

REGIONE SARDEGNA
Città Metropolitana di Cagliari
Comune di Uta

IMPIANTO FOTOVOLTAICO "UTA"

PROGETTO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA PARI A 98,5 MW_p INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO (75 MW COMPLESSIVI IN IMMISSIONE) DENOMINATO "FV UTA" E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI DISTRIBUZIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI UTA(CITTA' METROPOLITANA DI CAGLIARI)



COMMITTENTE:



Firma digitale (PAdES)

CVA.

CVA EOS s.r.l.
Via Stazione, 31
11024 Châtillon (AO)

PROGETTISTA:



Ing. Giuseppe Pipitone
Via Libero Grassi, 8
91011 Alcamo (TP)

OGGETTO DELL'ELABORATO

(R) - Elaborati tecnico-descrittivi

7 - Relazione tecnica e calcolo preliminare degli impianti

REV.	DATA	DESCRIZIONE REV.	REDATTO	VERIFICATO	
0	12/2023	PRIMA EMISSIONE	GP	GP	
CODICE ELABORATO			SCALA	FOGLIO	FORMATO
PD-R.7-RENO808PDRrti007R0			/	1 di 125	A4

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	2

Storia delle revisioni del documento

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	12-2023	Prima emissione	GP	GP	GP

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	3

INDICE

1	PREMESSA.....	6
2	NORMATIVE DI RIFERIMENTO.....	7
3	SIMBOLOGIA.....	11
4	DESCRIZIONE GENERALE DELLE OPERE.....	12
4.1	RIFERIMENTI CARTOGRAFICI.....	12
4.2	DATI GENERALI DI IMPIANTO.....	15
4.3	DATI GENERALI DEL PROGETTO.....	18
5	DATI DI PROGETTO.....	19
5.1	MODULO 1 – DATI DI PROGETTO DI CARATTERE GENERALE.....	19
5.2	MODULO 3 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLE INFLUENZE ESTERNE.....	20
5.3	MODULO 4 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLA RETE DI COLLEGAMENTO.....	21
5.4	MODULO 5 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALL’IMPIANTO FOTOVOLTAICO.....	22
5.5	MODULO 6 – DATI AMBIENTALI DEL SITO, DATI DI RILIEVO CLINOMETRICO E DATI DELLE OMBRE.....	22
5.6	MODULO 7 – NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	25
6	CONFIGURAZIONE IMPIANTO.....	26
6.1	DESCRIZIONE.....	26
6.2	MODULI FOTOVOLTAICI DI PROGETTO.....	30
6.3	INVERTER DI PROGETTO.....	32
6.4	CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA TRA INVERTER E MODULI.....	37
6.4.1	CONDIZIONE 1.....	37
6.4.2	CONDIZIONE 2.....	38
6.4.3	CONDIZIONE 3.....	38
6.4.4	CONDIZIONE 4.....	39
6.4.5	CONDIZIONE 5.....	39
6.5	VERIFICHE ELETTRICHE COMPATIBILITÀ INVERTER/MODULI.....	40
6.6	SUDDIVISIONE ELETTRICA DELL’IMPIANTO IN AREE.....	42
6.6.1	AREA PS1.....	42
6.6.2	AREA PS2.....	43
6.6.3	AREA PS3.....	44
6.6.4	AREA PS4.....	45
6.6.5	AREA PS5.....	46
6.6.6	AREA PS6.....	47
6.6.7	AREA PS7.....	48
6.6.8	AREA PS8.....	49
6.6.9	AREA PS9.....	50
6.6.10	AREA PS10.....	51
6.6.11	AREA PS11.....	52
6.6.12	AREA PS12.....	53
6.6.13	AREA PS13.....	54
6.6.14	AREA PS14.....	55
6.6.15	AREA PS15.....	56
6.6.16	AREA PS16.....	57
6.6.17	AREA PS17.....	58
6.6.18	AREA PS18.....	59
6.6.19	AREA PS19.....	60
6.6.20	AREA PS20.....	61
6.6.21	AREA PS21.....	62

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	4

6.6.22	AREA PS22.....	63
6.6.23	AREA PS23.....	64
7	CALCOLO IMPIANTI BT IN CORRENTE CONTINUA	66
7.1	CAVI IN CORRENTE CONTINUA STRINGHE-STRINGBOX.....	66
7.1.1	CRITERI DI DIMENSIONAMENTO	66
7.1.2	Tensione nominale del circuito in c.c.....	66
7.1.3	CALCOLO DELLE PORTATE.....	67
7.1.4	DATI TECNICI DEL CAVO UTILIZZATO.....	67
7.1.5	TEMPERATURA DI POSA.....	68
7.1.6	NUMERO DI CAVI.....	68
7.1.7	CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE	69
7.1.8	TABULATI DI CALCOLO.....	69
7.1.9	COORDINAMENTO PROTEZIONE – CAVO.....	70
7.2	STRINGBOX.....	70
7.2.1	DIODI DI BLOCCO.....	71
7.2.2	FUSIBILI.....	71
7.2.3	SCARICATORI DI SOVRATENSIONE	72
7.2.4	INTERRUTTORI DI MANOVRA-SEZIONATORI.....	72
7.3	CAVI IN CORRENTE CONTINUA STRINGBOX-INVERTER.....	73
7.3.1	CRITERI DI DIMENSIONAMENTO	73
7.3.2	Tensione nominale del circuito in c.c.....	73
7.3.3	CALCOLO DELLE PORTATE.....	73
7.3.4	DATI TECNICI DEL CAVO UTILIZZATO.....	74
7.3.5	TEMPERATURA DI POSA.....	75
7.3.6	NUMERO DI CAVI.....	75
7.3.7	PROFONDITÀ DI POSA.....	75
7.3.8	RESISTIVITÀ TERMICA DEL TERRENO	76
7.3.9	CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE	76
7.3.10	TABULATI DI CALCOLO.....	76
7.3.11	COORDINAMENTO PROTEZIONE – CAVO.....	77
8	POWER STATION E INVERTER CENTRALIZZATI	78
8.1	QUADRO BT POWER CENTER.....	79
8.2	TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI	79
8.3	QUADRO BT SERVIZI AUSILIARI	80
8.4	SISTEMA UPS CON BATTERIE	80
8.5	SISTEMA CENTRALIZZATO DI COMUNICAZIONE.....	80
8.6	TRASFORMATORE BT/36 kV	80
8.7	QUADRO A 36 kV.....	80
9	BESS.....	82
9.1	OBBIETTIVI DEL BESS.....	82
9.2	DESCRIZIONE DEL SISTEMA BESS	83
9.3	DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA BESS	86
10	CALCOLO IMPIANTI 36 KV	88
10.1	CAVI MT INTERNI AL CAMPO FOTOVOLTAICO.....	88
10.1.1	CRITERI DI DIMENSIONAMENTO	88
10.1.2	CALCOLO DELLE PORTATE.....	88
10.1.3	DATI TECNICI DEL CAVO UTILIZZATO.....	89
10.1.4	TEMPERATURA DEL TERRENO.....	90

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	5

10.1.5	NUMERO DI TERNE PER SCAVO	90
10.1.6	PROFONDITÀ DI POSA.....	91
10.1.7	RESISTIVITÀ TERMICA DEL TERRENO	91
10.1.8	CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE	92
10.1.9	TABULATI DI CALCOLO.....	92
10.1.10	DISPOSIZIONE DELLE FASI.....	94
11	CABINE GENERALI DI IMPIANTO.....	95
11.1	QUADI BT E 36 kV	96
12	CONTROL ROOM	97
13	TOPOLOGIA DI IMPIANTO	98
13.1	SISTEMA TN-S	98
13.2	SISTEMA IT	99
13.3	PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI.....	101
13.4	ISOLAMENTO DELLE PARTI ATTIVE	102
13.5	PROTEZIONE CON INVOLUCRI E BARRIERE	102
14	DATASHEET	103
14.1	MODULI FOTOVOLTAICI	103
14.2	INVERTER.....	106
14.3	POWER STATION	111
14.4	CAVI 36 kV.....	116
14.5	CAVI BT	119
14.6	CAVI CC.....	122

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	6

1 PREMESSA

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, CVA EOS s.r.l. ha avviato un progetto per la realizzazione di un impianto denominato "FV UTA" di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile del tipo fotovoltaico. Sia l'impianto che le opere di connessione alla rete ricadono nel territorio del Comune di UTA, Città Metropolitana di Cagliari.

