

REGIONE
BASILICATA



PROVINCIA DI
MATERA



COMUNE DI
STIGLIANO

OGGETTO:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO
A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW
LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO



PROPONENTE:

COMPAGNIA DEL SOLE DUE S.R.L.
P.IVA IT04320530985
VIA ALDO MORO, 28
25043- BRENO (BS)

PROGETTAZIONE:

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

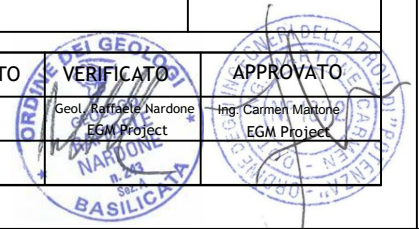



Geol. Raffaele Nardone
Iscr. n. 243
Ordine Geologi Basilicata
C.F. NRDRFL71H04A509H



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


Livello prog.	Cat. opera	N°. prog.elaborato	Tipo elaborato	N° foglio	Tot. fogli	Nome file	Scala
PD	I.IF	A.5	R				
REV.	DATA	DESCRIZIONE			ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	GENNAIO 2023	Emissione				Geol. Raffaele Nardone EGM Project	Ing. Carmen Martone EGM Project




	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRIVOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 1 di 48</p>
---	--	---

Sommario

Premessa	3
1 Descrizione generale del progetto	4
<i>Dati generali del progetto</i>	4
<i>Normativa tecnica di riferimento</i>	4
2 Descrizione di diversi elementi progettuali	8
2.1 Pannelli fotovoltaici	8
2.2 Stringhe	9
2.3 Strutture di supporto	10
2.3.1 Fissaggio del modulo	12
2.3.2 Cablaggio delle stringhe	13
2.3.3 Messa a terra	13
2.3.4 Collegamento equipotenziale	14
2.3.5 Supporto per quadri elettrici	14
2.3.6 Tipologia di pali di fondazione	15
2.4 Casette di stringa (Combiner Box)	15
2.5 Cabine di campo e inverter	16
2.6 Trasformatore	21
2.7 Cabina Di Consegna	22
2.8 Configurazione impianto	22
2.9 Potenza dell'impianto	25
3 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico	26
3.1 Stima della producibilità	26
3.1.1 Database irraggiamento PVGIS-5	26
3.1.2 Output del calcolo	28
3.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera	29
4 CAVI 31	

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 2 di 48</p>
---	---	---

4.1	Cavi AT	31
4.2	Cavi BT	33
5	Criteria di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione	35
5.1	Protezione generale	35
5.1.1	Protezione contro i contatti diretti	35
5.1.2	Protezione contro i contatti indiretti	36
5.1.3	Protezioni dai sovraccarichi	37
5.1.4	Protezione conduttori contro il corto circuito	37
5.1.5	Cartelli	38
5.1.6	Materiale per l'esercizio e la manutenzione	39
5.1.7	Mezzi di estinzione	39
5.1.8	Qualifica del personale	39
5.1.9	Apparecchiature e componenti	39
	<i>Cavi</i>	39
	<i>Connessioni elettriche</i>	40
	<i>Materiali isolanti</i>	40
	<i>Sezionatori</i>	40
	<i>Interruttori</i>	41
	<i>Interruttori di manovra</i>	41
	<i>Relè di protezione</i>	41
	<i>TA e TV di protezione</i>	42
	<i>Trasformatori</i>	42
	<i>Pulsanti di sgancio della cabina</i>	43
5.2	Protezione contro i fulmini	43
5.2.1	Protezioni contro le tensioni di passo e contatto	43
5.2.2	Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni	44
5.2.3	Impianto di terra	44
	<i>Realizzazione dell'impianto di terra</i>	44
	<i>Verifica dell'impianto di terra</i>	44


	<p style="text-align: center;"> PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT) </p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p style="text-align: center;"> DATA: GENNAIO 2023 </p> <p style="text-align: center;"> Pag. 3 di 48 </p>
---	--	--

Premessa

La presente relazione accompagna il progetto definitivo di realizzazione di un impianto agrofotovoltaico di produzione di energia da fonte fotovoltaica con potenza nominale di 20 MWp sito nel comune di Stigliano (MT).

Secondo quanto previsto dal preventivo di connessione rilasciato da Terna lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) a 150/36 kV della RTN da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV “SE Aliano – CP S. Mauro Forte”, previa realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV tra la suddetta SE RTN e la sezione a 150 kV della SE RTN a 380/150 kV di Aliano.

La presente relazione ha lo scopo di descrivere le emissioni di campi magnetici, elettrici ed elettromagnetici generati durante l’esercizio del campo fotovoltaico, dai collegamenti in AT, dalle cabine di trasformazione e dai quadri.

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 4 di 48</p>
---	---	---

1 Descrizione generale del progetto

Dati generali del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, tramite l'installazione a terra di pannelli fotovoltaici montati su idonee strutture metalliche di supporto posizionate in direzione EST – OVEST e con inclinazione verso sud di 20°.

I pannelli, che trasformano l'irraggiamento solare in corrente elettrica continua, saranno collegati in serie formando una "stringa" che, a sua volta, sarà collegata in parallelo con le altre in apposite cassette di stringa (combiner box). Dai quadri di parallelo l'energia prodotta dai pannelli verrà trasferita mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo in cui sono installati gli inverter centralizzati che la trasformano in corrente alternata. Le cabine di campo ospitano anche il trasformatore e fungono anche da "cabine di trasformazione" incrementando il voltaggio fino alla tensione (AT) 36kV. A valle dell'ultima cabina di campo, l'energia verrà trasferita mediante un unico cavidotto esterno alla futura stazione Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite la cabina di consegna posta internamente al campo nel territorio comunale di Stigliano.

L'impianto è caratterizzato da una **potenza di picco installata in corrente continua di 20 MW** ed è suddiviso in 2 "sottocampi", collegati a 2 cabine di campo di conversione e trasformazione.


Normativa tecnica di riferimento

- **D.M. 37/08** - Norme per la sicurezza degli impianti;
- **D.lgs. 81/08** – Testo Unico sulla salute e Sicurezza sul Lavoro;
- **Legge n. 186 del 01.03.68** - Costruzione e realizzazione di materiali e impianti a regola d'arte;
- **Legge 1 marzo 1968, n. 186**: disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.
- **Legge 9 gennaio 1991, n. 10**: norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79**: attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- **Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000**: finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.
- **Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77**: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).
- **D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380**: Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.
- **Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003**: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

- **Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004:** Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137
- **Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006:** Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).
- **Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010:** Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)
- **Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);
- **Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015:** Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.
- **Sicurezza:**
 - **D. Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza):** misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
 - **DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.
- **Norme Tecniche**
 - **CEI 0-2** - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
 - **CEI 0-16** - Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
 - **CEI 11-1** - Impianti elettrici con tensione superiore a 1000 V in corrente alternata;
 - **CEI 11-20** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
 - **CEI 11-35** - Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
 - **CEI 11-37** - Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
 - **CEI 17-13** - Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (Quadri BT);
 - **CEI 17-63** - Sottostazioni prefabbricate ad alta tensione/bassa tensione;
 - **CEI 64-8** - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua;
 - **CEI 81-10/1 (EN 62305-1)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
 - **CEI 81-10/2 (EN 62305-2)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
 - **CEI 81-10/3 (EN 62305-3)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
 - **CEI 81-10/4 (EN 62305-4)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
 - **CEI 81-3** - "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
 - **CEI 20** - Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;


RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

- **CEI UNEL 35024/1** - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- **CEI UNEL 35027** - Cavi di energia per tensione nominale U superiore ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata;
- **CEI EN 60904-1(CEI 82-1):** dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- **CEI EN 61727 (CEI 82-9):** sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- **CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI 82-25:** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).
- **CEI EN 60555-1 (CEI 77-2):** disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- **UNI EN 12464-1** Illuminazione nei luoghi di lavoro
- Serie composta da:
 - **CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1):** apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
 - **CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2):** prescrizioni particolari per i condotti sbarre
 - **CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3):** prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso -Quadri di distribuzione (ASD).
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2):** principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.

	<p style="text-align: center;"> PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRIVOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT) </p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p style="text-align: center;"> DATA: GENNAIO 2023 Pag. 7 di 48 </p>
---	---	---

- **CEI 20-19:** cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI 20-20:** cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.
 - Serie composta da:
 - **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** principi generali.
 - **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** valutazione del rischio.
 - **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.
 - **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.
 - **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
 - **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
 - **CEI 0-3:** guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.
 - **UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
 - **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
 - **CEI 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
 - **CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2).
 - **CEI EN 62053-23 (CEI 13-45):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3).
 - **CEI 64-8, parte 7, sezione 712:** sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.
 - TICA:
 - **Delibera ARG-elt n.90-07:** attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
 - **Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA:** testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
 - **Delibera ARG-elt n. 161-08:** modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
 - **Delibera ARG-elt n. 179-08:** modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Precisazione: I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023</p> <p>Pag. 8 di 48</p>
---	---	---

2 Descrizione di diversi elementi progettuali

Nel seguito sono illustrati in dettaglio i principali elementi progettuali direttamente connessi con la produzione, conduzione e consegna dell'energia elettrica.

2.1 Pannelli fotovoltaici

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da moduli Aurora Pro series EG-685NT66-HU/BF-DG prodotto dalla EGing PV. Assemblati con 132 celle di tipo N-type mono da 210 × 105 mm, questi moduli hanno una capacità del 3% in più di generare energia rispetto ai moduli PERC, una degradazione nel primo anno inferiore all'1% e nei successivi anni inferiore allo 0,4% e un coefficiente di temperatura stabile.

I pannelli sfruttano la tecnologia TOPCon, abbreviazione di "Tunnel Oxide Passivated Contact", è una tecnologia di celle di silicio di tipo N più avanzata.

La principale differenza tra celle solari di tipo P e di tipo N è il numero di elettroni. In una cella di tipo P, il wafer di silicio è drogato con boro, un elemento con un elettrone in meno rispetto al silicio. Questo rende la cella carica positivamente. In un tipo N, la cella è drogata con fosforo che ha un elettrone in più rispetto al silicio, rendendo la cella carica negativamente.

Le celle di tipo N restituiscono valori di efficienza più elevati rispetto alle loro controparti di tipo P. Inoltre, a differenza delle loro cellule di tipo P, non sono influenzate dalla degradazione indotta dalla luce.

Come mostrato nella figura, lo strato ultrasottile SiO₂ funge da strato di passivazione superficiale tra la superficie posteriore in Si e il "contatto" posteriore (lo strato di poli-silicio). Inoltre, lo strato di SiO₂ deve anche essere abbastanza sottile in modo che la corrente possa attraversarlo in modo quanto-meccanico. Lo strato di poli-Si è altamente drogato per produrre uno strato ad alta conduttività. Questo strato ad alta conduttività fungerà quindi da contatto per la raccolta di corrente. Inoltre, in un TOPCON di tipo n, lo strato poli-Si è tipicamente drogato con fosforo per fornire la passivazione del campo (campo della superficie posteriore).

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio del modulo, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **Produttore: EGing PV;**
- **Modello: EG-685NT66-HU/BF-DG;**
- **Tipologia: N-TOPCon;**
- **Potenza di picco: 685 Wp;**
- **Tensione massima di sistema: 1500V;**
- **Efficienza del modulo: 22.05%;**
- **Tensione a circuito aperto (Voc a STC): 47.64 V;**
- **Corrente di corto circuito (Isc a STC): 18.22 A;**
- **Dimensioni: 2384 × 1303 × 35 mm;**
- **Peso: 38.3 kg.**

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

2.2 Stringhe


Dal punto di vista del collegamento elettrico, si prevede di collegare i moduli in serie, per formare una "stringa". Sono previste stringhe formate da 2 righe di moduli e con numero di colonne 14. Dunque si avranno stringhe da 28 moduli.

Ogni stringa, pertanto, produce una potenza pari a:

$$28 \times 685 \text{ W} = 19,18 \text{ kW}$$

Di seguito i dati nominali della stringa (Condizioni STC: *Irradiance 1000 W/m², module temperature 25 °C, AM=1.5*):

DATI PANNELLO			
Marca	EGing PV		
Modello	EG-685NT66-HU/BF-DG		
Potenza nominale (STC)	P _{max}	W	685
Potenza condizioni operative (40°)	W _p	W	617
Tensione alla potenza massima	V _{MPP}	V	37,9
Corrente alla potenza massima	I _{MPP}	A	17,16
Tensione circuito aperto	V _{oc}	V	45
Corrente di corto circuito	I _{sc}	A	18,39
Efficienza del modulo	Eff	%	20,9%
Stringa			
Numero moduli			28
Potenza massima	P _{MAX}	kW	19,18
Tensione alla potenza massima	V _{MPP}	V	1115,8
Tensione circuito aperto	V _{oc}	V	1333,92
Corrente alla potenza massima	I _{MPP}	A	17,19
Corrente di corto circuito	I _{sc}	A	18,22
Calcoli per variazione di temperatura			
Temperatura STC	T _{STC}	°C	25
Coefficiente di temperatura per I _{sc}	α _{I_{sc}}	%/°C	0,04
Coefficiente di temperatura per V _{oc}	β _{V_{oc}}	%/°C	-0,25
Coefficiente di temperatura per P _{MAX}	γ _{P_{mp}}	%/°C	-0,3
Temperatura minima	T _{min}	°C	-10

	PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)	DATA: GENNAIO 2023
	RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	Pag. 10 di 48

Temperatura massima	T_{max}	°C	40
Numero moduli			28
Tensione minima stringa	V_{min}	V	1073,95
Tensione massima stringa	V_{max}	V	1450,64
Corrente massima stringa (40°)	I_{max}	A	17,29

Dove:

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

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

$$V_{min} = 1115,8 \cdot (1 + (0,25\%) \cdot 15) = \mathbf{1073,95 \text{ V}}$$

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

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

$$V_{max} = 1333,92 \cdot (1 + (-0,25\%) \cdot (-35)) = \mathbf{1450,64 \text{ V}}$$

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

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

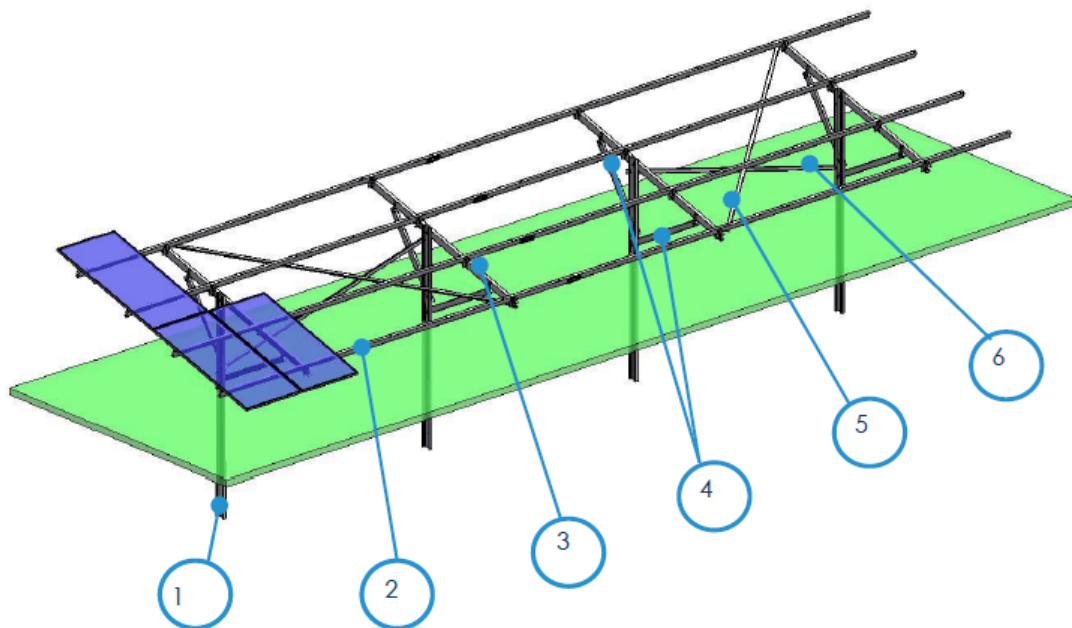
$$I_{max} = 17,19 \cdot (1 + (-0,04\%) \cdot (-35)) = \mathbf{17,29 \text{ A}}$$

2.3 Strutture di supporto

I moduli saranno installati accoppiati su due file da 14 moduli ognuna, e saranno inserite su strutture monopalo a inclinazione fissa di 20°.

