > 80%), as a protective element against rodents or impact

Electrical parameters

Rated voltage	DC: 1,5/1,5 kV AC: 1,0/1,0 kV
Max. permissible operating voltage AC	1.2/1.2 kV
Max. permissible operating voltage DC	1.8/1.8 kV
Test voltage	AC: 6,5 kV / DC: 15 kV (5 Min.)
Current Carrying Capacity description	According to EN 50618, Table A-3
Electrical Tests	Acc. to EN 50618, Table 2: <ul style="list-style-type: none"> • Conductor Resistance; • Voltage Test on completed cable (AC and DC); • Spark Test on insulation; Insulation Resistance (at 20°C and 90°C in water); • Insulation Long-Term Resistance to DC (10 days, in 85°C water, 1,8 kV DC); • Surface Resistance of Sheath. PRYSMIAN internal test: <ul style="list-style-type: none"> • Dielectric Strength; • Insulation Resistance at 120°C in air.

TECSUN(PV) H1Z2Z2-K 1/1kV AC (1,5/1,5kV DC) PV cables, rubber insulated, TÜV and VDE certified as per EN 50618



Chemical parameters

Reaction to fire	<p>Acc. to EN 50618, Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Single Cable Flame Test per EN 60332-1-2; • Low Smoke Emission per EN 61034-2 (Light Transmittance > 70%); • Halogen-free per EN 50525-1, Annex B. <p>PRYSMIAN internal test:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Multiple Cable Flame Test per EN 50305-9; • Low Toxicity per EN 50305 (ITC < 3).
Resistance to oil	<p>PRYSMIAN internal test, on sheath:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 24h, 100°C (meets VDE 0473-811-404, EN 60811-404).
Weather resistance	<p>Acc. to EN 50618, Annex E and Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • UV Resistance on sheath: tensile strength and elongation at break after 720h (360 Cycles) of exposure to UV lights acc. to EN 50289-4-17, Method A; • Ozone resistance: per Test Type B (DIN EN 50396). <p>PRYSMIAN internal test:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Water Absorption (Gravimetric) per DIN EN 60811-402.
Acid and alkaline resistance	<p>Acc. to EN 50618, Annex B:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 7 days, 23°C (N-Oxalic Acid, N-Sodium Hydroxide) acc. to EN 60811-404.
Ammonia Resistance	<p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 30 days in Saturated Ammonia Atmosphere.
Environmentally Friendly	<p>TECSUN(PV) cables comply with the RoHS directive 2011/65/EU of the European Union.</p>

Thermal parameters

Max. operating temperature of the conductor	<p>Max. 90°C at conductor (lifetime acc. to Arrhenius-Diagram TECSUN = 30 years). 20.000 hours of operation at conductor temperature of 120°C (and 90°C ambient temperature) are permitted.</p>
Max. short circuit temperature of the conductor	<p>250 °C (5 s.)</p>
Ambient temperature (for fixed and flexible installation)	<p>Installation and handling: -25°C up to 60°C In operation: -40°C up to +90°C</p>
Resistance to cold	<p>Acc. to EN 50618, Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cold Bending Test at -40°C acc. to DIN EN 60811-504; • Cold Elongation Test at -40°C acc. to DIN EN 60811-505; • Cold Impact Test at -40°C acc. to DIN EN 60811-506 and EN 50618 Annex C.
Damp-Heat Test	<p>Acc. to EN 50618, Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 1.000h at 90°C and 85% humidity (test acc. to EN 60068-2-78).

Mechanical parameters

Max. tensile load	<p>15 N/mm² in operation, 50 N/mm² during installation</p>
Min. bending radius	<p>Acc. to EN 50565-1</p>
Abrasion resistance	<p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Acc. to DIN ISO 4649 against abrasive paper; • Sheath against sheath; • Sheath against metal; • Sheath against plastics.
Shrinkage Test	<p>Acc. to EN 50618, Table 2:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Maximum Shrinkage <2% (test acc. to EN 60811-503).
Pressure Test at High Temperature	<p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <50% acc. to EN 60811-508.
Dynamic Penetration Test	<p>Acc. to EN 50618, Annex D:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Meets requirements of EN 50618.
Shore-Hardness	<p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Type A: 85 acc. to DIN EN ISO 868
Durability of Print	<p>Acc. to EN 50618:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Test acc. to EN 50396.
Rodent resistance	<p>Safety can be optimized by utilizing protective hoses, or protective element, such as a metallic screen braid.</p>

Number of cores x cross section	Colour	Part number	Conductor diameter max. mm	Outer diameter min. mm	Outer diameter max. mm	Bending radius fixed min. mm	Weight (approx.) kg/km	Permissible tensile force max. N	Conductor resistance at 20°C max. Ω/km	Current carrying capacity for single cable free in air (60°C ambient temp.) A	Current carrying capacity for single cable on a surface (60°C ambient temp.) A	Short Circuit Current (1s. from 90°C to 250°C) kA
1x1,5	black	20154830	1.6	4.4	5	15	35	23	13.7	30	29	0.21
1x2,5	black	20154650	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	39	0.36
1x2,5	red	20167176	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	39	0.36
1x2,5	blue	20167177	1.9	4.8	5.4	17	46	38	8.21	41	39	0.36
1x4	black	20149014	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	52	0.57
1x4	red	20165491	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	52	0.57
1x4	blue	20165492	2.4	5.3	5.9	18	61	60	5.09	55	52	0.57
1x6	black	20149015	2.9	5.8	6.4	20	80	90	3.39	70	67	0.86
1x6	red	20165493	2.9	5.8	6.4	20	80	90	3.39	70	67	0.86
1x6	blue	20165494	2.9	5.8	6.4	20	80	90	3.39	70	67	0.86
1x10	black	20149016	4	7	7.6	23	122	150	1.95	98	93	1.43
1x10	red	20165495	4	7	7.6	23	122	150	1.95	98	93	1.43
1x10	blue	20165496	4	7	7.6	23	122	150	1.95	98	93	1.43
1x16	black	20154857	5.6	9	9.8	30	200	240	1.24	132	125	2.29
1x16	red	20167178	5.6	9	9.8	30	200	240	1.24	132	125	2.29
1x16	blue	20167179	5.6	9	9.8	30	200	240	1.24	132	125	2.29
1x25	black	20154858	6.4	10.3	11.2	34	290	375	0.795	176	167	3.58
1x35	black	20154859	7.5	11.7	12.5	50	400	525	0.565	218	207	5.01
1x50	black	20154860	9	13.5	14.5	58	560	750	0.393	276	262	7.15
1x70	black	20156711	10.8	15.5	16.5	66	750	1050	0.277	347	330	10.01
1x95	black	20156712	12.6	17.7	18.7	75	970	1425	0.21	416	395	13.59
1x120	black	20156713	14.2	19.2	20.4	82	1220	1800	0.164	488	464	17.16
1x150	black	20156714	15.8	21.4	22.6	91	1500	2250	0.132	566	538	21.45
1x185	black	20153870	17.4	23.7	25.1	101	1840	2775	0.108	644	612	26.46
1x240	black	20157001	20.4	27.1	28.5	114	2400	3600	0.082	775	736	34.32
TECSUN(PV) (C) H1Z2Z2-K												
1x4 (C)	black		2.4	6	6.6	26.4	90		5.09	55	52	0.57
1x6 (C)	black		2.9	6.5	7.1	28.4	110		3.39	70	67	0.86

Standard delivery length is 500mt. Other lengths are available on request.
All cross sections are also available in red and blue colors.