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra su strutture ad inseguimento monoassiale, composto da n. 23 campi di potenza variabile da 3,75 MW_p a 4,63 MW_p; si tratta di un impianto di complessivi 98,55 MW_p (potenza in immissione pari a 75,00 MW) collegati fra loro attraverso una rete di distribuzione interna a 36 kV. Presso l'impianto verranno realizzate le cabine di campo (Power station), la Control Room e le Cabine principali di impianto, MTR (Main Technical Room), in numero pari a 5.

Le MTR sono interconnesse tra loro con linee a 36 kV interne al parco e solo dalla MTR5 si dipartono le linee, sempre a 36 kV, per il collegamento all'Edificio Produttore e poi alla SE Terna.

In adiacenza all'impianto, come previsto da preventivo di connessione, sarà presente un'area dedicata allo storage, cioè il sistema di accumulo di energia. L'area conterrà Power Conversion System (PCS) similari alle PS di impianto e dei container di rack di batterie.

La presente relazione tecnica specialistica ha per oggetto il dimensionamento elettrico dell'impianto fotovoltaico in oggetto e la descrizione di tutta la componentistica prevista nell'ambito delle opere in progetto.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	7

2 NORMATIVE DI RIFERIMENTO

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

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

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

Il dimensionamento sarà effettuato nel rispetto della legislazione e delle normative vigenti, di seguito elencate:

DPR	547/55	Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro
Legge	46/90	Norme per la sicurezza degli impianti
L.	186/68	Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici
DPR	447/91	Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n. 46, in materia di sicurezza degli impianti
D.Lgs	163/06	Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle Direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE
D.Lgs	626/94	Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro
D.Lgs	494/96	Attuazione della direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili
D.Lgs	31/08	Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11- quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.
D.Lgs	81/08	Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.
D.Lgs	106/09	"Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"
D. M.	37/08	Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11- quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici
D.M.	14/01/08	Norme tecniche per le costruzioni

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	8

D.M.	28/07/05	Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
D.M.	06/02/06	Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
D.M.	23/02/07	Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici
DPR	554/99	Regolamento di attuazione della legge quadro in materia di lavori pubblici
CEI	0-2	Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici
CEI	0-16	Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica
CEI	11-1	Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata
CEI	11-17	Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo
CEI	11-20	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti I e II categoria
CEI	13-4	Sistema di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica
CEI	20-13	Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 kV a 30 kV
CEI	20-14	Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV
CEI	20-19	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
CEI	20-20	Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V
CEI	20-22	Prova dei cavi non propaganti l'incendio
CEI	20-38	Cavi senza alogeni isolati in gomma, non propaganti l'incendio, per tensioni nominali U ₀ /U non superiori a 0,6/1 kV
CEI	20-38/2	Cavi isolati con gomma non propaganti l'incendio e a basso sviluppo di fumi e gas tossici e corrosivi Parte 2 - Tensione nominale U ₀ /U superiore a 0,6/1 kV
CEI	20-40	Guida per l'uso di cavi in bassa tensione
CEI	20-42/1	Calcolo delle portate dei cavi elettrici Regime di carico ciclico per cavi con tensione inferiore o uguale a 18/30 (36) kV
CEI	20-45	Cavi isolati con miscela elastomerica, resistenti al fuoco, non propaganti l'incendio, senza alogeni (LS0H) con tensione nominale U ₀ /U di 0,6/1 kV
CEI	20-49	Cavi per energia 0,6/1 kV con speciali caratteristiche di comportamento al fuoco per impiego negli impianti di produzione dell'energia elettrica
CEI	20-67	Guida per l'uso di cavi 0,6/1 kV
CEI	22-2	Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
CEI	23-46	Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Prescrizioni particolari per sistemi in tubi interrati

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	9

CEI	23-51	Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare
CEI	64-8	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
CEI	64-12	Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
CEI	81-1	Protezione delle strutture contro i fulmini
CEI	82-1	Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
CEI	82-2	Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizioni per celle solari di riferimento
CEI	82-3	Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
CEI	82-4	Protezione contro la sovratensione dei sistemi fotovoltaici per la produzione di energia - Guida
CEI	82-8	Moduli fotovoltaici in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo
CEI	82-9	Sistemi fotovoltaici – Caratteristica dell'interfaccia di raccordo alla rete
CEI	82-15	Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
CEI	82-16	Schiere di moduli fotovoltaici in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
CEI	82-17	Sistemi fotovoltaici di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
CEI	82-22	Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici
CEI	82-25	Guida per la realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione
CEI	EN 50160/A1	Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica
CEI	EN 50522 (CEI 99-3)	Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.
CEI	EN 60076	Trasformatori di potenza – (serie)
CEI	EN 60099-1-2	Scaricatori
CEI	EN 60255	Relè elettrici – (serie)
CEI	EN 60439-1-2-3	Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione
CEI	EN 60529	Grado di protezione degli involucri (Codice IP)
CEI	EN 61215	Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	10

CEI	EN 61936-1 (CEI 99-2)	Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni
CEI	UNEL 35016	Classe di Reazione al fuoco dei cavi in relazione al Regolamento EU "Prodotti da Costruzione" (305/2011)
CEI	UNEL 35024-1	Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria
CEI	UNEL 35364	Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V
UNI	8477	Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta
UNI	9488	Energia solare – vocabolario
UNI	10349	Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici
AEE G	28/06	Condizioni tecnico economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del D.Lgs. 387 del 29/12/2003
AEE G	188/05	Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005
ENE L	DK5970	Prescrizioni Enel Distribuzione Spa - Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di ENEL distribuzione Ed. II Febbraio 2006
ENE L		Guida per le connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	11

3 SIMBOLOGIA

SIMBOLO	GRANDEZZA
A [kVA]	Potenza apparente
P [kW]	Potenza attiva
Q [kVAR]	Potenza reattiva
V [V]	Tensione
I [A]	Corrente
T [°C]	Temperatura
β	Coefficiente correttivo di tensione per moduli fotovoltaici
N_s	Numero di moduli in serie
K_1	Fattore di correzione per temperature diverse da standard
K_2	Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano
K_3	Fattore di correzione per profondità di interrimento diversa da standard
K_4	Fattore di correzione per resistività termica diversa da standard
K_{custom}	Fattore di correzione utente
I_0 [A]	Portata del cavo dichiarata dal costruttore
I_B [A]	Corrente di impiego del cavo
I_Z [A]	Portata del cavo alle reali condizioni di posa
L [m]	Lunghezza del cavo
r [Ω /km]	Resistenza lineare del cavo
x [Ω /km]	Reattanza lineare del cavo
u_{cc} %	Tensione di cortocircuito di un trasformatore
I_f [A]	Corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite
I_{cs} [A]	Potere di interruzione nominale dell'interruttore

- Il pedice 'p' indica il picco del valore;
- Il pedice 'inv' indica i valori relativi all'inverter;
- Il pedice 'PV' Indica il generatore fotovoltaico;
- Il pedice 'min' e 'max' indica, rispettivamente' il valore minimo e massimo;
- Il pedice 'MPPT' indica il valore riferito al regolatore MPPT dell'inverter;
- Il pedice 'str' indica il valore riferito alla stringa;
- Il pedice 'SC' indica il valore di cortocircuito riferito ai moduli fotovoltaici;
- Il pedice 'n' indica il valore nominale;
- Il pedice 'OC' indica il valore a vuoto.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	12

4 DESCRIZIONE GENERALE DELLE OPERE

4.1 RIFERIMENTI CARTOGRAFICI

L'impianto fotovoltaico in oggetto è ubicato nel territorio del Comune di Uta (Città Metropolitana di Cagliari) e si sviluppa su un'area di circa 125 ha.

Le realizzande opere di connessione alla rete elettrica del distributore ricadono in buona parte nello stesso Comune di Uta ed in minima parte nel territorio del Comune di Assemini.