Le strutture saranno posizionate in direzione est-ovest con faccia rivolta verso sud e posizionate sul terreno in modo da avere un'altezza minima da terra di 2,1 m.

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO



CODE	ELEMENT	COATING	MATERIAL
1	Posts	HDG	S355 OR HIGHER
2	Purlin	ZM HDG	S350 OR HIGHER
3	Rafter	ZM HDG	S350 OR HIGHER
4	Brace	ZM HDG	S350 OR HIGHER
5	Purlin beam struct	ZM HDG	S350 OR HIGHER

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

6	Post beam structure	ZM HDG	S350 OR HIGHER
	Fateners	ZN-Ni sealed	8.8
Pv module fixation	Bolts	ZN-Ni sealed	8.8
	Rivets	-	Aluminium
	Clamps	-	Aluminium 6063 T6
Posts types		SIZE	
Standard posts		C post	

2.3.1 Fissaggio del modulo

Il fissaggio del modulo sarà effettuato mediante morsetti, rivetti o bulloni.

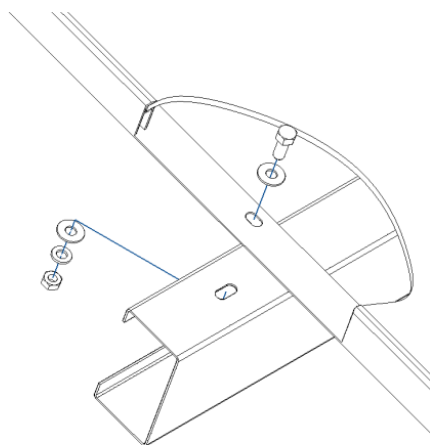
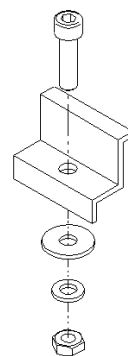


Figura 1: Fissaggio con vite

LATERAL CLAMP



CENTRAL CLAMP

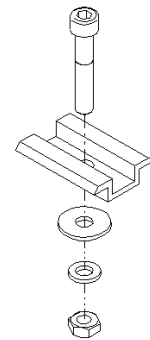


Figura 2: Morsetti di fissaggio

La soluzione di montaggio sarà validata dal fornitore del modulo una volta definito il modello di modulo da utilizzare nel progetto.

2.3.2 Cablaggio delle stringhe

I cavi di cablaggio delle stringhe verranno installati nei profili a C che costituiscono gli arcarecci, utilizzandoli come canale per cavi.



Figura 3: Cablaggio stringhe

2.3.3 Messa a terra

I pali hanno due fori per segnare la lunghezza minima e massima di fissaggio nel terreno. Il foro superiore è utilizzato per il sistema di messa a terra. Il diametro del foro è di 9 mm ed essere fino a 200 mm dal livello del suolo.

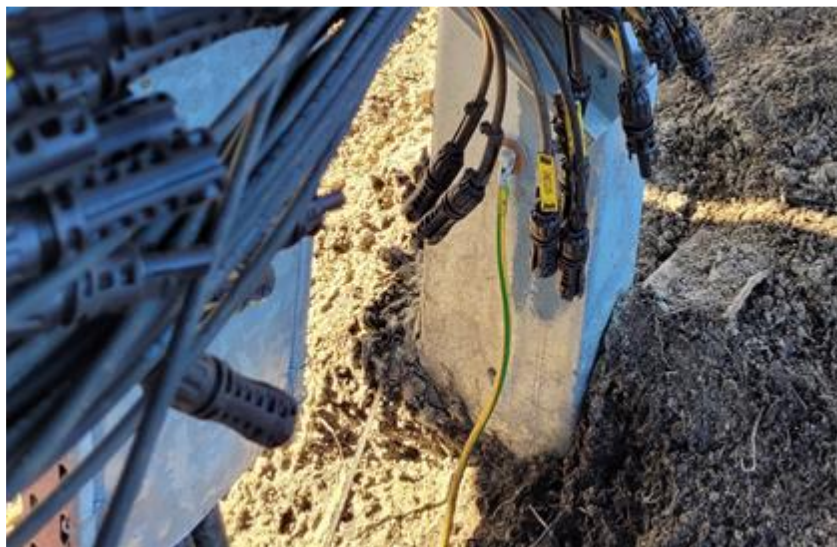


Figura 4: Messa a terra

2.3.4 Collegamento equipotenziale

Verranno utilizzate piastre di collegamento equipotenziale tra i moduli e gli arcarecci per rendere equipotenziale la struttura.

Il sistema equipotenziale mantiene il contatto tra diversi componenti metallici garantendo lo stesso potenziale e quindi prevenendo scosse elettriche.

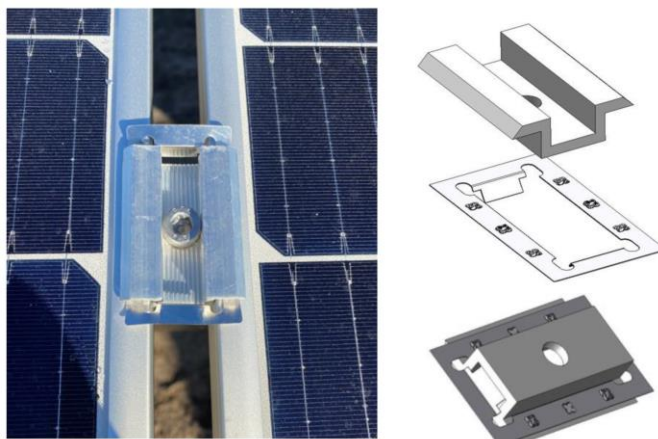


Figura 5: Collegamento equipotenziale

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



Figura 6: Collegamento equipotenziale tra strutture adiacenti

2.3.5 Supporto per quadri elettrici

Verranno progettati e realizzati idonei supporti per il posizionamento dei quadri di parallelo (combiner box) tra i montanti della struttura, offrendo una protezione al componente elettrico dalla pioggia e dai raggi UV.

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO



Figura 7: Supporto per quadri elettrici

2.3.6 Tipologia di pali di fondazione

La tipologia di pali di fondazione e la profondità di infissione dipenderà dalle caratteristiche del sito di installazione.

In fase di progettazione esecutiva, verranno effettuate prove di pull-out in sito per verificare la corretta progettazione della fondazione e l'ottimizzazione della stessa. Il numero di prove dovrà essere sufficiente a fornire una reale caratterizzazione di tutti i possibili terreni all'interno dell'area dell'impianto.

2.4 Casette di stringa (Combiner Box)

Le stringhe da 28 moduli saranno unite in parallelo per formare un array di massimo 18 stringhe raccolte a livello elettrico in quadri di parallelo di campo denominati cassette di stringa o "combiner box" dotate anche di cablaggio dati per il monitoraggio da remoto dell'input elettrico di potenza e dei dati di produzione.

Le combiner box sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte le stringhe di moduli FV ad essi collegate. Le smart box, altamente performanti, implementano la misura della corrente mediante trasduttori ad effetto Hall e favoriscono una puntuale localizzazione delle problematiche del campo FV minimizzando i tempi di mancata produzione ed agevolando l'intervento mirato e tempestivo del service. Ogni cassetta è equipaggiata con protezioni a varistori SPD contro le sovratensioni; il sezionatore in uscita ed i portafusibili in ingresso permettono di isolare il singolo sottocampo FV o le singole stringhe dal resto dell'impianto, consentendo agli operatori di lavorare in piena sicurezza.

Caratteristiche principali:

Ingressi DC: 18 stringhe (massimo)

Massimo voltaggio uscita: 1500 V

Le cassette di stringa saranno in totale 61, così divise per i diversi sottocampi:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

- **Sottocampo 1:**
 - **Inverter 1 – 282 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box;**
 - **Inverter 2 – 288 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box;**
- **Sottocampo 2:**
 - **Inverter 1 – 288 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box;**
 - **Inverter 2 – 223 stringhe collegate a 13 Smart Combiner Box;**

Le cassette saranno distribuite e installate fisicamente sul campo in prossimità della struttura di supporto dei moduli fotovoltaici mediante appositi ancoraggi e staffaggi in acciaio zincato, immorsati nel terreno.

2.5 Cabine di campo e inverter

Dai quadri di parallelo l'energia prodotta verrà trasferita in corrente continua mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo (Power Station) che fungono da cabine di conversione da corrente continua (1500V DC) in corrente alternata (690V AC) e di trasformazione in grado di incrementare il voltaggio fino all'alta tensione (AT 36kV).

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in 2 sottocampi, ognuno gestito da una power station Gamesa Electrics PV Proteus 2x4700, con doppio inverter da 4700 kVA (potenza nominale a 40°C), e trasformatore a doppio secondario della potenza di 9000kVA realizzato su skid e idoneo al posizionamento esterno.

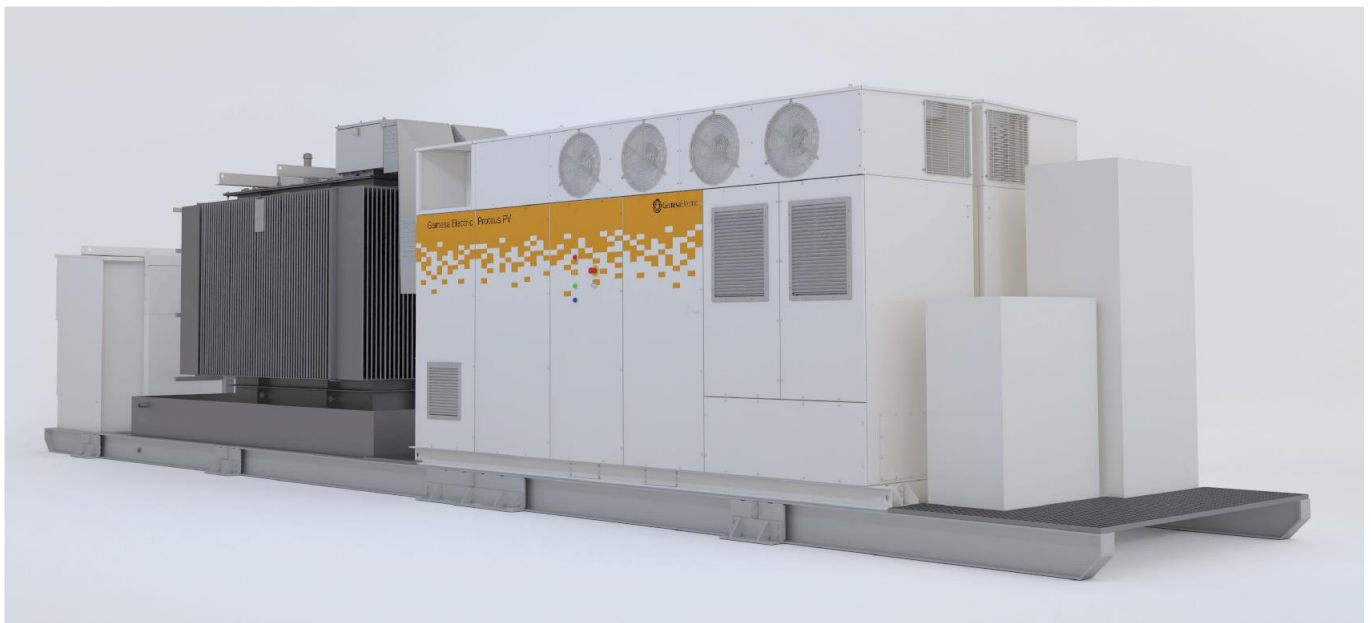
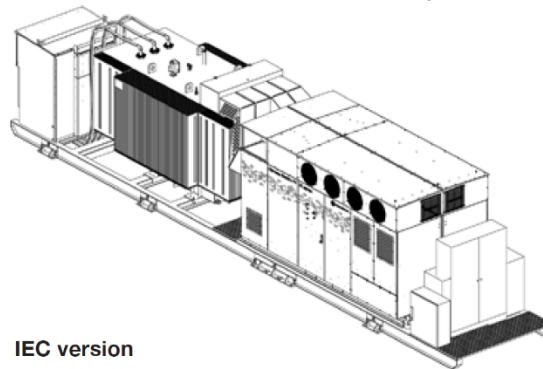


Figura 8: Soluzione integrata su skid composto da 2 inverter e trasformatore con doppio secondario


RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Components Proteus PV Station	
Inverters	2 x Proteus PV 4700
Transformer ⁽¹⁾⁽⁶⁾	Dyn KNAN / ONAN
Switchgear ⁽¹⁾⁽⁶⁾	0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV
Custom Auxiliary Transformer ⁽¹⁾	Optional
Others ⁽¹⁾	Auxilliary cabinet



IEC version
2 x PV

Gamesa Electric Proteus PV Station	
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	2 x Proteus PV 4700
DC Connection	
DC Voltage Range ⁽¹⁾	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	955 - 1300 V
Number of Power Modules	4, 2 independent MPPT
Max. DC Current @40°C [104°F]	4 x 2500 A
Max. DC Current @50°C [122°F]	4 x 2313 A
Max. DC Current @55°C [131°F]	4 x 2220 A
Max. DC Current @60°C [140°F]	4 x 1110 A
Number of DC Ports ⁽¹⁾	max 48 fuse +/- monitored max 72 fuse + monitored
AC Connection	
Number of Phases	Three-phase
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	9418 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	8178 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	8366 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	4182 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms / 2 x 3940 Arms
Nominal AC Voltage, LV side ⁽¹⁾	2 x 690 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽¹⁾	< 34.5 kV
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53 / 57 - 63 Hz
THD of AC Current	< 1% @Sn
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 18 di 48</p>
---	---	--

Ogni Power Station è in grado di garantire una potenza nominale AC in uscita a 40° di 9418 kVA gestita dalla coppia di inverter Proteus 4700 aventi le seguenti caratteristiche:

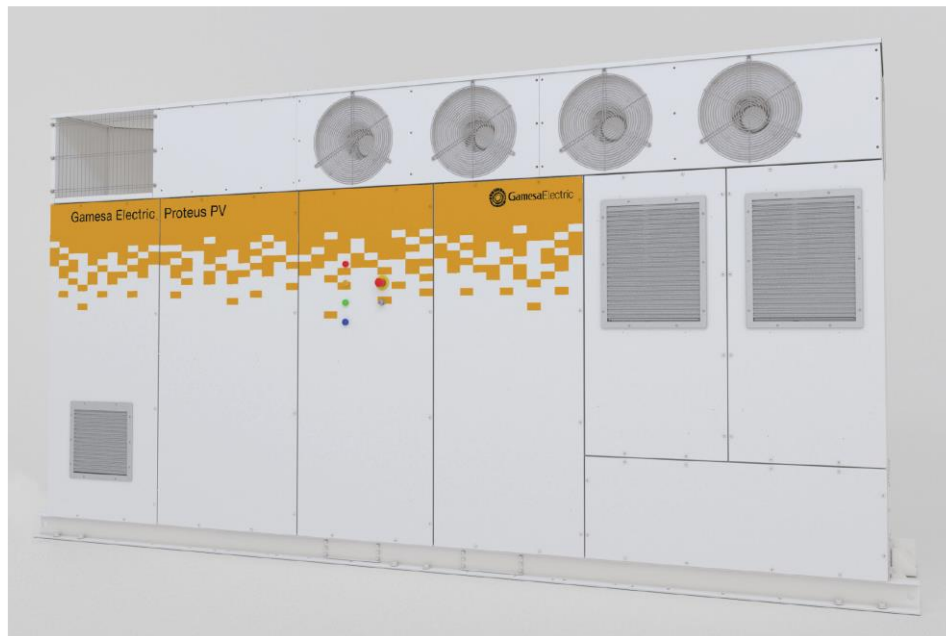


Figura 9: Inverter Gamesa Electric Proteus PV

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Gamesa Electric

Proteus PV 4700

DC Input

DC Voltage Range ⁽¹⁾	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	955 - 1300 V
Number of Power Modules	2, not galvanically isolated, 1 MPPT
Max. DC Current @40°C [104°F]	2 x 2500 A
Max. DC Current @50°C [122°F]	2 x 2313 A
Max. DC Current @55°C [131°F]	2 x 2220 A
Max. DC Current @60°C [140°F]	2 x 1110 A
Maximum Short-circuit Current, I _{sc} PV	Up to 9000 A
Nr of DC Ports ⁽¹⁾	max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored
Fuse Dimensions	125 A to 500 A
Max. Wire Cross Section per DC Input	2 x 400 mm ² - 800 AWG
Energy Production from	0.5% P _n approx.

AC Output

Number of phases	Three-phase
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	4709 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	4358 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	4183 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	2091 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms
Nominal AC Voltage ⁽¹⁾	690 Vrms
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53/57 - 63 Hz
THD of AC Current	< 1% @S _n
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)
Maximum Wire Cross Section per AC Output Phase	6 x 400 mm ²

Performance

Max. Efficiency	99.45%
Euro Efficiency	99.24%
CEC Efficiency	99.14%
Stand-by Power Consumption	< 200 W

General Data

Temperature Range - Operation ⁽²⁾	-20°C / +60°C [-4°F / +140°F]
Maximum Altitude ⁽³⁾	< 2,000 m [6,561 ft] (w/o derating)
Cooling System	Liquid & forced air
Relative Humidity	4% - 100% (w/o condensation)
Seismic ⁽¹⁾	Zone 4 IBC 2012
Max. wind speed ⁽¹⁾	288 km/h (179 mph)
Snow load ⁽¹⁾	2.5 kN/m ²

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Ai fini della configurazione stringhe-inverter risultano rispettate le seguenti condizioni:

$$V_{min} \text{ STRINGA} > V_{min} \text{ INVERTER}$$

$$1073,95 \text{ V} > 955 \text{ V}$$

$$V_{max} \text{ STRINGA} < V_{max} \text{ INVERTER}$$

$$1450,64 \text{ V} < 1500 \text{ V}$$

$$I_{max} \text{ IN} < I_{max} \text{ INVERTER}$$

$$N_s \cdot N_c \cdot I_{MP} = < 5000 \text{ A}$$

$$18 \cdot 16 \cdot 17,19 = < 5000 \text{ A}$$

$$4950,72 < 5000 \text{ A} \text{ verificata}$$

Dove:

V_{min} INVERTER è la tensione minima dell'inverter

V_{max} INVERTER è la tensione massima di funzionamento dell'inverter

I_{max} INVERTER è la corrente massima I_{MPPT} dell'inverter

N_s numero di ingressi della combiner box


N_c numero massimo di combiner box collegate ad inverter

DATI INVERTER

MARCA	Gamesa Electric	
Modello	Proteus PV 4700	
Tensione minima avvio inverter	V_{min_inv}	955 V
Tensione massima in ingresso	V_{max_inv}	1500 V
Numero MPPT	MPPT	1
Numero ingressi per MPPT		2
Corrente massima per ingresso		2500 A
Corrente massima Inverter (40°)	I_{MPP}	5000 A
Corrente corto circuito	I_{sc}	9000 A
Potenza nominale	Pn	4700 W
Numero totale ingressi	N_{IN}	24
Rapporto DC/AC ammesso		2
Numero stringhe	N_{st}	1
Potenza massima in ingresso	P_{IN}	5485,48 W

combiner box

numero ingressi	$n_{in-comb}$	18,0
Potenza uscita	P_{comb}	345,24 kW
corrente massima	$V_{max-comb}$	400,0 A

	PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)	DATA: GENNAIO 2023
	RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	Pag. 21 di 48

Corrente massima (STC)	I_{max}	304,12 A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito (STC)	I_{sc}	323,68 A	VERIFICATO


Comb-box collegate	n_{comb}	16	VERIFICATO
Fusibile ingresso		400 A	VERIFICATO
Potenza massima	P_{DC-IN}	5523,48 kW	
rapporto DC/AC		1,31	VERIFICATO
Tensione minima stringa	V_{min}	1073,95 V	VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1450,64 V	VERIFICATO
Corrente massima	I_{max-IN}	4979,52 A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito	I_{sc-IN}	5247,36 A	VERIFICATO

Ogni inverter è dotato di un unico MPPT dotato di 2 ingressi DC con un corrente massima a 40° di 2500 A. La corrente massima in ingresso con il collegamento di 16 combiner box è inferiore alla corrente massima in ingresso dell'inverter, pertanto, in caso di condizioni STC, l'inverter consentirà l'immissione della corrente di stringa a limite massimo consentito.

2.6 Trasformatore

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in 2 sottocampi. In ogni sottocampo è prevista una power station con doppio inverter in cui verrà installato il trasformatore di elevazione BT/AT della potenza di 9000 kVA. Sarà a doppio secondario con tensione di 690V ed avrà una tensione al primario di 36kV con le seguenti caratteristiche a seguito:

- Tipo **olio** (avvolgimenti impregnati)
- Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite
- Dimensioni tipo: 2240 (a) x1120 (b) x2390 (c) mm
- Peso: 9000 Kg ca
- frequenza nominale 50 Hz
- Tensione primario 36 KV
- Tensione secondario 0,69 KV
- Perdite 6%
- Simbolo di collegamento Dyn
- Collegamento primario triangolo
- Collegamento secondari a stella
- Classe ambientale E2
- Classe climatica C2
- Comportamento al fuoco F1
- Classe di isolamento termico primarie e secondarie F/F
- Temperatura ambiente max. 40 °C

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 22 di 48</p>
---	---	--

- Installazione interna
- Tipo raffreddamento: KNAN estere con raffreddamento naturale ad aria altitudine sul livello del mare $\leq 1000\text{m}$.

2.7 Cabina Di Consegna

L'impianto si collegherà alla rete elettrica mediante nuova cabina di consegna collocata all'interno dell'area dell'impianto dove verrà effettuata la misura e la consegna dell'energia prodotta con la rete di Terna.

La cabina sarà del tipo prefabbricato realizzata mediante una struttura monolitica in calcestruzzo armato vibrato autoportante, completa di porte di accesso e griglie di aerazione. Le dimensioni del vano consegna delle cabine di consegna seguiranno gli standard tecnici di Terna con caratteristiche desumibili dagli elaborati allegati, con una lunghezza di circa 19 m, e una larghezza di circa 5 m.

Le pareti sia interne che esterne, saranno di spessore non inferiore a 7-8 cm.

Il tetto di spessore non inferiore 6-7 cm, sarà a corpo unico con il resto della struttura, impermeabilizzato con guaina bituminosa elastomerica applicata a caldo per uno spessore non inferiore a 4 mm e successivamente protetta. Il pavimento sarà dimensionato per sopportare un carico concentrato di 50 kN/m² ed un carico uniformemente distribuito non inferiore a 5 kN/m².

Sul pavimento saranno predisposte apposite finestre per il passaggio dei cavi AT e BT, completo di botola di accesso al vano cavi. L'armatura interna del monoblocco elettricamente collegata all'impianto di terra, in maniera tale da formare una rete equipotenziale uniformemente distribuita su tutta la superficie.

I materiali da utilizzare per le porte e le griglie sono o vetroresina stampata, o lamiera zincata (norma CEI 11-1), ignifughe ed autoestinguenti. La base della cabina sarà sigillata alla platea, mediante l'applicazione di un giunto elastico tipo: ECOACRIL 150; successivamente la sigillatura sarà rinforzata mediante cemento anti-ritiro. Anche la fondazione della cabina sarà prefabbricata e per l'alloggio dovrà essere realizzata un'apposita area con livellazione e costipamento del terreno e predisposizione di un letto di sabbia, previo uno scavo a sezione ampia per l'asportazione del terreno coltivo.

2.8 Configurazione impianto

	Potenza pannelli DC
CAMPO	N. pannelli
POTENZA DI PROGETTO	
STRINGA	N. pannelli per stringa

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Potenza DC stringa

Stringhe necessarie

COMBINER BOX N. ingressi

Combiner box

Potenza inverter

cos fi

INVERTER Potenza attiva nominale
**POTENZA NOMINALE IN
 IMMISSIONE MASSIMA**

N. inverter

Combiner box / inverter

Inverter	N. stringhe	Potenza DC (kW)	P _{AC} max (kVA)
1.1	282	5408,76	4709
1.2	288	5523,84	4709
2.1	288	5523,84	4709
2.2	223	4277,14	4709
TOTALE	1081	20000,00	

N° Trasformatore	N° Inverter	N° Combiner	N° Stringhe	N° Moduli	Potenza DC (kW)
			28 moduli		
1	1	1	18	504	345.24
		2	18	504	345.24
		3	18	504	345.24
		4	18	504	345.24
		5	18	504	345.24
		6	18	504	345.24
		7	18	504	345.24
		8	18	504	345.24
		9	18	504	345.24
		10	18	504	345.24
		11	12	336	230.16
		12	18	504	345.24
		13	18	504	345.24
		14	18	504	345.24
		15	18	504	345.24
		16	18	504	345.24
		1	18	504	345.24

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

		2	18	504	345.24
		3	18	504	345.24
		4	18	504	345.24
		5	18	504	345.24
		6	18	504	345.24
		7	18	504	345.24
		8	18	504	345.24
		9	18	504	345.24
		10	18	504	345.24
		11	18	504	345.24
		12	18	504	345.24
		13	18	504	345.24
		14	18	504	345.24
		15	18	504	345.24
		16	18	504	345.24
		1	18	504	345.24
		2	18	504	345.24
		3	18	504	345.24
		4	18	504	345.24
		5	18	504	345.24
		6	18	504	345.24
		7	18	504	345.24
		8	18	504	345.24
		9	18	504	345.24
		10	18	504	345.24
		11	18	504	345.24
		12	18	504	345.24
		13	18	504	345.24
		14	18	504	345.24
		15	18	504	345.24
		16	18	504	345.24
2		1	18	504	345.24
		2	18	504	345.24
		3	18	504	345.24
		4	18	504	345.24
		5	18	504	345.24
		6	18	504	345.24
		7	18	504	345.24
		8	18	504	345.24
		9	18	504	345.24
		10	18	504	345.24
	2	1	18	504	345.24
		2	18	504	345.24
		3	18	504	345.24
		4	18	504	345.24
		5	18	504	345.24
		6	18	504	345.24
		7	18	504	345.24
		8	18	504	345.24
		9	18	504	345.24
		10	18	504	345.24

		11	18	504	345.24
		12	18	504	345.24
		13	7	196	134.26

2.9 Potenza dell'impianto

L'impianto, come detto, è suddiviso in 2 "sottocampi", caratterizzati dalle seguenti potenze di picco:

- **Sottocampo 1:**
15.960 moduli da 685 Wp
 32 smart combiner box
 2 inverter centralizzato da 4.700 kVA
Potenza totale in DC: 10.932,6 kWp
Potenza totale in AC: 9.400 kVA
- **Sottocampo 2:**
14.308 da 685 Wp
 29 smart combiner box
 2 inverter centralizzato da 4.700 kVA
Potenza totale in DC: 9.800,98 kWp
Potenza totale in AC: 9.400 kVA

In totale, quindi, saranno installati 30.268 moduli per una potenza di picco installata in corrente continua pari a:

$$30.268 \text{ moduli} \times 685 \text{ Wp} = 20 \text{ MW DC}$$

La potenza apparente totale dell'impianto, in corrente alternata, data dalla somma della potenza degli inverter sarà pari a:

$$4.700_{(1.1)} + 4.700_{(1.2)} + 4.700_{(2.1)} + 4.700_{(2.2)} = 18.800 \text{ kVA}$$

Assumendo un cosfi di 0,80 ne deriva una potenza nominale in AC di 15,04 MW con un rapporto DC/AC pari a 1,33.