Dal punto di vista cartografico, le opere in progetto sono individuate all'interno delle seguenti cartografie e Fogli di Mappa:

1) Impianto Fotovoltaico "FV UTA":

- Foglio I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alle seguenti codifiche 233 I-NE, 233 I-SE, 234 IV-NO e 234 IV-SO;
- Carta Tecnica Regionale CTR, scala 1: 10.000, fogli n°556120 e n°556160;
- Foglio di mappa catastale n°49 del Comune di Uta, p.lla n°188;
- Foglio di mappa catastale n°50 del Comune di Uta, p.lle n°360, 361, 362, 363, 364, 365, 366, 367, 368, 369;

2) Elettrodotto di collegamento 36 kV tra area di impianto e SE 150/36 kV:

- Foglio I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alla seguente codifica: 556_II_SE-Assemini;
- Carta Tecnica Regionale (CTR), scala 1: 10.000, fogli n°556120, 556190, 557090, 557130;
- Foglio di mappa catastale n°49 del Comune di Uta, p.lle n°135, 137 e 188;
- Foglio di mappa catastale n°44 del Comune di Uta, p.lle n°659, 661 e 663;
- Foglio di mappa catastale n°50 del Comune di Uta, p.lle n°122, 223, 124, 450, 126, 444 e 469;
- Foglio di mappa catastale n°51 del Comune di Uta, p.lle n°835, 831, 907 e 141;
- Foglio di mappa catastale n°55 del Comune di Assemini, p.lle n°505, 199, 506, 317, 227, 226, 29 e 31;
- Foglio di mappa catastale n°54 del Comune di Assemini, p.lle n°1564, 1559, 1561, 1400, 528, 220, 1203, 1505, 1503, 323, 313, 312, 158, 54, 79, 154, 388, 1448, 182, 174, 173, 172, 171, 112 e 1287;
- Foglio di mappa catastale n°37 del Comune di Uta, p.lle n°225, 88, 388, 389, 265, 87, 86, 85, 198, 84, 931, 502, 464, 514, XX494, 430;
- Foglio di mappa catastale del Comune di Uta n°36, p.lle n° 134, 178, 179, 180, 181, 182, 183, 137, 138, 139, 140, 692 (A-B-D), 691.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	13

Il cavidotto transiterà per quasi la totalità della sua estensione sulla SP1 e sulla Strada Consortile Macchiareddu che tuttavia ad oggi, non risultano catastalmente censite. Per l'ultimo tratto l'elettrodotto sarà interrato su viabilità comunale (Strada Comunale Bingias) per poi giungere all'edificio produttore e alla SE Terna.

3) Edificio Produttore (36 kV)

- Foglio I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alla seguente codifica: 234 IV-NO;
- Carta Tecnica Regionale, scala 1: 10.000, foglio n°556120;
- Foglio di mappa catastale del Comune di Uta n°36, p.lle 134 e 135.

4) Stazione Terna SE

- Foglio I.G.M. in scala 1:25.000, di cui alla seguente codifica: 234 IV-NO;
- Carta Tecnica Regionale, scala 1: 10.000, foglio n°556120;
- Foglio di mappa catastale del Comune di Uta n°36, p.lle n° 179, 180, 181, 182, 183, 184, 185, 137, 138, 139, 140, 692 (A-B-C-D), 691, 317, 316, 315, 314, 111, 54, 682, 187, 59, 436, 60, 62, 64, 66, 69, 77, 434, 712, 711, 517, 693, 79, 477, 80, 81, 114, 115, 116, 471, 117, 119, 145, 345, 146, 147 (A), 235, 478.

Di seguito le coordinate assolute del sito nel sistema UTM 33 WGS84:

COORDINATE ASSOLUTE NEL SISTEMA UTM 33 WGS84			
DESCRIZIONE	E [m]	N [m]	H
Parco Fotovoltaico "FV UTA"	496363	4339907	$H_{variabile} = 41/34$ m s.l.m.
Area SE Terna	497590	4345624	$H_{media} = 10$ m s.l.m.
Area Edificio Produttore	497483	4345489	$H_{media} = 9$ m s.l.m.

Tabella 1 - Coordinate assolute del parco FV UTA e del punto di consegna alla RTN

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	14

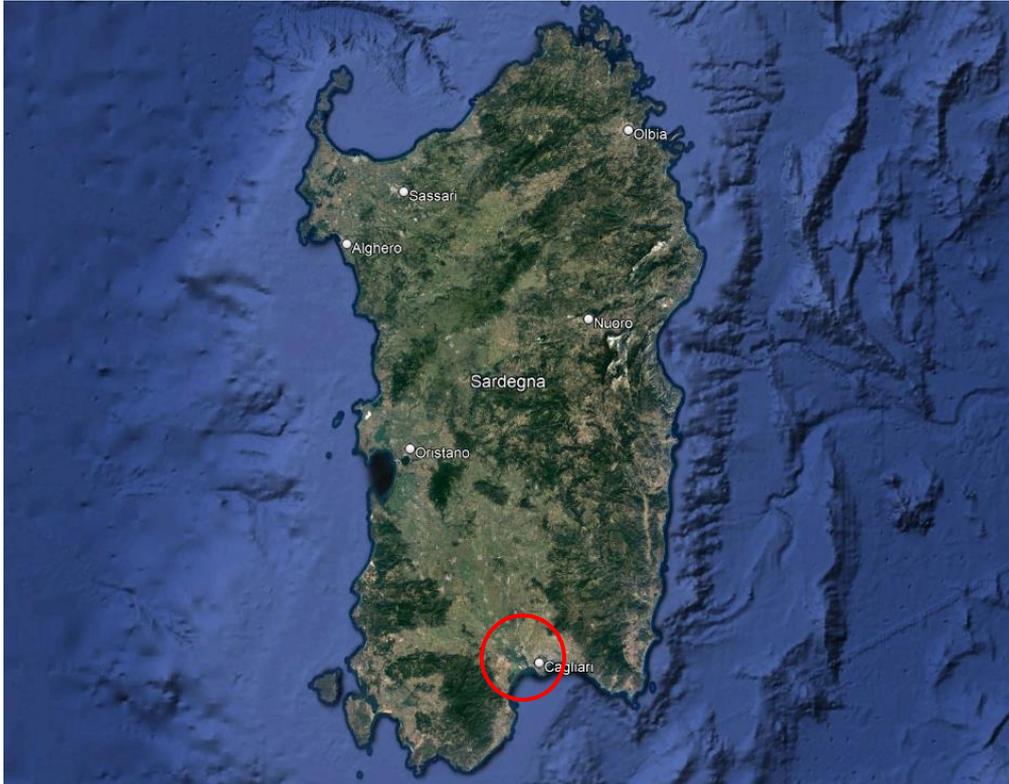


Figura 1 - Ubicazione area di impianto da satellite



Figura 2 - Inquadramento Impianto "FV UTA" su ortofoto

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	15

4.2 DATI GENERALI DI IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico, nel suo complesso è costituito dalle seguenti componenti:

- n. 157.680 moduli fotovoltaici JINKO SOLAR JKM625N-78HL4-BDV installati su apposite strutture metalliche ad inseguimento monoassiale fissate al terreno attraverso pali metallici;
- n. 6.570 stringhe da 24 moduli in serie;
- n. 426 Stringbox, di cui 246 Stringbox mettono in parallelo 15 stringhe, mentre 180 mettono in parallelo 16 stringhe; da questi si dipartono le linee in DC verso gli inverter centralizzati;
- n. 23 Inverter centralizzati, di cui 6 inverter del tipo SMA SC4000-UP e 17 inverter del tipo SMA SC4400-UP, che hanno lo scopo di trasformare la corrente continua in alternata;
- n. 23 Power Station (PS), di cui 6 del tipo SMA MVPS 4000-S2 e 17 del tipo SMA MVPS 4400-S2, contenenti, in ognuno, un trasformatore KNAN di potenza, rispettivamente, pari a 4,0 MVA e 4,4 MVA, un inverter centralizzato, dei quadri MT con le protezioni e misure e un trasformatore ausiliario. Ogni PS raccoglie l'energia prodotta da ciascun campo di cui si compone l'impianto, con potenze variabili da 3,75 MWp a 4,635 MWp. Esse saranno collegato tra loro, ove possibile, in entra-escei;
- n. 12 container prefabbricati che ospitano i rack di batterie lithium-ion;
- n. 6 Power Conversion System (PCS) con sistema di conversione DC/AC da 8,00 MVA;
- n.4 Cabine Elettriche MTR (Main Technical Room) per la connessione e la distribuzione; in esse sono contenuti i quadri a 36 kV all'interno dei quali verranno convogliate le linee 36 kV relative ai sottocampi (da A a P) di cui si compone l'impianto;
- n.1 MTR in uscita dall'impianto in cui verranno convogliate le linee a 36 kV provenienti dalle prime 4 MTR, avverrà il parallelo, lo scambio entra-esce con il BESS e la partenza verso l'edificio produttore prima e la SE TERNA poi;
- n. 1 Control Room destinata ad ospitare uffici e relativi servizi: monitoraggio della strumentazione di sicurezza e locale deposito;
- una rete di cavi DC di collegamento tra pannelli/stringhe e stringhe/stringbox;
- una rete di cavi DC di collegamento tra stringbox/inverter;
- una linea interrata a 36 kV interna al parco di collegamento fra le Power Station, fra le Power Conversion System, fra le Power Station o Power Conversion System e le MTR e fra le MTR;
- un edificio produttore a 36 kV sito in adiacenza alla SE TERNA all'interno del quale avverrà la misura e il parallelo delle linee prima dell'ingresso nei quadri della Stazione del Distributore;
- un collegamento elettrico dell'impianto fotovoltaico alla rete di trasmissione di alta tensione che avverrà in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE)

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	16

della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Rumianca - Villasor", previo:

- ✓ riclassamento a 380 kV della linea RTN 220 kV “Rumianca – Villasor”;
- ✓ ampliamento della sezione 380 kV della esistente SE RTN 380/220/150 kV di Rumianca;
- ✓ realizzazione della sezione 380 kV della SE RTN 220/150 kV di Villasor, da raccordare alla linea RTN 380 kV “Ittiri – Selargius”.

L'impianto è completato da:

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

Da quanto progettato discendono i seguenti dati:

Elementi fisici impianto	Superficie impegnata [m ²]	Superficie impegnata [ha]	Incidenza percentuale
Proprietà	1251833,1	125,18	100,00%
Superficie viabilità	68851,6	6,89	5,50%
Area cabine totale	850,3	0,09	0,09%
Area a verde di mitigazione perimetrale	49096,8	4,91	3,92%
Area a verde di mitigazione interna esistente	19891,3	1,99	1,59%
Area Pannellata (inseguitori)	453609,5	45,36	36,24%
Area BESS	4645,0	0,46	0,37%
Corridoi tra pannelli	654888,6	65,49	52,31%

Il grafico che segue indica l'incidenza percentuale di ciascuna delle superfici su riportate sul totale di 125,18

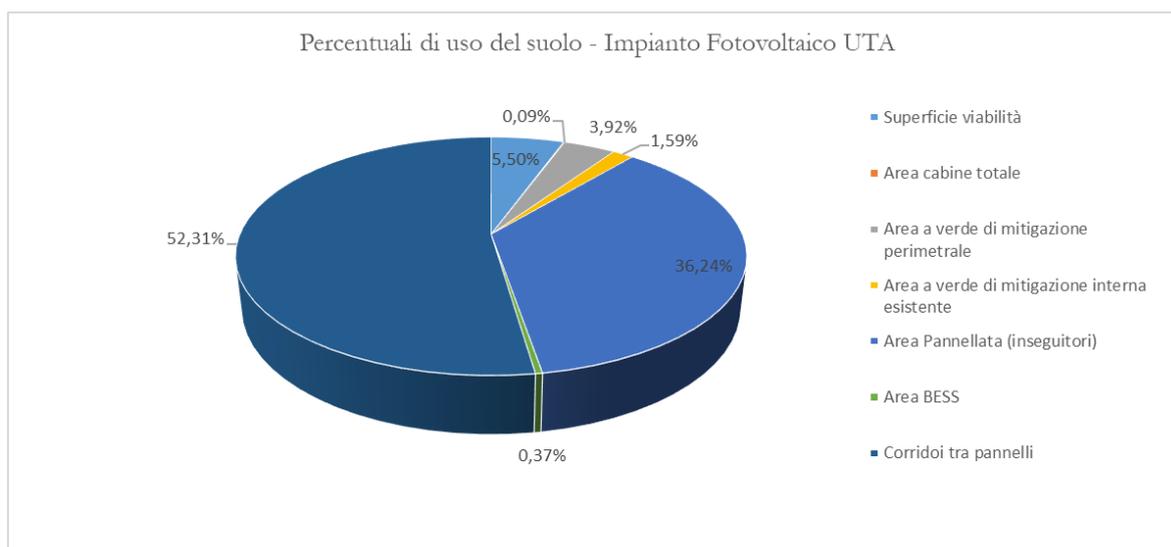


Figura 2 - Grafico che mostra l'incidenza percentuale della copertura di suolo sul totale disponibile

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	17

Come anticipato in premessa, ai fini della connessione alla rete di distribuzione dell'impianto fotovoltaico in progetto, la società promotrice ha richiesto e ottenuto dal distributore apposito preventivo di connessione identificato con codice pratica 202200630, condizionato all'autorizzazione, contestualmente alle opere di cui al presente progetto, delle opere necessarie per la connessione alla rete sopra. La connessione avverrà attraverso collegamento in antenna a 36 kV sulla sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Rumianca - Villasor". Tali opere di rete, rientrando negli interventi di adeguamento e/o sviluppo della rete di distribuzione e/o della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), risultano essere **Opere di Pubblica Utilità.**

Tali opere connesse, come indicato ai sensi dall'art. 1 octies della L. n.129/2010, costituiscono un unicum dal punto di vista funzionale con il progetto dell'impianto fotovoltaico in esame, e pertanto dovranno essere autorizzate in uno con lo stesso impianto fotovoltaico, ai sensi del D.Lgs. 387/03, art. 12 commi 3 e 4bis. L'impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione). Di seguito si riporta la descrizione sintetica dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda a tutti i relativi elaborati specialistici.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	18

4.3 DATI GENERALI DEL PROGETTO

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

Committente	CVA Srl Via Stazione, 31 11024 Chàtillon (AO)
Luogo di installazione	Comune di UTA. Le opere di connessione ricadono anche nelle aree del comune di UTA e in parte Assemini (Città Metropolitana di Cagliari).
Denominazione impianto	FV Uta
Dati catastali area di progetto	Si veda paragrafo introduttivo 4.1
Superficie di interesse impianto	Area impianto: 125,2 ha
Potenza di picco (MW _p)	98,55 MW _p
Informazioni generali del sito	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso (da Strada Provinciale SP1 - Strada Consortile Macchiareddu – Strada Comunale Bingias). Presenza di ampi spazi con andamento piano altimetrico locale sostanzialmente pianeggiante.
Impatto visivo	Impatto visivo contenuto mediante inserimento dei moduli FV in strutture di sostegno a bassa visibilità. Mitigazione dell'area di impianto attraverso fascia a verde perimetrale di ampiezza pari a 10,00 m
Conneessione	Interfacciamento alla rete presso la RTN di futura realizzazione Ruminanca 2 380/150/36 kV sita in località UTA, città Metropolitana di Cagliari
Tipo strutture di sostegno	Strutture metalliche in acciaio zincato ancorate a terra, del tipo ad inseguimento monoassiale
Inclinazione piano dei moduli	+/-60°
Azimut di installazione	0°
Barriere architettoniche	Assenti
Posizione cabine di campo	n. 23 Cabine Power station come da Layout di progetto
Posizione cabine elettrica di connessione e distribuzione	n. 5 Cabine principali di impianto MTR n. 1 cabina Control Room
Rete di collegamento	36 kV Punto di consegna presso RTN 380/150/36 kV Ruminanca 2
Coordinate	Vedasi paragrafo 4.1 per tutti i dettagli

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	19

5 DATI DI PROGETTO

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

5.1 MODULO 1 – DATI DI PROGETTO DI CARATTERE GENERALE

Pos	Dati	Valori stabiliti	Note
1.1	Committente	CVA Srl Via Stazione, 31 11024 Châtillon (AO)	
1.2	Contatto	-	
1.3	Estremi del progettista	Ing. Giuseppe Pipitone	
1.4	Ubicazione	L'impianto sorge interamente nel territorio del comune di UTA mentre le opere di connessione a 36 kV coinvolgeranno, se pur in minima parte, anche le aree del territorio di Assemini (Città Metropolitana di Cagliari)	
1.5	Scopo del lavoro	Realizzazione di un parco fotovoltaico su strutture monoassiale della potenza complessiva di 99,55 MWp, collegato alla rete elettrica a 36 kV	
1.6	Vincoli progettuali da rispettare	Area agricola. Vedasi relazione generale di progetto	
1.7	Informazioni di carattere generale	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso (da Strada Provinciale SP1 - Strada Consortile Macchiareddu – Strada Comunale Bingias).	

Modulo 2 – Dati di progetto relativi alla superficie di posa

Pos	Dati	Valori stabiliti	Note
2.1	Destinazione d'uso	Zona agricola	
2.2	Superfici disponibili	Area impianto: circa 125,2 ha	
2.3	Descrizione area	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso (da Strada Provinciale SP1 - Strada Consortile Macchiareddu – Strada Comunale Bingias).	