3 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

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

3.1 Stima della producibilità

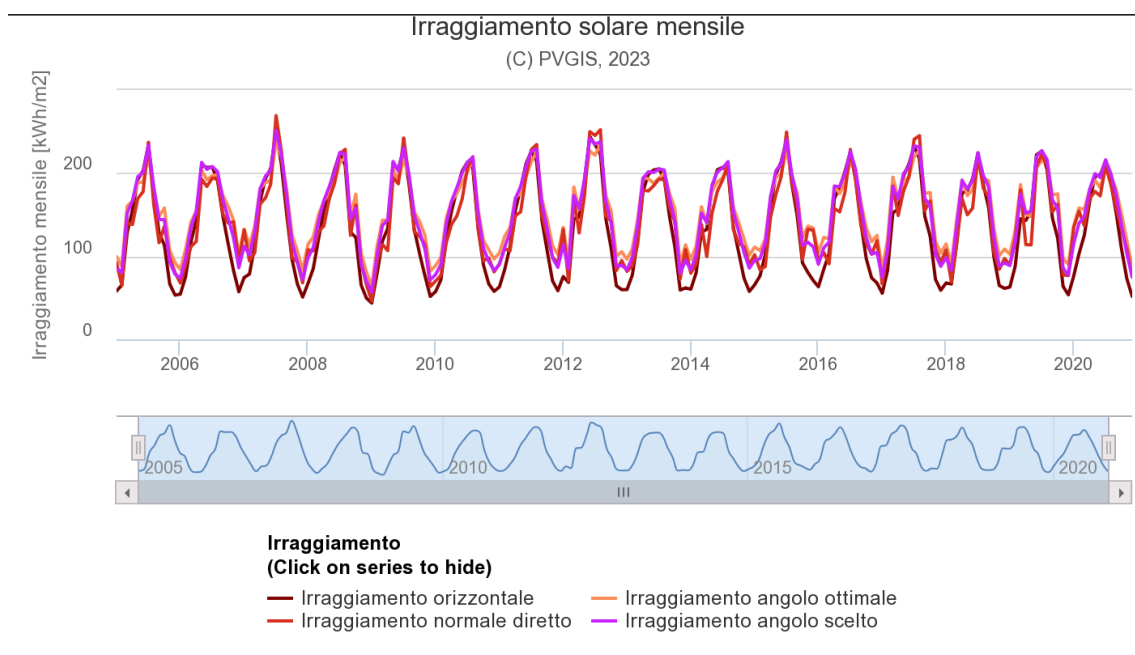
Utilizzando l'applicativo PVGIS si procede alla simulazione della producibilità

3.1.1 Database irraggiamento PVGIS-5

Relativamente al sito sono stati inseriti i seguenti dati:

- Latitudine/Longitudine 40.360634, 16.215328;
- Orizzonte: Calcolato;
- Database solare PVGIS-SARAH2;
- Primo anno: 2005;
- Ultimo anno: 2020.

L'irraggiamento solare mensile è riportato nello schema seguente:



Irraggiamento global orizzontale

Mese	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gennaio	58.18	54.33	74.41	67.13	43.63	57.39	63.01	75.5	59.84	60.34	65.57	63.27	55.44	67.72	62.92	76.08
Febbraio	65.23	75.65	78.52	85.24	79.25	71.49	84.03	68.61	77.36	79.97	76.14	84.35	82.78	66.59	88.01	103.03
Marzo	128.43	117.15	112.88	121.1	118.19	119.83	111.49	145.1	119.05	129.38	102	103.06	152.51	116.8	144.98	125.33
Aprile	155.77	143.51	166.26	155.84	133.41	154.14	155.33	147.31	177.85	132.16	159.44	170	156.44	176.02	143.15	165.6
Maggio	192.52	210.08	193.51	181.06	209.76	179.68	181.98	191.04	198.58	183.37	198.87	182.37	197.11	179.19	154.2	196.16
Giugno	203	206.6	205.73	204.28	205.08	202.61	211.22	243.99	203.7	204.07	213.82	202.39	210.57	193.28	222.06	197.72
Luglio	233.53	207.58	250.36	224.32	229.68	213.33	226.38	234.15	205.09	207.01	239.71	225.41	232.3	224.49	226.55	214.99
Agosto	175.45	191.12	210.48	209.7	187.14	206.86	214.9	223.01	193.23	201.95	187.11	193.39	217.52	186.09	203.99	188.47
Settembre	128.3	148.36	150.67	128.95	132.12	134.04	143.18	145.63	147.64	134.97	148.74	139.47	148.18	159.04	145.98	151.72
Ottobre	113.34	114.78	96.3	122.65	103	89.55	105.91	110.05	110.91	104.62	91.98	96.79	124.29	98.89	121.31	108.44
Novembre	66.62	82.95	66.76	65.35	76.44	66.58	70.24	64.46	59.28	73.67	80.63	73.9	72.15	64.74	63.73	72.93
Dicembre	53.23	57.29	50.81	49.48	51.6	57.73	58.49	59.75	61.8	57.63	70.94	67.84	59.02	61.34	53.62	51.67

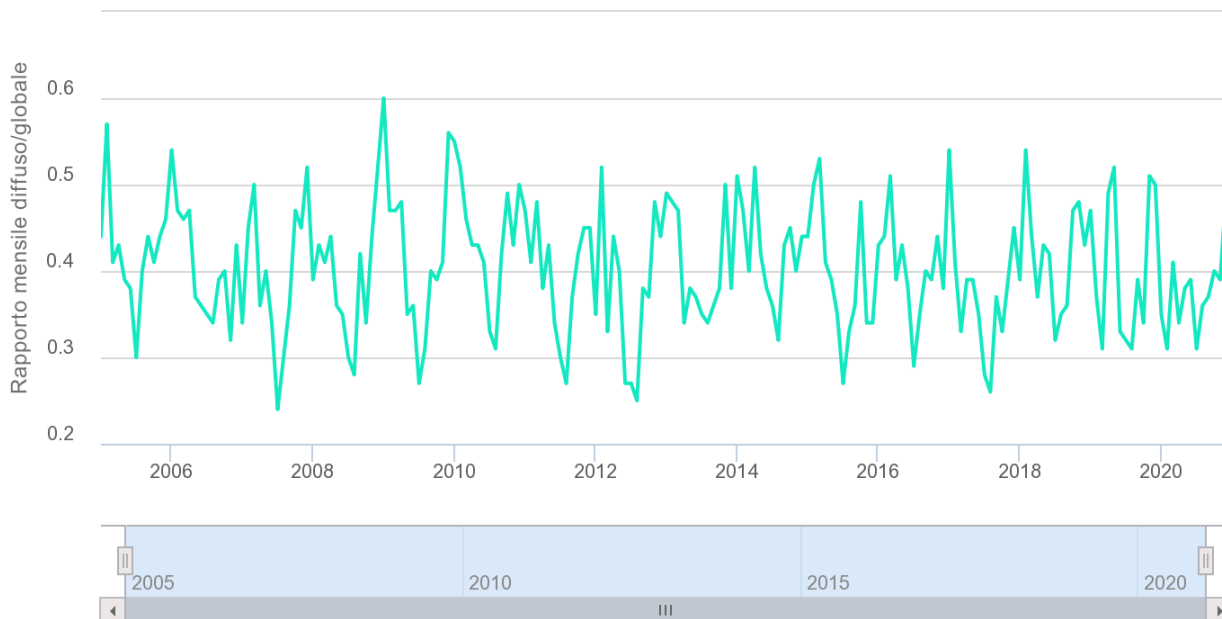
Irraggiamento normale diretto

Mese	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Gennaio	92.14	67.7	131.51	107.71	46.06	70.15	90.97	132.1	81.81	79.55	101.78	94.86	66.8	107.48	89.67	134.73
Febbraio	64.89	89.65	94.43	106.51	92.96	76.89	109.04	70.59	88.32	90.81	83.63	104.39	104.63	69.17	121.37	154.23
Marzo	140.36	111.59	104.28	129.9	114.21	116.21	106.52	169.73	114.19	138.2	87.65	90.93	184.46	114.81	179.94	136.65
Aprile	138.17	117.88	162.82	136.47	106.74	138.4	148.76	128.08	179.6	99.62	147.31	157.5	149.03	169.75	113.92	169.53
Maggio	169.61	192.71	170.06	168.86	194.62	148.36	153.31	172.5	178.49	152	174.37	153.33	178.57	149.87	113.65	177.94
Giugno	177.59	183.98	186.74	187.86	187.17	168.8	196.29	249.93	184.75	178.43	195.74	177.22	195.19	157.97	208.17	172.67
Luglio	237.11	194.07	269.25	223.35	242.31	206.52	228.39	245.38	192.81	192.03	249.43	228.45	240.81	221.78	222.33	209.24
Agosto	162.23	192.49	226.64	228.62	194.96	219.74	234.45	252.27	192.29	209.98	189.7	190.75	245.13	181.95	208.73	185.97
Settembre	116.24	150.85	162.61	125.25	129.61	132.11	149.2	148.59	158.61	132.04	159.56	136.73	155.13	171.31	153.25	158.11
Ottobre	136.05	140	98.3	161.52	124.09	94.5	123.76	142.29	141.19	115.49	96.15	115.68	166.49	105.24	162.57	131.69
Novembre	98.29	141.39	93.29	92.21	113.85	97.92	99	82.86	72.86	111.49	132.36	102.45	108.45	84.27	77.66	108.38
Dicembre	80.46	93.03	68.07	65.63	63.34	81.18	91.17	94.82	108.03	90.08	131.55	118.54	92.76	97.29	76.7	75.2

Il grafico successivo riporta invece il grafico della media mensile del rapporto diffuso/globale:

Media mensile rapporto diffuse/globale

(C) PVGIS, 2023



3.1.2 Output del calcolo

Produzione annuale FV [kWh]: 28114.62

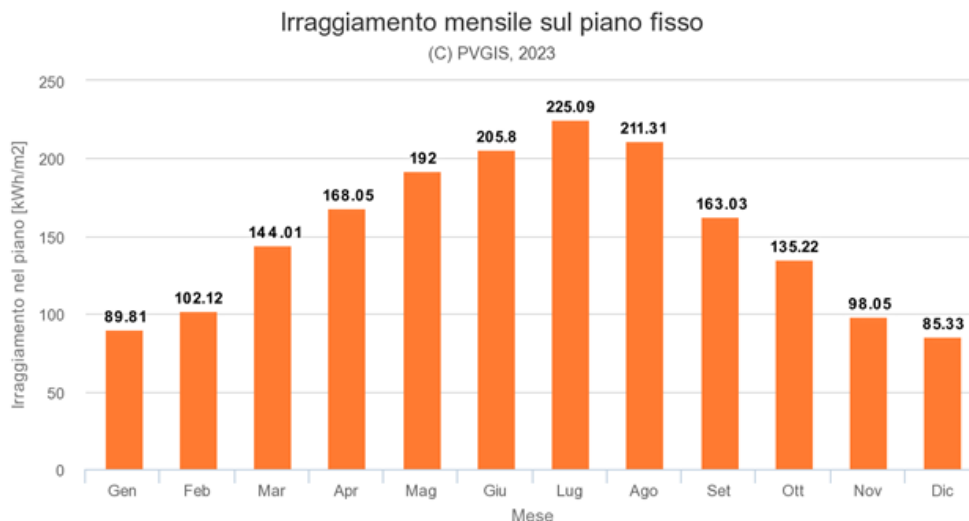
Irraggiamento annuale [kWh/m²]: 1819.82

Variazione interannuale [kWh]: 839.07

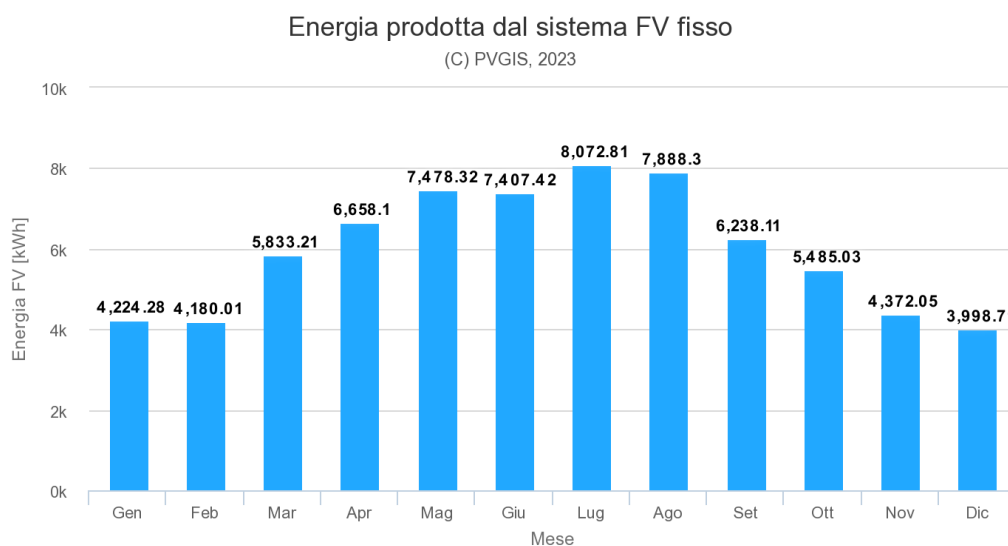
Variazione di produzione a causa di:

- Angolo d'incidenza [%]: -2.91;
- Effetti spettrali [%]: 0.84;
- Perdite temp. ed irr. bassa [%]: -8.26;
- Perdite totali [%]: -22.75.

L'irraggiamento mensile risulta:



Mentre il grafico della producibilità è il seguente:



In conclusione la Produzione annuale stimata è di 28.114,62 kWh.

Tenendo conto di un tasso di invecchiamento dei pannelli pari allo 0.40% (valore estratto dalla scheda tecnica del produttore), è possibile calcolare l'energia media annua immessa in rete durante la vita utile dell'impianto, pari a 20 anni. Nella tabella seguente è mostrato il cronoprogramma con l'indicazione della produzione di energia per ogni anno.


Tabella 1: Cronoprogramma della producibilità media annuale lungo la vita utile dell'impianto (20 anni)

Anno	Produzione di energia (kWh)
1	28114.62
2	28002.16
3	27890.15
4	27778.59
5	27667.48
6	27556.81
7	27446.58
8	27336.79
9	27227.45
10	27118.54
11	27010.06
12	26902.02
13	26794.41
14	26687.24
15	26580.49
16	26474.17
17	26368.27
18	26262.80
19	26157.75
20	26053.11
Totale	541429.49

3.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera

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

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

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 30 di 48</p>
---	---	--

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

Nel presente caso, pertanto, considerando una produzione media annuale dell'impianto di 28,11 MWh, le TEP risparmiate in un anno sono pari a:

$$T_1 = 0,187 \cdot 28,114 = 5,257 \text{ TEP}$$


Mentre quelle risparmiate in 20 anni, sulla base di una produzione complessiva di 541,43 MWh, sono pari a:

$$T_{20} = 0,187 \cdot 541,429 = 101,247 \text{ TEP}$$

Nella tabella seguente è possibile notare le quantità delle principali emissioni in atmosfera che la realizzazione dell'impianto consente di evitare.