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	20

5.2 MODULO 3 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLE INFLUENZE ESTERNE

Pos	Dati	Valori stabiliti	Note
3.1	Latitudine, longitudine	Si veda paragrafo 4.1 al presente documento	
3.2	Altitudine	Si veda paragrafo 4.1 al presente documento	
3.3	Radiazione solare	Si veda elaborato <i>PD-RENO808PDRRTI009</i> "Calcolo di producibilità di impianto"	
3.4	Temperatura: min/max all'aperto media del giorno più caldo media delle massime mensili media annuale	Vedi tabella modulo 6	
3.5	Formazione di foschie/nebbie	Possibile	
3.4	Presenza di corpi solidi estranei: Presenza di polvere/sabbia:	SI SI	Ottimale grado di protezione
3.4	Presenza di liquidi: Tipo di liquido Possibilità di stillicidio Esposizione alla pioggia Esposizione agli spruzzi Possibilità di getti d'acqua Nebbia salina	Acqua - SI - - SI	Prevedere il posizionamento delle apparecchiature elettriche in cabina protetta
3.5	Condizioni del terreno: Carico specifico ammesso (N/m ²) Livello della falda freatica (m) Profondità della linea di gelo Resistività elettrica Resistività termica del terreno	Vedi Relazione geologica	

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	21

3.6	Ventilazione dei locali: Naturale Forzata Naturale assistita da ventilazione forzata Numero di ricambi	Locale quadri elettrici SI SI (<i>CONTROL ROOM</i>) SI (<i>CONTROL ROOM</i>) Come da specifiche produttore	
3.7	Dati di ventosità (UNI 10349): Direzione prevalente: Media annuale: Massima velocità di progetto Pressione del vento	Vedi relazioni di calcolo strutturale <i>DI PROGETTO DEFINITIVO</i> ;	
3.8	Carico di neve		
3.9	Effetti sismici		
3.10	Livelli massimi di rumore		
3.11	Condizioni ambientali speciali	Riferimento a specifiche progettuali	

5.3 MODULO 4 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLA RETE DI COLLEGAMENTO

Pos	Dati	Valori stabiliti	Note
4.1	Tipo di intervento richiesto Nuovo impianto Trasformazione Ampliamento	SI NO NO	
4.2	Dati del collegamento elettrico Gestore rete Numero Cliente Descrizione della rete di collegamento Punto di consegna Tensione nominale (Un) Potenza disponibile continua Potenza disponibile di punta	ENEL Rete di trasmissione nazionale Consegna 36kV 36 kV 75 MW 99,5 MWp	

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	22

4.3	Misura dell'energia	Contatori presso vano misure dell'edificio produttore	
4.4	Consumi elettrici	Per servizi ausiliari Ausiliari cabine Illuminazione esterna Sistemi di sicurezza e allarme	

5.4 MODULO 5 – DATI DI PROGETTO RELATIVI ALL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Pos	Dati	Valori stabiliti	Note
5.1	Caratteristiche di installazione	Strutture di sostegno moduli del tipo ad inseguimento monoassiale in acciaio zincato a caldo, su pali infissi e/o pali trivellati.	
5.2	Posizione convertitori statici	All' esterno con grado di protezione IP66	
5.3	Posizione quadri elettrici	Quadri di parallelo all'interno delle cabine MTR Quadri di parallelo BT: all'interno delle power station	
5.4	Illuminazione artificiale	Illuminazione antiriflesso verso il basso – solo caso di intrusione	

5.5 MODULO 6 – DATI AMBIENTALI DEL SITO, DATI DI RILIEVO CLINOMETRICO E DATI DELLE OMBRE

Ai fini del calcolo della radiazione solare media annua su base giornaliera, si è fatto uso del database internazionale MeteoNorm, che rende disponibili i dati meteorologici per le località interessate dal progetto (UTA-Macchiareddu (CA)): l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito.

In particolare, sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 8.1, aggiornati rispetto a quelli utilizzati in progetto.

Nelle immagini che seguono si riportano i dati meteorologici assunti per la presente relazione.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	23

Meteo e energia incidente

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	WindVel m/s	GlobInc kWh/m ²	DifSinc kWh/m ²	Alb_Inc kWh/m ²
Gennaio	66.9	31.00	9.60	0.0	97.0	21.78	1.434
Febbraio	79.0	40.30	10.13	0.0	104.5	28.82	1.462
Marzo	131.9	54.30	12.48	0.0	182.9	34.53	2.564
Aprile	152.3	76.40	14.78	0.0	201.3	47.45	2.772
Maggio	195.6	87.90	19.35	0.0	257.6	46.02	3.690
Giugno	222.8	72.90	23.14	0.0	296.5	37.42	4.202
Luglio	228.9	70.90	25.95	0.0	308.1	36.61	4.411
Agosto	196.0	68.60	26.14	0.0	272.3	36.02	3.920
Settembre	143.1	58.80	21.98	0.0	193.7	37.50	2.733
Ottobre	109.4	45.70	19.47	0.0	154.9	29.86	2.252
Novembre	68.3	31.20	14.40	0.0	100.0	22.68	1.431
Dicembre	54.5	26.30	11.11	0.0	78.8	18.75	1.212
Anno	1648.7	664.30	17.42	0.0	2247.6	397.44	32.083

Figura 3 - Dati meteorologici (fonte Meteonorm 8.1)