Tabella 2: Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2006)

Emissioni in atmosfera EVITATE	CO2	SO2	Nox	Polveri
Emissioni evitate (g/kWh)	496,00	0,93	0,58	0,029
Emissioni evitate in 1 anno (kg)	13944.85	26.15	16.31	0.82
Emissioni evitate in 20 anni (kg)	268549.03	503.53	314.03	15.70

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 31 di 48</p>
---	---	--

4 CAVI

4.1 Cavi AT

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

Per il collegamento delle power station dei campi fotovoltaici si prevede la realizzazione di linee a 36kV a mezzo di collegamenti del tipo "entra-esce".

La rete a 36 kV, di lunghezza totale pari a circa 1.258 km, sarà realizzata per mezzo di cavi del tipo RG7H1R 26/45 kV o equivalenti con conduttore in rame.

L'isolamento sarà garantito mediante guaina termo-restringente.

I cavi verranno posati ad una profondità minima di 120 cm, con una placca di protezione in PVC (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore.

I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza di 50 cm. La sezione di posa dei cavi sarà variabile a seconda della loro ubicazione in sede stradale o in terreno (cfr. sezioni tipo cavidotto).

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

$$I_b \leq I_z$$

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

dove:


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

I cavi per l'impianto di alta tensione a 36 kV saranno del tipo RG7H1R 26/45 kV o similari, con conduttore rigido di rame rosso ricotto Classe 2 di tipo unipolare e/o unipolare avvolto ad elica, semiconduttore interno elastomerico estruso, isolamento in HEPR di qualità G7, guaina in PVC qualità RZ/ST2, direttamente interrati o infilati in corrugato.

La portata I_z di un cavo con una determinata sezione e isolante è notevolmente influenzata dalle condizioni di installazione. Nella posa interrata la portata può variare in funzione della profondità di posa, della resistività e della temperatura del terreno. Aumentando la profondità di posa, con temperatura del terreno invariata, la portata di un cavo si riduce.

La portata dipende però anche dalla resistività e dalla temperatura del terreno che aumentano verso la superficie, soprattutto nei periodi estivi, vanificando in tal modo i benefici che si possono ottenere a profondità di posa minori.

La portata di un cavo interrato diminuisce anche in caso di promiscuità con altre condutture elettriche e l'influenza termica tra i cavi aumenta sensibilmente se sono posati in terra piuttosto che in aria.

	PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)	DATA: GENNAIO 2023 Pag. 32 di 48
	RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	

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

$$I_z = I_0 \times k$$

Dove:

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


k = prodotto di opportuni coefficienti di correzione, ovvero:

- K_{tt} = fattore di correzione per posa interrata e temperature diverse da 20 °C;
- K_d = fattore di correzione per spaziatura tra cavi tripolari pari a 250 mm;
- K_p = fattore di correzione per profondità di posa diversi da 0.8 m (cavi direttamente interrati);
- K_r = fattore di correzione per valori di resistività termica diversa da 1,5 Km/W.

Tanto più elevata è la resistività termica del terreno tanto maggiore diventa la difficoltà del cavo a smaltire il calore attraverso gli strati del terreno. La resistività termica varia a seconda del tipo di terreno e del suo grado di umidità.

Tabella 3 – CAVI AT

VERIFICA CAVI AT - CORRENTE ALTERNATA					
CIRCUITO			Trasf. 2 – Trasf.1	Trasf. 1 – Cab. consegna	Cab. consegna – Stazione Terna
TIPO CAVO			RAME RG7H1R 26/45 Kv		
Tensione trasporto	Vn	KV	36	36	36
	Cosφ		0,9	0,9	0,9
	Sinφ		0,4	0,4	0,4
Potenza nominale	Pn	MW	10,9	20	20
Corrente di impiego	I₀	A	194,23	356,39	356,39
Sezione cavo	S	mm²	120	240	240
Lunghezza linea	L	m	1025,72	232,72	50
Resistenza della linea	R_L	Ω / km	0,153	0,075	0,075
Reattanza della linea	X_L	Ω / km	0,120	0,100	0,100
Caduta di tensione	ΔV	V	46,07	19,18	2,06
	ΔV	%	0,13%	0,05%	0,01%
VERIFICA			VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO
Materiale isolamento			PVC	PVC	PVC
Portata nominale	I₀	A	355	510	510
Temperatura terreno	T	°C	25	25	25
terne		nr	2	1	1
distanza		m	0,25	0,25	0,25
Profondità di posa		m	1,0	1,2	1,2
Resistività termica		K*m/W	1,5	1,5	1,5

	PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)	DATA: GENNAIO 2023 Pag. 33 di 48
	RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO	

K1	ktt		0,95	0,95	0,95
K2	kd		0,92	1,00	1,00
K3	kp		0,97	0,95	0,95
K4	kr		1	1	1
Portata del cavo	I_z	A	300,96	460,27	460,27
VERIFICA			VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO

4.2 Cavi BT

I cavi BT saranno del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC), con conduttore in rame stagnato, flessibile, secondo IEC 60228 classe 5, isolante HEPR reticolato 120 °C (mescola tipo EI6/EI8) e guaina in gomma EVA reticolata 120 °C (mescola tipo EM4/EM8).

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

$$I_b \leq I_z$$

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

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- ΔV% è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Per il calcolo della portata ci si riferisce alla tabella CEI UNEL 35026 fasc. 5777 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata". Dalla norma viene fornita la formula per il calcolo della portata effettiva I_z che può essere ricavata, a partire dalla corrente I₀, tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento.

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

Dove:


- I₀ = portata per posa interrata per cavi di tipo con resistività terreno 1K m/W;
- K₁ = fattore di correzione per temperature diverse da 20 °C;
- K₂ = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
- K₃ = fattore di correzione per profondità di posa;
- K₄ = fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 1Km/W.

Si riporta nel seguito la tabella con la verifica della relazione riportata pocanzi, in cui vengono tenuti in considerazione i combiner box con diverso numero di stringhe collegate (i combiner differiscono per numero di stringhe (da 7, da 12 e da 18) e quindi anche per potenza DC). A parità di stringhe, è stato considerato il cavo con lunghezza maggiore.

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Tabella 4 – CAVI BT

VERIFICA CAVI BT - CORRENTE CONTINUA					
CIRCUITO			Inverter 2.2	Inverter 1.1	Tutti
TIPO CAVO			ALLUMINIO TECSUN PV1-F 0,6/1 Kv AC (1,5kV DC)		
Moduli per stringa			28		
Potenza stringa		kW	19,18	19,18	19,18
Tensione trasporto	Vn	V	1500	1500	1500
Stringhe per combiner box		n	7	12	18
Potenza nominale C-box	Pn	kW	134,26	230,16	345,24
Corrente di impiego	I _b	A	89,5	153,44	230,16
Sezione cavo	S	mm ²	185	185	185
Lunghezza linea	L	m	126,93	405,81	766,07
Resistenza della linea	R _L	Ω / km	0,108	0,108	0,108
Caduta di tensione	ΔV	V	2,19	11,98	33,93
	ΔV	%	0,15	0,8	2,26
VERIFICA			VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO
Materiale isolamento			EPR	EPR	EPR
Portata nominale	I ₀	A	612	612	612
Temperatura terreno	T	°C	40	40	40
Cavi		n°	6	6	6
distanza		m	0,25	0,25	0,25
Profondità di posa		m	0,8	0,8	0,8
Resistività termica		K*m/W	1,2	1,2	1,2
K1			0,85	0,85	0,85
K2			0,80	0,80	0,80
K3			1,02	1,02	1,02
K4			0,93	0,93	0,93
Portata del cavo	I _z	A	394,76	394,76	394,76
VERIFICA			VERIFICATO	VERIFICATO	VERIFICATO

	<p style="text-align: center;"> PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT) </p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p style="text-align: center;"> DATA: GENNAIO 2023 </p> <p style="text-align: center;"> Pag. 35 di 48 </p>
---	--	---

5 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione

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

5.1 Protezione generale

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

5.1.1 Protezione contro i contatti diretti

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

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

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


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

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

Le barriere devono impedire che nessuna parte del corpo di un uomo possa raggiungere la zona di guardia prossima alle parti attive e possono quindi essere pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza minima di 2000 mm.

Gli ostacoli possono essere realizzati tramite l'impiego di coperture, parapetti, catene e corde oppure utilizzando pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza inferiore ai 2000 mm e che quindi non possono rientrare nelle barriere.

La protezione mediante distanziamento si ottiene collocando le parti attive al di fuori della zona dove le persone possono abitualmente soffermarsi o muoversi tenendo conto della distanza che si può raggiungere con le mani in qualsiasi direzione.

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 36 di 48</p>
---	---	--

Le porte dei locali per le apparecchiature o per gli scomparti, utilizzate come elementi di chiusura, devono essere progettate in modo tale da poter essere aperte solo mediante attrezzi o chiavi.

5.1.2 Protezione contro i contatti indiretti

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

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

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

Le prescrizioni da rispettare affinché venga assicurata la protezione sono:

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

I dispositivi di interruzione automatica ammessi dalle norme sono:

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


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

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

Normalmente in sistemi di questo tipo si prevede l'utilizzo di un dispositivo di controllo di isolamento il quale verifica se, effettivamente, il sistema rimane isolato nel tempo o sia necessario intervenire per ripristinare l'isolamento, segnalando le eventuali condizioni anomale che si manifestano in caso di guasto.

Questo dispositivo segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto permettendo così l'individuazione della causa di questa riduzione prima del verificarsi di un secondo guasto a terra, che causerebbe l'interruzione dell'alimentazione.

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

	<p style="text-align: center;"> PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT) </p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p style="text-align: center;"> DATA: GENNAIO 2023 </p> <p style="text-align: center;"> Pag. 37 di 48 </p>
---	--	---

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

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

5.1.3 Protezioni dai sovraccarichi

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

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1.45 \cdot I_z$$

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

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

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

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

5.1.4 Protezione conduttori contro il corto circuito

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

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

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

5.1.5 Cartelli

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

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

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

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

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

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

All'interno della cabina si dovranno avere:

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


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

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

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

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

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

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 39 di 48</p>
---	---	--

5.1.6 Materiale per l'esercizio e la manutenzione

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

5.1.7 Mezzi di estinzione

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

5.1.8 Qualifica del personale

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


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

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

5.1.9 Apparecchiature e componenti

Cavi

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

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 40 di 48</p>
---	---	--

Connessioni elettriche

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


Materiali isolanti

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

Sezionatori

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

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

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 41 di 48</p>
---	---	--

I sezionatori e i sezionatori di terra devono avere caratteristiche termiche e dinamiche adeguate all'intensità e alla durata della corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Il comando meccanico deve essere facilmente manovrabile dall'operatore e dal posto di comando deve essere possibile riconoscere la posizione raggiunta dal dispositivo di sezionamento mediante una delle seguenti condizioni:

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

Interruttori

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

Interruttori di manovra

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

Relè di protezione

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

I dispositivi di protezione possono essere:


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

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

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

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

Nel caso di impiego di relè indiretti senza alimentazione ausiliaria, l'energia necessaria al funzionamento del relè e dello sganciatore viene prelevata direttamente dalla corrente di guasto. Il relè

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 42 di 48</p>
---	---	--

deve essere dotato di un dispositivo di prova che consenta di verificare agevolmente il suo corretto funzionamento.

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

TA e TV di protezione

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

Trasformatori

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


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

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

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

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

Una separazione tra i trasformatori, mediante pareti di materiale incombustibile è comunque vantaggiosa, perché permette di accedere in sicurezza a ciascuna unità, mantenendo le altre in servizio.

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRIVOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 43 di 48</p>
---	--	--

Gli involucri di protezione ostacolano la libera circolazione dell'aria, il che potrebbe portare al declassamento della potenza del trasformatore.

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

Pulsanti di sgancio della cabina

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

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

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

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


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

5.2 Protezione contro i fulmini

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

5.2.1 Protezioni contro le tensioni di passo e contatto

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

	<p>PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRI-VOLTAICO A TERRA "STIGLIANO" DELLA POTENZA NOMINALE DI 20 MW IN LOCALITA' "STANZALAURO" NEL COMUNE DI STIGLIANO (MT)</p> <p>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	<p>DATA: GENNAIO 2023 Pag. 44 di 48</p>
---	---	--

5.2.2 Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni

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

5.2.3 Impianto di terra

Realizzazione dell'impianto di terra

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

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

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

Andrà realizzato il collegamento a terra delle strutture metalliche.