Variante di simulazione : Inseguitori

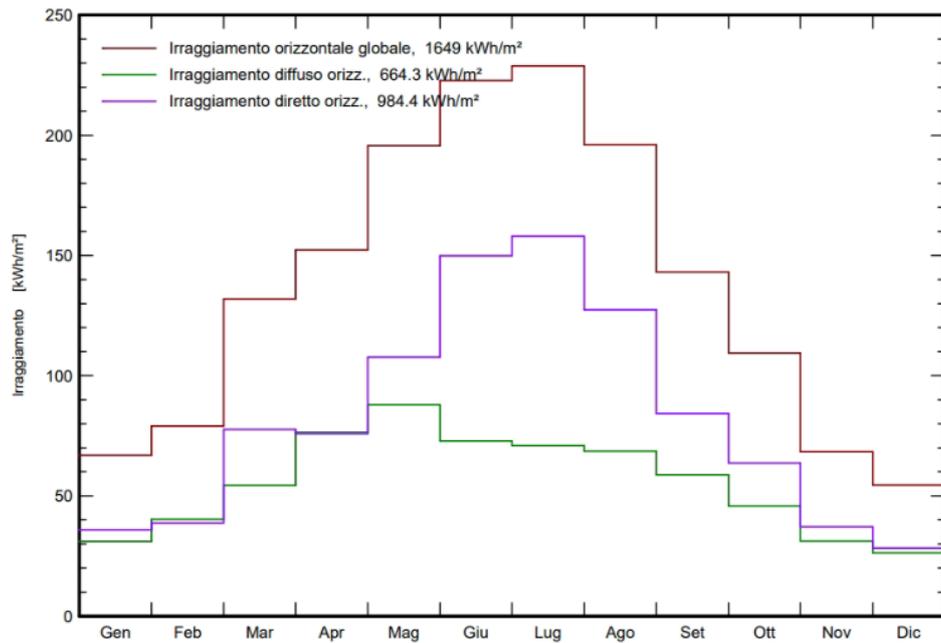


Figura 4 - Radiazione globale, diretta e diffusa incidente sul piano orizzontale

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	24

Distribuzione irraggiamento incidente

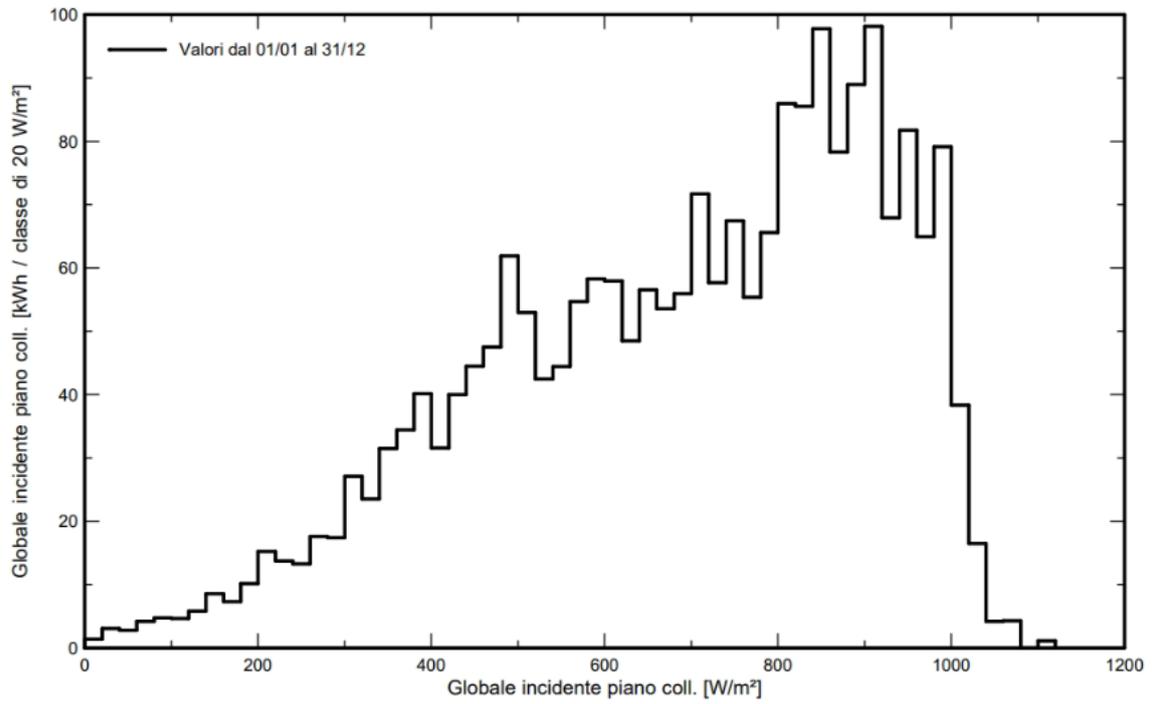


Figura 5 - Radiazione globale incidente sul piano dei collettori

Variante di simulazione : Inseguitori

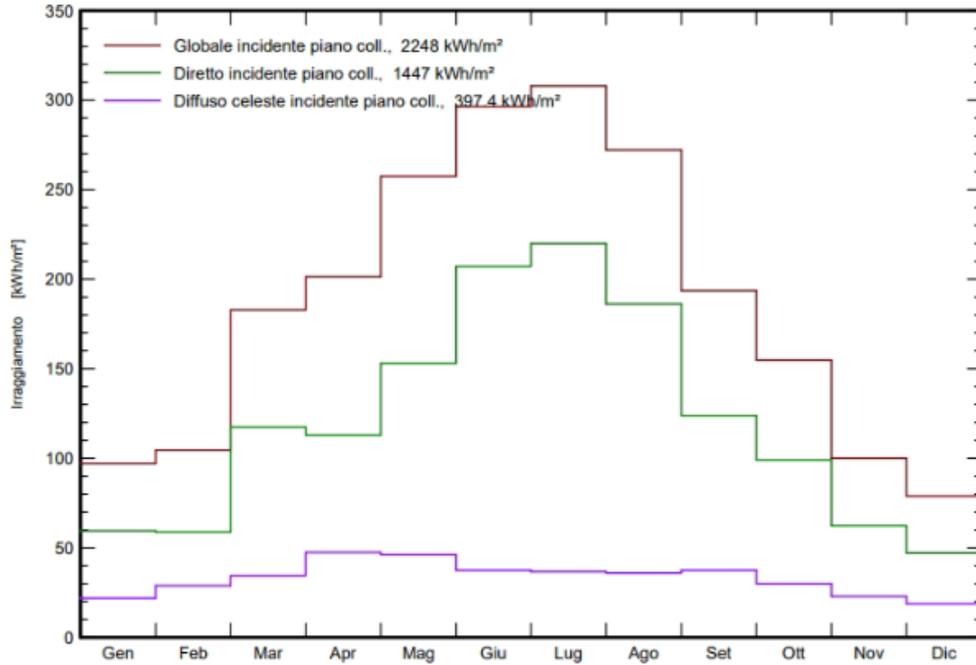


Figura 6 - Radiazione globale, diretta e diffusa sul piano dei collettori

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	25

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

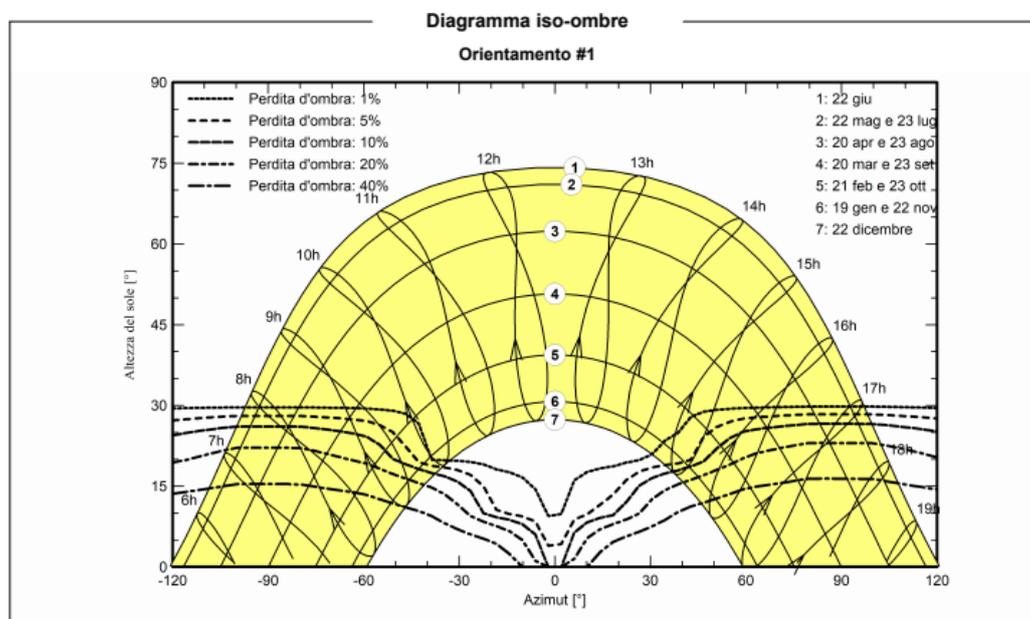


Figura 7 - Diagramma clinometrico

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

5.6 MODULO 7 – NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La normativa di riferimento è stata già riportata nel capitolo 2.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	26

6 CONFIGURAZIONE IMPIANTO

6.1 DESCRIZIONE

L'impianto fotovoltaico in oggetto è composto complessivamente da 157.680 moduli fotovoltaici Jinko Solar JKM625N-78HL4-BDV del tipo N-type in silicio monocristallino con potenza di picco in condizioni standard (STC) pari a 625 W_p.

Tali moduli sono installati su apposite strutture in acciaio zincato ad inseguimento monoassiale, gravanti su pali infissi o trivellati nel terreno a profondità variabile. La scelta dei materiali utilizzati per le strutture conferisce alla struttura di sostegno robustezza e una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione.

Il generatore fotovoltaico, presenta una potenza di picco complessiva pari a 98.550 kW_p, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m², con distribuzione dello spettro solare di riferimento (Massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

I moduli sono collegati in serie tra loro, in modo da formare stringhe da 24 moduli. Le stringhe, a loro volta, attraverso una linea in corrente continua, vengono collegate agli stringbox, dove avviene il parallelo a gruppi da 15 o 16. Di conseguenza, ad ogni stringbox, sono collegati 360 o 384 moduli.

Gli stringbox sono, quindi, dei quadri di parallelo in corrente continua, dove le stringhe, oltre ad essere messe in parallelo, vengono protette attraverso dei fusibili. Dagli stringbox partono i cavi in DC che li collegano agli inverter centralizzati. Gli stringbox, in totale, sono 426, di cui 246 collegano in parallelo 15 stringhe e 180 collegano in parallelo 16 stringhe.

Gli inverter centralizzati sono di due tipi: SMA SC 4000-UP e SMA SC 4400-UP con potenza apparente, rispettivamente, pari a 4000 kVA e 4400 kVA a 35°C. Questi hanno lo scopo di ricevere i cavi in DC provenienti dagli stringbox di progetto e di trasformare la corrente da continua (DC) ad alternata (AC). Gli inverter sono 23 e sono inseriti all'interno delle Power Station.

Le Power Station, quindi, sono anch'esse 23 del tipo SMA MVPS 4000-S2 e SMA MVPS 4400-S2. Oltre all'inverter, in ognuna di esse, è presente un trasformatore KNAN con potenza pari a 4.000 kVA o 4400 kVA, in cui avviene la trasformazione da bassa tensione a 36 kV. All'interno delle PS vi sono anche i quadri a 36 kV, in cui avvengono le protezioni attraverso dispositivi SIEMENS e misurazione e dove possono essere collegate in entra-esci due power station, creando i vari sottocampi di progetto. La linea uscente a 36 kV da tali quadri si diparte verso una delle MTR di campo.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	27

Le MTR di campo sono 5 e contengono i quadri a 36 kV per il collegamento in parallelo. In particolare, le prime 4 MTR vengono utilizzate per la connessione e la distribuzione. Infatti, mettono in parallelo le linee a 36 kV provenienti dai vari sottocampi (da A a P) di cui si compone l'impianto. La MTR5, invece, raccoglie l'energia proveniente dalle altre MTR e mette in parallelo l'impianto fotovoltaico con il sistema di BESS. Dalla MTR5 partiranno le linee verso l'Edificio Produttore prima e la SE Terna dopo.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	28

Per quanto riguarda il campo fotovoltaico, la tabella che segue mostra la suddivisione dell'impianto di generazione in power station, con i dati relativi al numero di stringhe e alla potenza nominale in c.c.