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

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

Verifica dell'impianto di terra

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

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

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

Allegato 1: Scheda tecnica pannelli fotovoltaici

AURORA Pro SERIES N-TOPCon 132-cell MODULE BIFACIAL

EG-685NT66-HU/BF-DG

660~685W

0~3% POSITIVE TOLERANCE

KEY FEATURES



Mbb cell design
Multi Busbar cells brings lower resistance and increased Busbar reflectance ensures higher power output



Low degradation
Adopt N-Type TOPCon cell technology, lower degradation and better temperature co-efficiency, greatly increased on generation performance



High Reliability
Strict in-house testing in PV Lab which is CNAS approved & TUV /VDE certified



Excellent Low-light Performance
Advanced solar cell and glass surface texturing technology allows for excellent performance in low-light environments



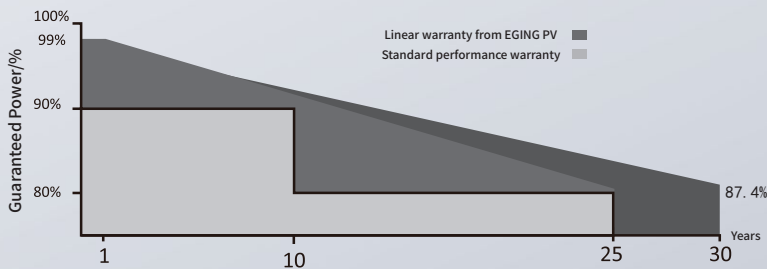
Highly Strengthened Design
Certified to withstand:5400Pa snow load and 2400Pa wind load



PID Resistant
Excellent PID resistance performance optimized by unique structural design

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

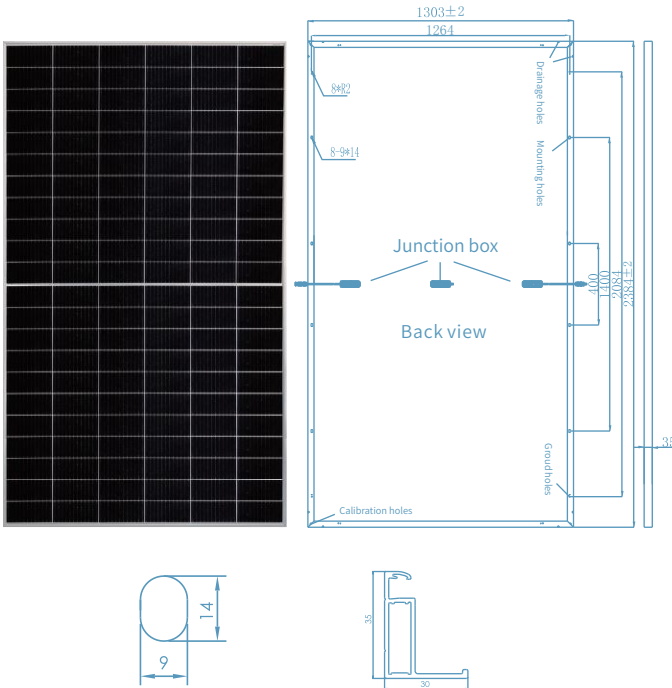
 12 Year Product Warranty  30 Year Linear Power Warranty



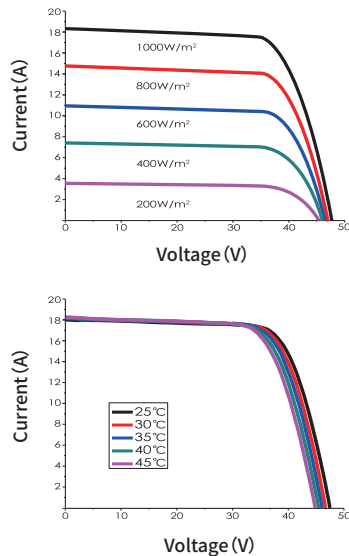
As a BloombergNEF Tier 1 and global leading manufacturer since 1998, EGING PV is committed to supplying reliable and durable PV products to customers to create together a greener planet.

EG-685NT66-HU/BF-DG

Engineering Drawings



I-V Curves



Packing Configuration

Pieces per pallet	31
Size of packing (mm)	1350*1130*2510
Weight of packing (kg)	1252
Pieces per container	558
Size of container	40' HC

Electrical Characteristics

Power level	660	665	670	675	680	685
Pmax (W)	660	665	670	675	680	685
Vmp (V)	38.78	38.99	39.21	39.43	39.63	39.85
Imp (A)	17.02	17.06	17.09	17.12	17.16	17.19
Voc (V)	46.61	46.78	47.01	47.22	47.43	47.64
Isc (A)	18.03	18.07	18.10	18.14	18.18	18.22
Module efficiency (%)	21.24	21.40	21.56	21.72	21.89	22.05
Maximum system voltage (V)	1500					
Fuse Rating (A)	30					
Temperature coefficient Pmax (%/°C)	-0.30					
Temperature coefficient Isc (%/°C)	0.04					
Temperature coefficient Voc (%/°C)	-0.25					

STC: Irradiance 1000W/m², module temperature 25°C, AM=1.5

Bifacial Output-Backside Power Gain

	Pmax(W)	726	731	737	742	748	753
10%	Module efficiency (%)	23.37	23.53	23.73	23.89	24.08	24.24
20%	Pmax(W)	792	798	804	810	816	822
	Module efficiency (%)	25.50	25.69	25.88	26.08	26.27	26.46

Working Characteristics

Power level	660	665	670	675	680	685
Pmax (W)	502	506	509	512	516	520
Vmp (V)	36.41	36.62	36.76	36.92	37.10	37.30
Imp (A)	13.79	13.82	13.85	13.88	13.91	13.95
Voc (V)	44.11	44.28	44.41	44.63	44.82	45.00
Isc (A)	14.53	14.56	14.59	14.62	14.65	14.68
Power tolerance (%)	0~+3					
NOCT (°C)	44±2					

NOCT: Conditions: Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s

Mechanical Characteristics

Number of cells	132pcs
Size of cell (mm)	210*105
Type of cell	N-type Mono
Thickness of glass (mm)	2.0
Type of frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP68
Size of module (mm)	2384*1303*35
Weight (kg)	38.3
Cables/connectors	4mm ² , MC4 compatible
Length of Cabel	Portrait: +300mm/-300mm

Maximum Ratings

Operating Temperature(°C)	-40~85
Operating humidity(°C)	5~85
Allowable Hail Load	25mm ice-ball with velocity of 23m/s

Revised in July 2022 1st Edition

CAUTION: All rights reserved by EGING PV.

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.



Tel: 86-519-82585880

Zip: 213213

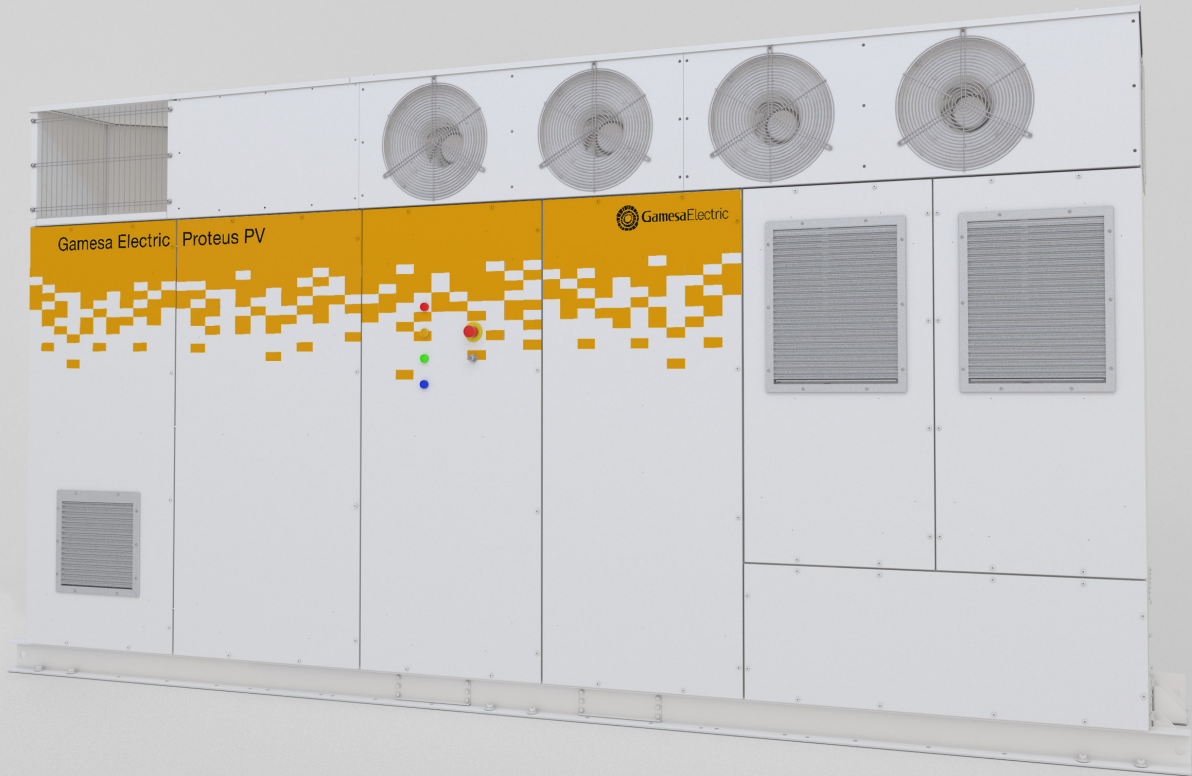
Add: No.18, Jinwu Road, Jintan Dist,

Changzhou City, Jiangsu Province.