AREA	N. stringbox per sezione inverter	N. stringhe per ciascun stringbox	N. stringhe per sezione inverter	N. stringhe per Power Station	N. moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kWp]	Potenza picco [kWp]	Potenza nominale AC singolo inverter [kVA]	CONFIGURAZIONE	Rapporto di utilizzo inverter (DC/AC Ratio)																																																																																																																																																																																																																																										
PS1	11	15	165	309	3960	2475	4635	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,053																																																																																																																																																																																																																																										
	9	16	144		3456	2160					PS2	16	15	240	272	5760	3600	4080	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	1,020	2	16	32	768	480	PS3	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS4	0	15	0	288	0	0	4320	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,982	18	16	288	6912	4320	PS5	16	15	240	272	5760	3600	4080	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	1,020	2	16	32	768	480	PS6	15	15	225	305	5400	3375	4575	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,040	5	16	80	1920	1200	PS7	3	15	45	301	1080	675	4515	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,026	16	16	256	6144	3840	PS8	6	15	90	298	2160	1350	4470	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,016	13	16	208	4992	3120	PS9	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999	8	16	128	3072	1920	PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw
PS2	16	15	240	272	5760	3600	4080	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	1,020																																																																																																																																																																																																																																										
	2	16	32		768	480					PS3	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS4	0	15	0	288	0	0	4320	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,982	18	16	288	6912	4320	PS5	16	15	240	272	5760	3600	4080	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	1,020	2	16	32	768	480	PS6	15	15	225	305	5400	3375	4575	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,040	5	16	80	1920	1200	PS7	3	15	45	301	1080	675	4515	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,026	16	16	256	6144	3840	PS8	6	15	90	298	2160	1350	4470	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,016	13	16	208	4992	3120	PS9	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999	8	16	128	3072	1920	PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920										
PS3	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978																																																																																																																																																																																																																																										
	2	16	32		768	480					PS4	0	15	0	288	0	0	4320	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,982	18	16	288	6912	4320	PS5	16	15	240	272	5760	3600	4080	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	1,020	2	16	32	768	480	PS6	15	15	225	305	5400	3375	4575	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,040	5	16	80	1920	1200	PS7	3	15	45	301	1080	675	4515	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,026	16	16	256	6144	3840	PS8	6	15	90	298	2160	1350	4470	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,016	13	16	208	4992	3120	PS9	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999	8	16	128	3072	1920	PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																										
PS4	0	15	0	288	0	0	4320	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,982																																																																																																																																																																																																																																										
	18	16	288		6912	4320					PS5	16	15	240	272	5760	3600	4080	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	1,020	2	16	32	768	480	PS6	15	15	225	305	5400	3375	4575	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,040	5	16	80	1920	1200	PS7	3	15	45	301	1080	675	4515	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,026	16	16	256	6144	3840	PS8	6	15	90	298	2160	1350	4470	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,016	13	16	208	4992	3120	PS9	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999	8	16	128	3072	1920	PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																										
PS5	16	15	240	272	5760	3600	4080	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	1,020																																																																																																																																																																																																																																										
	2	16	32		768	480					PS6	15	15	225	305	5400	3375	4575	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,040	5	16	80	1920	1200	PS7	3	15	45	301	1080	675	4515	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,026	16	16	256	6144	3840	PS8	6	15	90	298	2160	1350	4470	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,016	13	16	208	4992	3120	PS9	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999	8	16	128	3072	1920	PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																										
PS6	15	15	225	305	5400	3375	4575	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,040																																																																																																																																																																																																																																										
	5	16	80		1920	1200					PS7	3	15	45	301	1080	675	4515	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,026	16	16	256	6144	3840	PS8	6	15	90	298	2160	1350	4470	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,016	13	16	208	4992	3120	PS9	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999	8	16	128	3072	1920	PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																										
PS7	3	15	45	301	1080	675	4515	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,026																																																																																																																																																																																																																																										
	16	16	256		6144	3840					PS8	6	15	90	298	2160	1350	4470	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,016	13	16	208	4992	3120	PS9	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999	8	16	128	3072	1920	PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																																										
PS8	6	15	90	298	2160	1350	4470	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,016																																																																																																																																																																																																																																										
	13	16	208		4992	3120					PS9	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978	2	16	32	768	480	PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999	8	16	128	3072	1920	PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																																																										
PS9	17	15	255	287	6120	3825	4305	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,978																																																																																																																																																																																																																																										
	2	16	32		768	480					PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999	8	16	128	3072	1920	PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																																																																										
PS10	11	15	165	293	3960	2475	4395	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,999																																																																																																																																																																																																																																										
	8	16	128		3072	1920					PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002	9	16	144	3456	2160	PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																																																																																										
PS11	10	15	150	294	3600	2250	4410	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,002																																																																																																																																																																																																																																										
	9	16	144		3456	2160					PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043	6	16	96	2304	1440	PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																																																																																																										
PS12	14	15	210	306	5040	3150	4590	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,043																																																																																																																																																																																																																																										
	6	16	96		2304	1440					PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960	1	16	16	384	240	PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																																																																																																																										
PS13	16	15	240	256	5760	3600	3840	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,960																																																																																																																																																																																																																																										
	1	16	16		384	240					PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938	10	16	160	3840	2400	PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																																																																																																																																										
PS14	6	15	90	250	2160	1350	3750	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,938																																																																																																																																																																																																																																										
	10	16	160		3840	2400					PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019	14	16	224	5376	3360	PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																																																																																																																																																										
PS15	5	15	75	299	1800	1125	4485	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,019																																																																																																																																																																																																																																										
	14	16	224		5376	3360					PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986	8	16	128	3072	1920																																																																																																																																																																																																																										
PS16	9	15	135	263	3240	2025	3945	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,986																																																																																																																																																																																																																																										
	8	16	128		3072	1920																																																																																																																																																																																																																																														

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	29

AREA	N. stringbox per sezione inverter	N. stringhe per ciascun stringbox	N. stringhe per sezione inverter	N. stringhe per Power Station	N. moduli per sezione inverter	Potenza ingresso sezione inverter [kWp]	Potenza picco [kWp]	Potenza nominale AC singolo inverter [kVA]	CONFIGURAZIONE	Rapporto di utilizzo inverter (DC/AC Ratio)
PS17	7	15	105	297	2520	1575	4455	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,013
	12	16	192		4608	2880				
PS18	8	15	120	296	2880	1800	4440	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	1,009
	11	16	176		4224	2640				
PS19	13	15	195	291	4680	2925	4365	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,992
	6	16	96		2304	1440				
PS20	12	15	180	292	4320	2700	4380	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,995
	7	16	112		2688	1680				
PS21	7	15	105	265	2520	1575	3975	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,994
	10	16	160		3840	2400				
PS22	13	15	195	291	4680	2925	4365	4400	Power Station SMA MVPS da 4,40 MW	0,992
	6	16	96		2304	1440				
PS23	14	15	210	258	5040	3150	3870	4000	Power Station SMA MVPS da 4,00 Mw	0,968
	3	16	48		1152	720				
TOTALI	426	/	6570		157680		98550	98400		

Tabella 2 - Dettagli layout impianto

Le Power Station, ove possibile e come accennato precedentemente, sono collegati intra-esci tra loro e poi a una delle MTR, creando i sottocampi. La suddivisione in sottocampi è mostrata nella tabella a seguire.