Email: marketing@egingpv.com

Web: www.egingpv.com

Allegato 2: Scheda tecnica inverter



Gamesa Electric Proteus PV Inverters

Maximum energy and versatility
for utility-scale projects

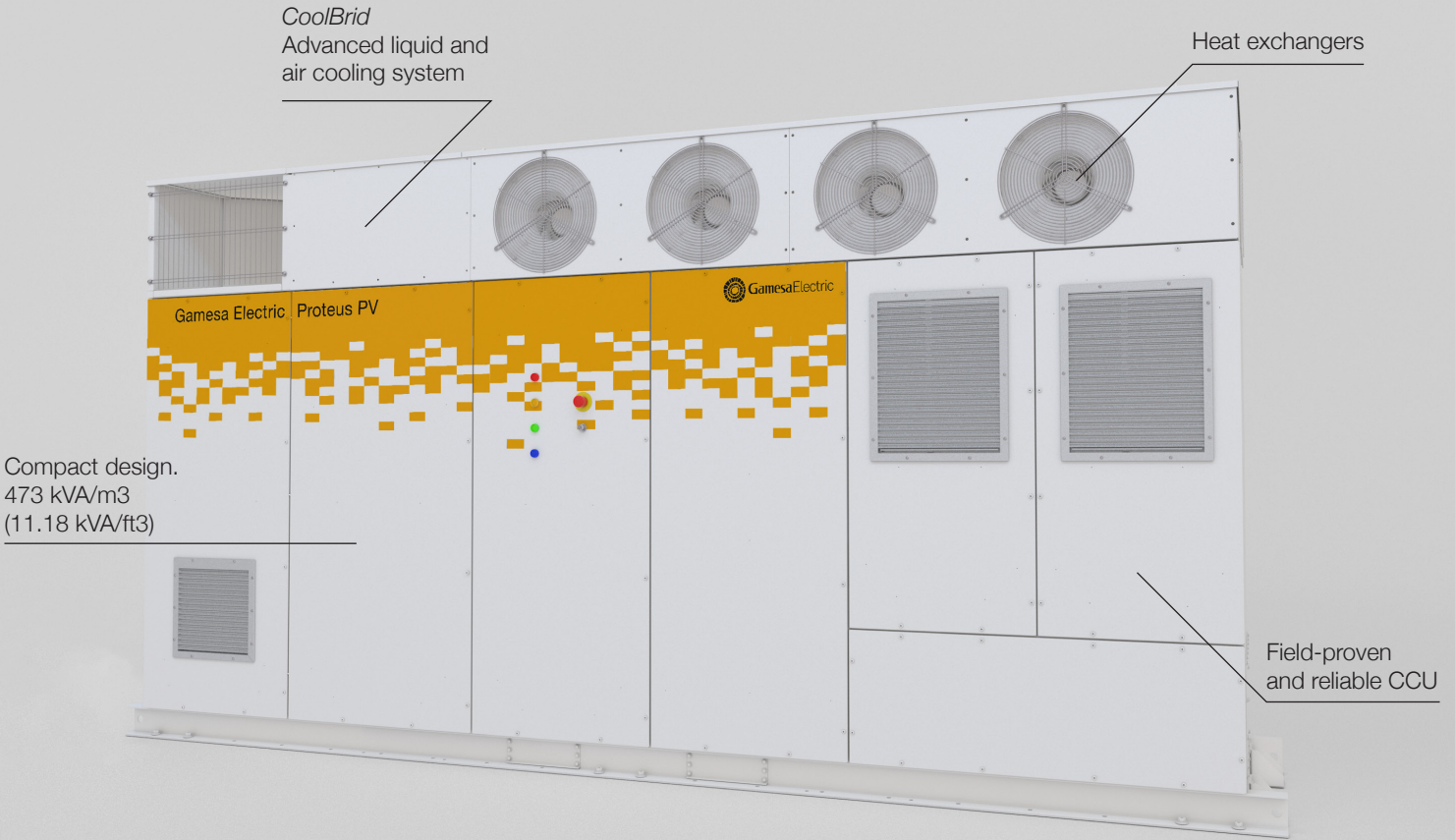


Up to 200%
DC/AC ratio




TDHI <1%

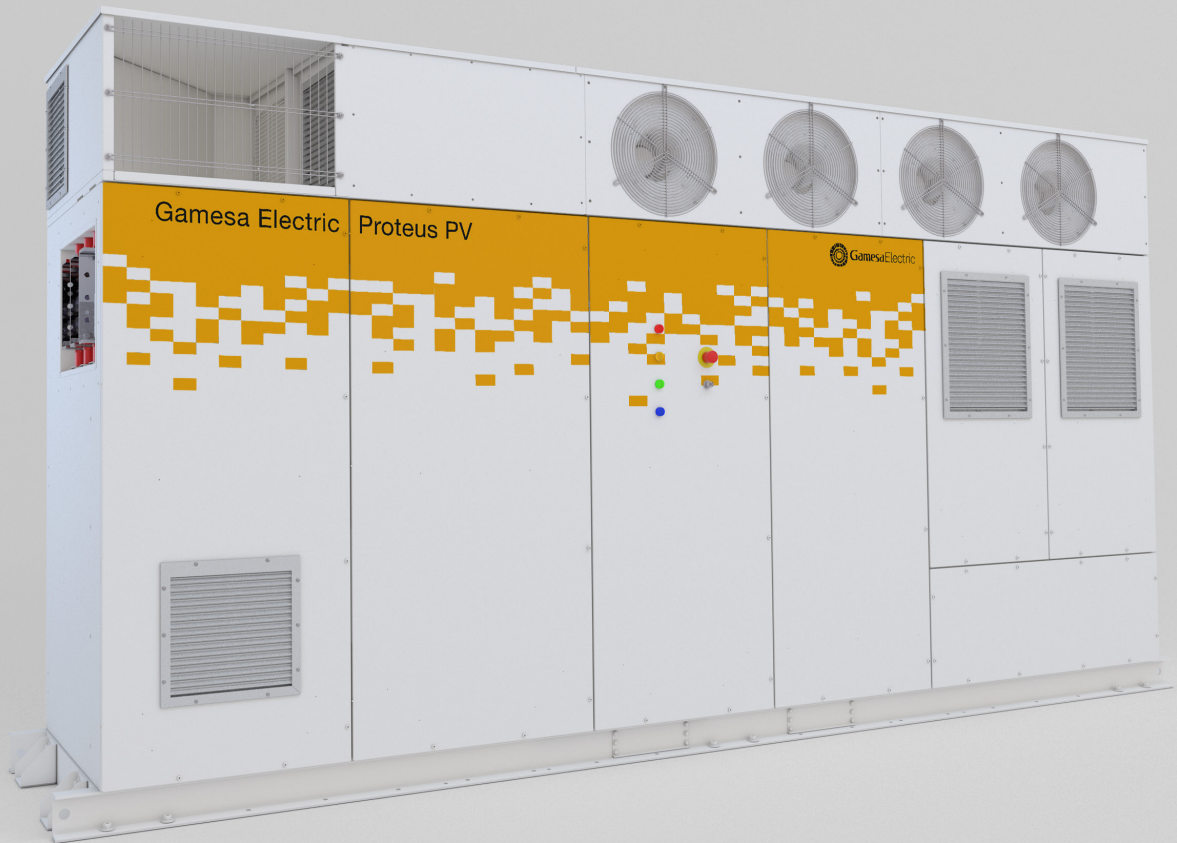
MPPT
efficiency
99.9%

Outdoor
solution



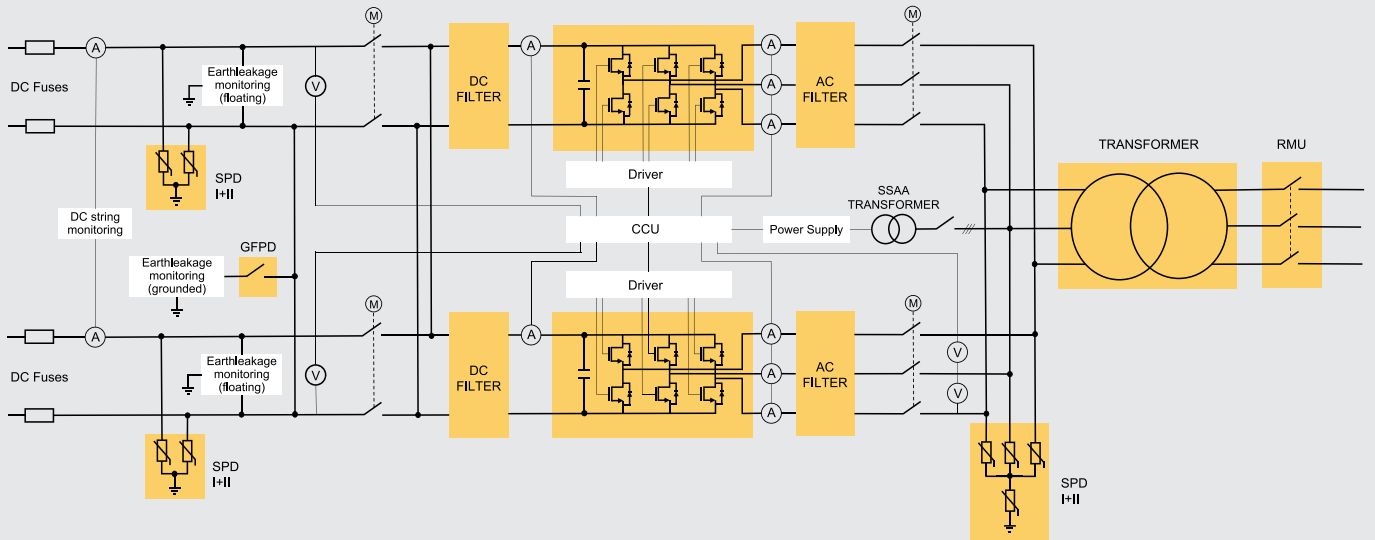
Gamesa Electric Proteus PV Inverters

 <p>Better LCoE</p>	<p>Largest single inverter power block in the market with 4,700 KVA</p>	<p>Fewer inverters per project thus lower Capex and Opex</p>	<p>DC/AC ratio of up to 200%</p>
 <p>Higher yield</p>	<p>Market-leading efficiency with 99.45%</p>	<p>THDi < 1% which reduces losses</p>	<p>Enhanced temperature derating: keeping full power up to 40°C [104°F]</p>
 <p>Built to last</p>	<p>Designed and manufactured for a 30 year life span</p>	<p>CoolBrid: Smart hybrid cooling system that allows critical components to work far below the temperature limit</p>	<p>Lowest THDi in the market helps to extend power transformers lifespan</p>

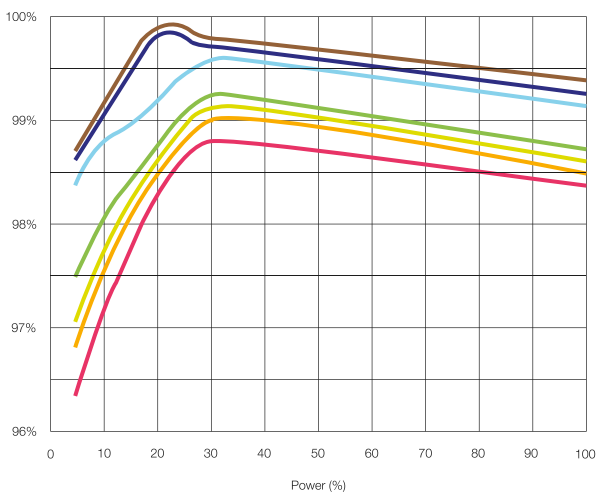


The Gamesa Electric Proteus PV Inverters combine high power with maximum versatility for PV plants LCoE reduction.

Different product configurations available to optimize performance in demanding environments as well as different voltage levels to fit customers' needs.

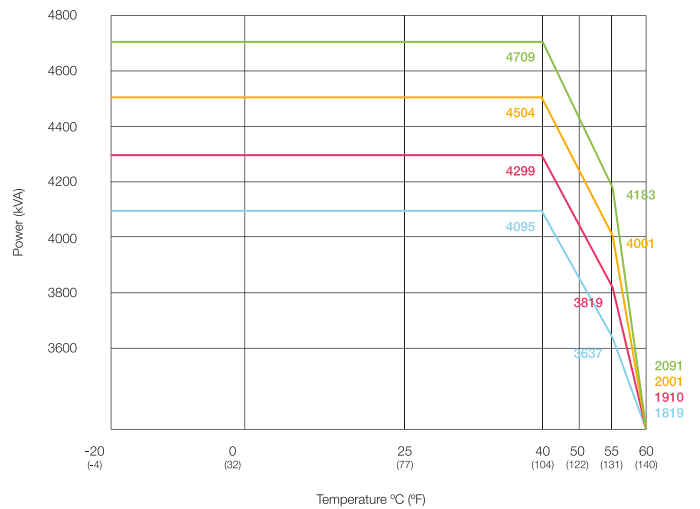


Efficiency



- 1300 Vdc
- 1110 Vdc
- 935 Vdc
- 1220 Vdc
- 950 Vdc
- 915 Vdc
- 1175 Vdc

Configurations Up to 4700 kVA



- PV 4700
- PV 4500
- PV 4300
- PV 4100

	Gamesa Electric Proteus PV 4100	Gamesa Electric Proteus PV 4300	Gamesa Electric Proteus PV 4500	Gamesa Electric Proteus PV 4700
DC Input				
DC Voltage Range ⁽¹⁾	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
Number of Power Modules	2, not galvanically isolated, 1 MPPT			
Max. DC Current @40°C [104°F]	2 x 2500 A			
Max. DC Current @50°C [122°F]	2 x 2313 A			
Max. DC Current @55°C [131°F]	2 x 2220 A			
Max. DC Current @60°C [140°F]	2 x 1110 A			
Maximum Short-circuit Current, I _{sc} PV	Up to 9000 A			
Nr of DC Ports ⁽¹⁾	max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored			
Fuse Dimensions	125 A to 500 A			
Max. Wire Cross Section per DC Input	2 x 400 mm ² - 800 AWG			
Energy Production from	0.5% Pn approx.			

AC Output				
Number of phases	Three-phase			
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	4095 kVA	4299 kVA	4504 kVA	4709 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	3790 kVA	3979 kVA	4169 kVA	4358 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	3637 kVA	3819 kVA	4001 kVA	4183 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	1819 kVA	1910 kVA	2001 kVA	2091 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms			
Nominal AC Voltage ⁽¹⁾	600 Vrms	630 Vrms	660 Vrms	690 Vrms
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%			
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53/57 - 63 Hz			
THD of AC Current	< 1% @Sn			
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)			
Maximum Wire Cross Section per AC Output Phase	6 x 400 mm ²			

Performance				
Max. Efficiency	99.45%			
Euro Efficiency	99.24%			
CEC Efficiency	99.02%	99.07%	99.11%	99.14%
Stand-by Power Consumption	< 200 W			

General Data				
Temperature Range - Operation ⁽²⁾	-20°C / +60°C [-4°F / +140°F]			
Maximum Altitude ⁽³⁾	< 2,000 m [6,561 ft] (w/o derating)			
Cooling System	Liquid & forced air			
Relative Humidity	4% - 100% (w/o condensation)			
Seismic ⁽¹⁾	Zone 4 IBC 2012			
Max. wind speed ⁽¹⁾	288 km/h (179 mph)			
Snow load ⁽¹⁾	2.5 kN/m ²			
Protection Class	IP55 class 1, NEMA3R			
Dimensions (W/H/D)	4,325 x 2,250 x 1,022 mm [170.3" x 88.5" x 40.2"]			
Weight	4,535 kg [10,000 lb]			

AC Protections	Other Protections
AC Side Disconnection & Short-circuit Current Protection	Two motorized AC circuit breakers - one per each power module
AC Overvoltage Protection	Type 1 + 2 SPD
Anti-islanding	Included (SW)
Grid Voltage Fluctuations (LVRT, HVRT) ⁽¹⁾	Included (SW)
Frequency Failure	Included (SW)
	Over-temperature Protection
	Emergency Push Button

DC Protections	Optional
DC Disconnection	Two motorized DC switches (on-load) - one per each power module
DC Short-circuit Protection	DC fuses
DC Over-voltage Protection	Type 1 + 2 SPD
Reverse Polarity Detection	Included
DC Ground Fault and Insulation Detection	Included
	Low Temperature Kit up to -30°C [-22°F]
	Enhanced corrosion protection

Communications	
Control ⁽¹⁾	Modbus TCP/IP (Profinet upon request)
Monitoring ⁽¹⁾	Modbus TCP/IP
Websserver	Included

Standards/Directives ⁽⁴⁾			
IEC 62109-1	IEC 62920	IEC 60529	NEC 2020
IEC 62109-2	EN 50530	IEC 61727	CEA 2007
IEC 61000-6-2/4	IEC 62116	NTS 631 v1.1 SENP, v2.1 SEPE	Rule 14, Rule 21
IEEE 1547	IEC 61683	UL 1741-SA	PRC 024
EN 55011	IEEE 519	CSA C22.2	UL 62109-1

⁽¹⁾ Consult Gamesa Electric for a specific configuration

⁽²⁾ With derating from 40°C [104°F]

⁽³⁾ Up to 4,000m [13,123 ft] with derating as optional

⁽⁴⁾ Consult Gamesa Electric for other Standards/Directives



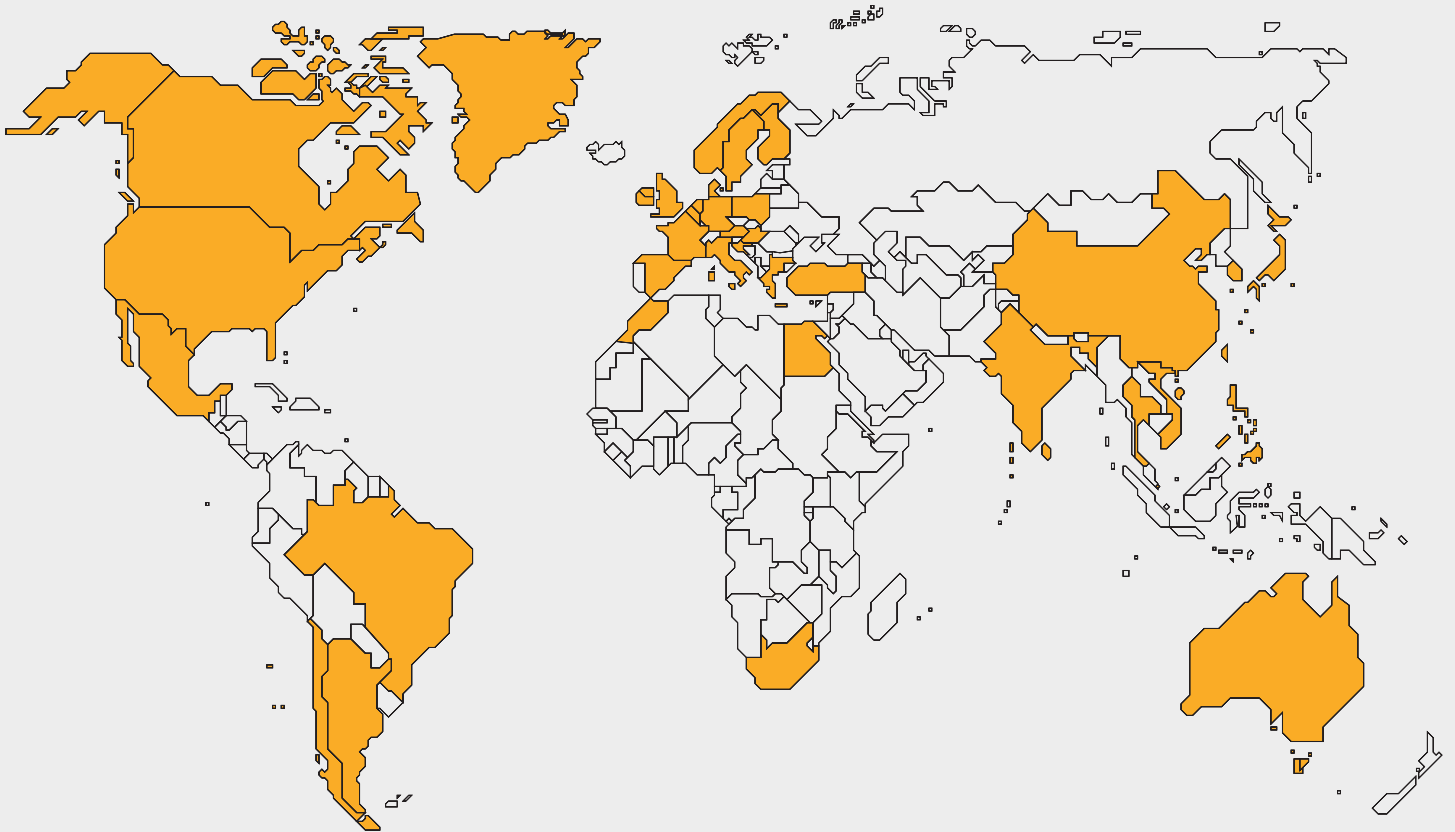
+4 GW
SOLAR ENERGY



+120 GW
WIND POWER



+90
COUNTRIES



**Worldwide presence:
commercial offices and
manufacturing facilities**

- | | | | | | |
|-----------|---------|-----------|-------------|--------------|----------|
| Argentina | China | Greece | Japan | Philippines | Taiwan |
| Australia | Croatia | Hong Kong | Korea | Poland | Thailand |
| Austria | Denmark | Hungary | Mexico | Singapore | Turkey |
| Belgium | Egypt | India | Morocco | South Africa | UK |
| Brazil | Finland | Ireland | Netherlands | Sri Lanka | USA |
| Canada | France | Italy | Norway | Sweden | Vietnam |
| Chile | Germany | | | | |



Allegato 3: Scheda tecnica power statio



Gamesa Electric Proteus PV Stations

Larger MV solution for LCoE reduction



Compact and modular design




TDHI <1%

One-way efficiency 99.45%

Outdoor solution



Gamesa Electric Proteus PV Station

	Better LCoE	Largest single inverter power block in the market with 4,700 KVA	Fewer inverters per project thus lower Capex and Opex	DC/AC ratio of up to 200%
	Higher yield	Market-leading efficiency with 99.45%	THDi < 1% which reduces losses	Enhanced temperature derating: keeping full power up to 40°C [104°F]
	Built to last	Designed and manufactured for a 30 year life span	CoolBrid: Smart hybrid cooling system that allows critical components to work far below the temperature limit	Lowest THDi in the market helps to extend power transformers lifespan

1 x Gamesa Electric Proteus PV Inverter Configurations

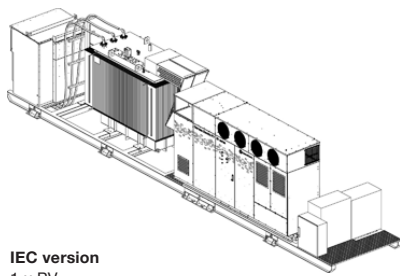
Gamesa Electric Proteus PV Station				
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	1 x Proteus PV 4100	1 x Proteus PV 4300	1 x Proteus PV 4500	1 x Proteus PV 4700
DC Connection				
DC Voltage Range ⁽¹⁾	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
Number of Power Modules	2, not galvanically isolated, 1 MPPT			
Max. DC Current @40°C [104°F]	2 x 2500 A			
Max. DC Current @50°C [122°F]	2 x 2313 A			
Max. DC Current @55°C [131°F]	2 x 2220 A			
Max. DC Current @60°C [140°F]	2 x 1110 A			
Number of DC Ports ⁽¹⁾	max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored			

AC Connection				
Number of Phases	Three-phase			
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	4095 kVA	4299 kVA	4504 kVA	4709 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	3790 kVA	3979 kVA	4169 kVA	4358 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	3637 kVA	3819 kVA	4001 kVA	4183 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	1819 kVA	1910 kVA	2001 kVA	2091 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms			
Nominal AC Voltage, LV side ⁽¹⁾	600 Vrms	630 Vrms	660 Vrms	690 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽¹⁾	< 34.5 kV			
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%			
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53 / 57 - 63 Hz			
THD of AC Current	< 1% @Sn			
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)			

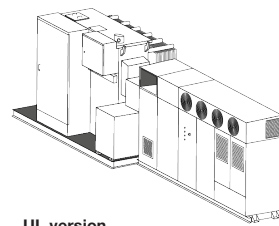
Protection devices	
DC Connection	Motorized disconnectors, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), reverse polarity detection, DC ground fault and insulation detection
AC Connection	Motorized AC circuit breakers, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), Anti-islanding, Voltage failure, Frequency failure
Over-temperature Protection	Included
Emergency Push Button	Included

Components Proteus PV Station				
Inverters	1 x Proteus PV 4100	1 x Proteus PV 4300	1 x Proteus PV 4500	1 x Proteus PV 4700
Transformer ⁽¹⁾⁽⁶⁾	Dyn KNAN / ONAN			
Switchgear ⁽¹⁾⁽⁶⁾	0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV			
Custom Auxiliary Transformer ⁽¹⁾	Optional			
Others ⁽¹⁾	Auxilliary cabinet			

Communications	
Control ⁽¹⁾	Modbus TCP / IP (Profinet upon request)
Monitoring ⁽¹⁾	Modbus TCP / IP
Webserver	Included



IEC version
1 x PV



UL version
1 x PV

Other Features	
LVRT	Yes
HVRT	Yes
Temperature Range - Operation ⁽²⁾	-20°C / +60°C[-4°F/+140°F], Option -30°C[-22°F]
Relative Humidity	4% - 100% (without condensation)
Maximum Altitude (without derating) ⁽³⁾	2,000 m[6561 ft]
Dimensions W x H x D(IEC / UL version) ⁽⁴⁾	11800 x 2600 x 2100 mm / 30 x 8.5 x 8.6 ft
Protection	IP54
Cooling System	Liquid & forced air

Standards/Directives⁽⁵⁾			
IEC 62109-1	IEC 62920	IEC 60529	NEC 2020
IEC 62109-2	EN 50530	IEC 61727	CEA 2007
IEC 61000-6-2/4	IEC 62116	NTS 631 v1.1 SENP, v2.1 SEPE	Rule 14, Rule 21
IEEE 1547	IEC 61683	UL 1741-SA	PRC 024
EN 55011	IEEE 519	CSA C22.2	UL 62109-1

Optionals	
Low Temperature Kit up to -30 °C [-22°F]	
Enhanced corrosion protection	
Motorized MV Switchgear	
UPS	
Custom Auxiliary Transformer	
Seismic Reinforcement	

2 x Gamesa Electric Proteus PV Inverters Configurations

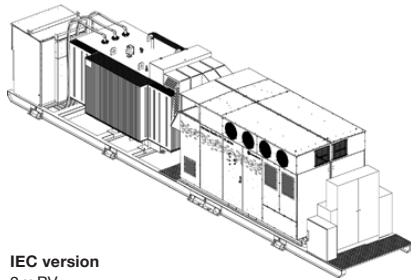
Gamesa Electric Proteus PV Station				
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	2 x Proteus PV 4100	2 x Proteus PV 4300	2 x Proteus PV 4500	2 x Proteus PV 4700
DC Connection				
DC Voltage Range ⁽¹⁾	835 - 1500 V	875 - 1500 V	915 - 1500 V	955 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	835 - 1300 V	875 - 1300 V	915 - 1300 V	955 - 1300 V
Number of Power Modules	4, 2 independent MPPT			
Max. DC Current @40°C [104°F]	4 x 2500 A			
Max. DC Current @50°C [122°F]	4 x 2313 A			
Max. DC Current @55°C [131°F]	4 x 2220 A			
Max. DC Current @60°C [140°F]	4 x 1110 A			
Number of DC Ports ⁽¹⁾	max 48 fuse +/- monitored max 72 fuse + monitored			

AC Connection				
Number of Phases	Three-phase			
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	8190 kVA	8598 kVA	9008 kVA	9418 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	7580 kVA	7958 kVA	8338 kVA	8178 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	7274 kVA	7638 kVA	8002 kVA	8366 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	3638 kVA	3820 kVA	4002 kVA	4182 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms / 2 x 3940 Arms			
Nominal AC Voltage, LV side ⁽¹⁾	2 x 600 Vrms	2 x 630 Vrms	2 x 660 Vrms	2 x 690 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽¹⁾	< 34.5 kV			
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%			
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53 / 57 - 63 Hz			
THD of AC Current	< 1% @Sn			
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)			

Protection devices	
DC Connection	Motorized disconnectors, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), reverse polarity detection, DC ground fault and insulation detection
AC Connection	Motorized AC circuit breakers, Overvoltage protection (Type 1 + 2 SPD), Anti-islanding, Voltage failure, Frequency failure
Over-temperature Protection	Included
Emergency Push Button	Included

Components Proteus PV Station				
Inverters	2 x Proteus PV 4100	2 x Proteus PV 4300	2 x Proteus PV 4500	2 x Proteus PV 4700
Transformer ⁽¹⁾⁽⁶⁾	Dyn KNAN / ONAN			
Switchgear ⁽¹⁾⁽⁶⁾	0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV			
Custom Auxiliary Transformer ⁽¹⁾	Optional			
Others ⁽¹⁾	Auxilliary cabinet			

Communications	
Control ⁽¹⁾	Modbus TCP / IP (Profinet upon request)
Monitoring ⁽¹⁾	Modbus TCP / IP
Webserver	Included



Other Features	
LVRT	Yes
HVRT	Yes
Temperature Range - Operation ⁽²⁾	-20°C / +60°C[-4°F/+140°F], Option -30°C[-22°F]
Relative Humidity	4% - 100% (without condensation)
Maximum Altitude (without derating) ⁽³⁾	2,000 m[6561 ft]
Dimensions W x H x D(IEC / UL version) ⁽⁴⁾	11800 x 2600 x 2100 mm / 30 x 8.5 x 8.6 ft
Protection	IP54
Cooling System	Liquid & forced air

Optionals	
Low Temperature Kit up to -30 °C [-22°F]	
Enhanced corrosion protection	
Motorized MV Switchgear	
UPS	
Custom Auxiliary Transformer	
Seismic Reinforcement	

Standards/Directives⁽⁵⁾			
IEC 62109-1	IEC 62920	IEC 60529	NEC 2020
IEC 62109-2	EN 50530	IEC 61727	CEA 2007
IEC 61000-6-2/4	IEC 62116	NTS 631 v1.1 SENP, v2.1 SEPE	Rule 14, Rule 21
IEEE 1547	IEC 61683	UL 1741-SA	PRC 024
EN 55011	IEEE 519	CSA C22.2	UL 62109-1

⁽¹⁾ Consult Gamesa Electric for a specific configuration

⁽²⁾ With derating from 40°C [104°F]

⁽³⁾ Up to 4,000m [13,123 ft] with derating as optional

⁽⁴⁾ UL variant only available for 1-PV Inverter based configuration

⁽⁵⁾ Consult Gamesa Electric for other Standards/Directives

⁽⁶⁾ UL version: Padmounted Dyn (without external switchgear)



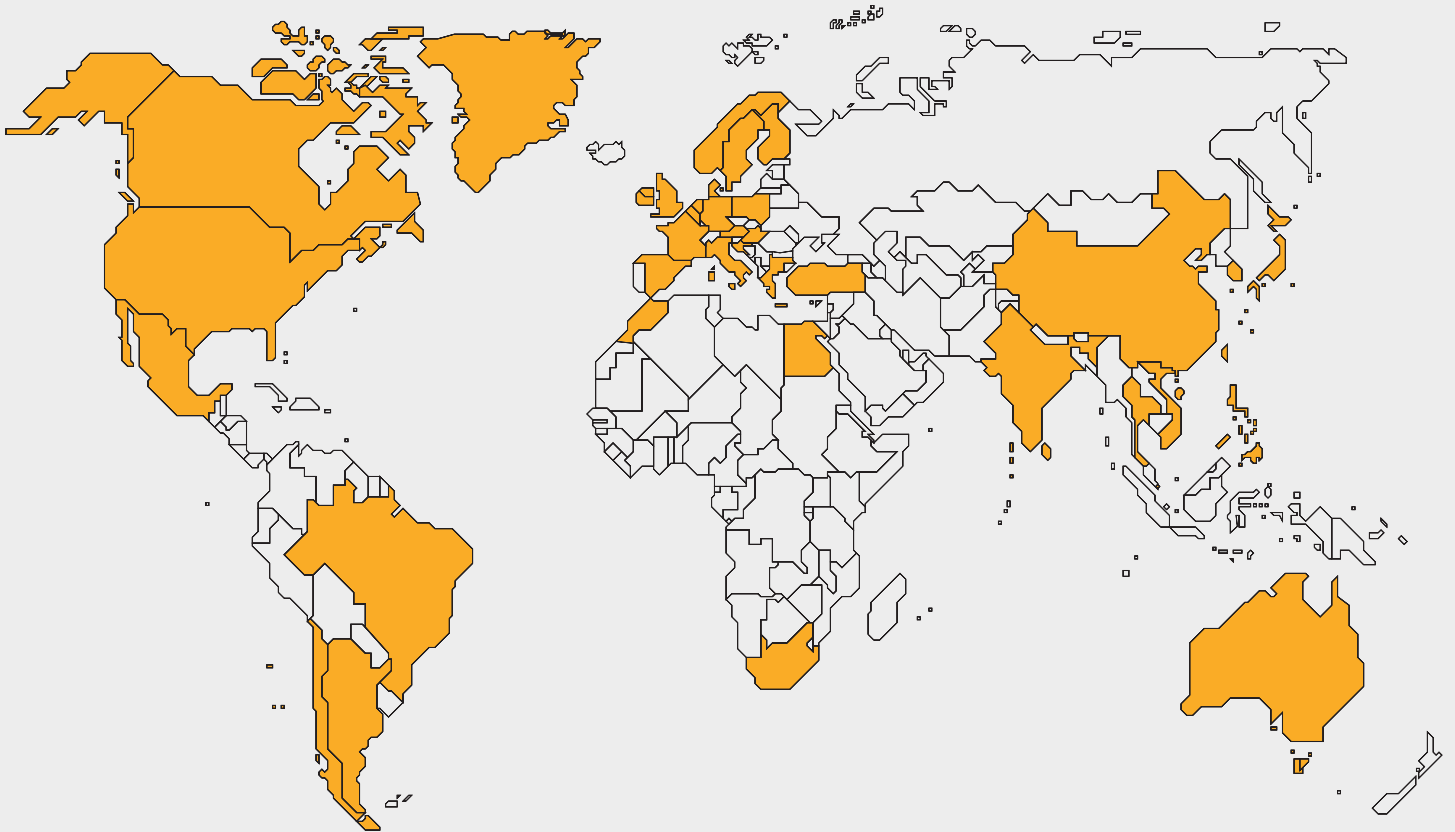
+4 GW
SOLAR ENERGY



+120 GW
WIND POWER



+90
COUNTRIES



**Worldwide presence:
commercial offices and
manufacturing facilities**

- | | | | | | |
|-----------|---------|-----------|-------------|--------------|----------|
| Argentina | China | Greece | Japan | Philippines | Taiwan |
| Australia | Croatia | Hong Kong | Korea | Poland | Thailand |
| Austria | Denmark | Hungary | Mexico | Singapore | Turkey |
| Belgium | Egypt | India | Morocco | South Africa | UK |
| Brazil | Finland | Ireland | Netherlands | Sri Lanka | USA |
| Canada | France | Italy | Norway | Sweden | Vietnam |
| Chile | Germany | | | | |



In order to minimize the environmental impact, this document has been printed on paper made from 50% pure cellulose fiber (ECF), 40% selected pre-consumer recycled fiber, and 10% post-consumer deinked recycled fiber inks based exclusively on vegetable oils with a minimum volatile organic compound (VOC) content. Varnish based predominantly on natural and renewable raw materials.

The present document, its content, its annexes and/or amendments has been drawn up by Siemens Gamesa Renewable Energy for information purposes only and could be modified without prior notice. All the content of the Document is protected by intellectual and industrial property rights owned by Siemens Gamesa Renewable Energy. The addressee shall not reproduce any of the information, neither totally nor partially.