Sottocampo	Power Station	MTR	Stringhe	n. moduli	Potenza picco (kW _p)	Potenza apparente in uscita da inverter [kVA]
A	PS1-PS3	4	596	14.304	8.940	8.800
B	PS2-PS5	4	544	13.056	8.160	8.000
C	PS4	4	288	6.912	4.320	4.400
D	PS6-PS7	2	606	14.544	9.090	8.800
E	PS8-PS9	3	585	14.040	8.775	8.800
F	PS10-PS13	2	549	13.176	8.235	8.400
G	PS11-PS14	3	544	13.056	8.160	8.400
H	PS12	2	306	7.344	4.590	4.400
I	PS15	2	299	5.451	3.360	4.400
L	PS16	3	263	6.312	3.945	4.000
M	PS17	2	297	7.128	4.455	4.400
N	PS18-PS21	1	561	13.464	8.415	8.400
O	PS20-PS19	1	583	13.992	8.745	8.800
P	PS22-PS23	1	549	13.176	8.235	8.400
			6.570	157.680	98.550	98.400

Tabella 3 - Suddivisione in sottocampi

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	30

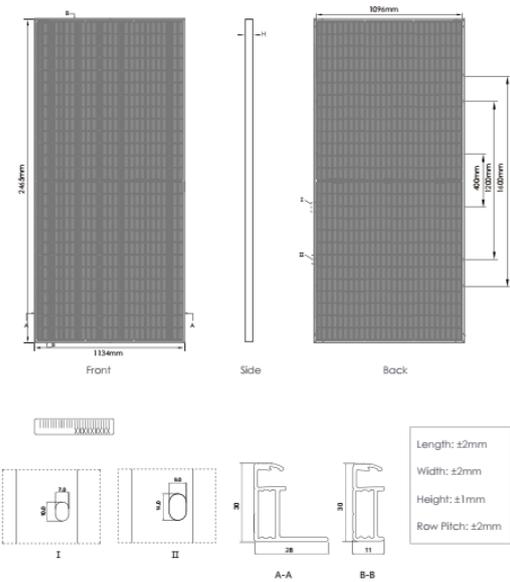
6.2 MODULI FOTOVOLTAICI DI PROGETTO

I moduli previsti dal presente progetto sono tutti della medesima tipologia e taglia. Si tratta dei moduli bifacciali Jinko Solar, modello JKM625N-78HL4-BDV, di nuova tecnologia n-type. La tecnologia n-type consente il funzionamento della cella fotovoltaica su un letto composto dalla componente negativa di fosforo che non reagendo con l'ossigeno come il boro, consente l'aumento della efficienza del modulo eliminando il difetto di "Ricombinazione" ossigeno-silicio-boro. Inoltre, i moduli presentano un vetro ARC da 2,0 mm sulla parte anteriore e uno da 2,0 mm termo-rinforzato sulla parte posteriore.

Il modulo è composto da 156 celle (2x78) e ha dimensioni pari a 2465 x 1134 x 30 mm. Nelle condizioni standard (STC) la potenza di picco è pari a 625 W_p e presenta una tensione e una corrente nel punto di massima potenza, rispettivamente, pari a 46,10 V e 13,56 A. La tensione a vuoto è pari a 55,72 V, mentre, la corrente di cortocircuito è 14,27 A. Inoltre, il modulo presenta un'efficienza del 22,36 %.

La particolare caratteristica di questi moduli è quella di essere in grado di captare l'energia solare riflessa sulla faccia posteriore delle celle, aumentando così la capacità di produzione dei moduli. Partendo infatti da una efficienza STC pari a 22,36 %; grazie alla caratteristica "bifacciale", i moduli sono in grado di fornire valori di efficienza dal 23,48% al 27,95% se si considera un coefficiente di riflessione sul retro del modulo variabile dal 5% al 25%. Questa caratteristica permette una significativa miglioria rispetto agli impianti con moduli tradizionali in quanto, a parità di energia prodotta, si ha una minore occupazione di suolo e un minor impatto degli impianti. Di seguito si riportano i principali dati tecnici estratti dai datasheet.

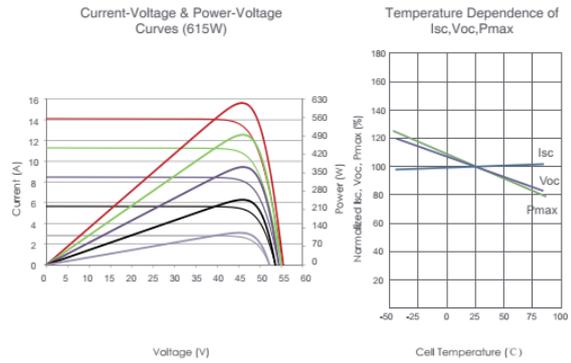
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
 36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×30mm (97.05×44.65×1.18 inch)
Weight	34.6kg (76.38 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

Figura 8 - Dati dimensionali del modulo fotovoltaico

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

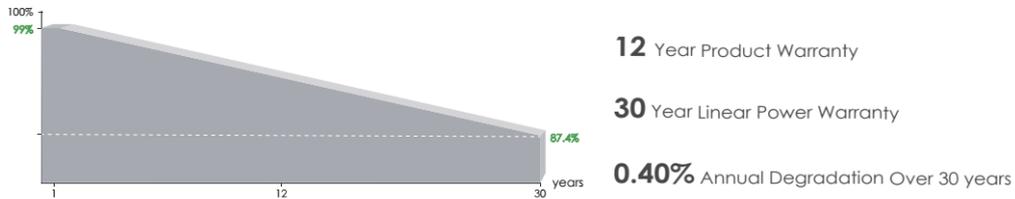


Figura 9 - Prestazioni garantite del modulo fotovoltaico

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRri007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	32

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV		JKM615N-78HL4-BDV		JKM620N-78HL4-BDV		JKM625N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp	620Wp	466Wp	625Wp	470Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V	45.77V	42.46V	45.93V	42.57V	46.10V	42.68V
Maximum Power Current (Imp)	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A	13.44A	10.89A	13.50A	10.95A	13.56A	11.01A
Open-circuit Voltage (Voc)	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V	55.44V	52.66V	55.58V	52.79V	55.72V	52.93V
Short-circuit Current (Isc)	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A	14.11A	11.39A	14.19A	11.46A	14.27A	11.52A
Module Efficiency STC (%)	21.64%		21.82%		22.00%		22.18%		22.36%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN						
		JKM625N-78HL4-BDV				
		5%	15%	25%	STC	NOCT
5%	Maximum Power (Pmax)	635Wp	641Wp	646Wp	651Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.73%	22.91%	23.10%	23.29%	23.48%
15%	Maximum Power (Pmax)	696Wp	702Wp	707Wp	713Wp	719Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.89%	25.10%	25.30%	25.51%	25.71%
25%	Maximum Power (Pmax)	756Wp	763Wp	769Wp	775Wp	781Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.05%	27.28%	27.50%	27.73%	27.95%

*STC: Irradiance 1000W/m² Cell Temperature 25°C AM=1.5
NOCT: Irradiance 800W/m² Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

Figura 10 - Dati tecnici del modulo fotovoltaico

Coerentemente con la definizione delle stringhe, le strutture di supporto sono state progettate, in modo tale da garantire l'installazione dei moduli appartenenti ad una stringa tutti sulla stessa struttura, al fine di facilitare le operazioni di installazione e di manutenzione ordinaria.

6.3 INVERTER DI PROGETTO

Gli inverter previsti dal presente progetto sono tutti della medesima tipologia ma di due diverse taglie. Si tratta di inverter centralizzati presenti all'interno delle Power Station del tipo SMA SUNNY CENTRAL UP, in particolare SC4000-UP o SC4400-UP. Tutti gli inverter presentano la medesima tecnologia di conversione, il medesimo software di controllo e le stesse funzioni di interfaccia di rete.

La dimensione dell'inverter è 2815x2318x1588 mm.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	33



Figura 11 - Inverter di progetto SMA SC 4000/4400-UP

L'inverter può supportare due tipi di sistema:

- Sistema isolato con protezione bipolare (24 ingressi in DC con protezione bipolare);
- Sistema messo a terra e isolato con protezione unipolare (32 ingressi in DC con protezione unipolare);

In progetto si considera un sistema isolato (Floating). Ogni ingresso sarà dotato di un sezionatore in cui è possibile installare un fusibile di taglia ideale per la protezione del sistema a valle. SMA può fornire su richiesta le seguenti taglie di fusibile: 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500A.

La tensione massima in ingresso che può accettare l'inverter è pari a 1500 V, mentre quella di avvio è 1030 V. Inoltre, il range di tensione per il funzionamento dell'MPP a 25°C è da 880 V a 1325 V. L'uscita dall'inverter è effettuata attraverso un sistema trifase. La potenza apparente massima in uscita è pari a 4000 kVA (SC4000-UP) o 4400 kVA (SC4400-UP) a temperatura di 35°C e 3600 kVA (SC4000-UP) o 3960 kVA (SC4400-UP) a temperatura di 50°C. Per quanto riguarda la tensione in uscita dall'inverter SC4000-UP e SC4400-UP è, rispettivamente, pari a 600 V e 660 V, mentre la corrente massima è 3850 A (35°C) e 3465 A (50°C). Il fattore di potenza nominale è maggiore di 0,99, ma può essere regolato fino a 0,8 in anticipo o in ritardo. In uscita è presente un interruttore di potenza con caratteristica B16A.

L'efficienza massima dell'inverter è pari a 98,8%.

Sotto vengono riportati alcuni dati tecnici dell'inverter, estratti dal datasheet.

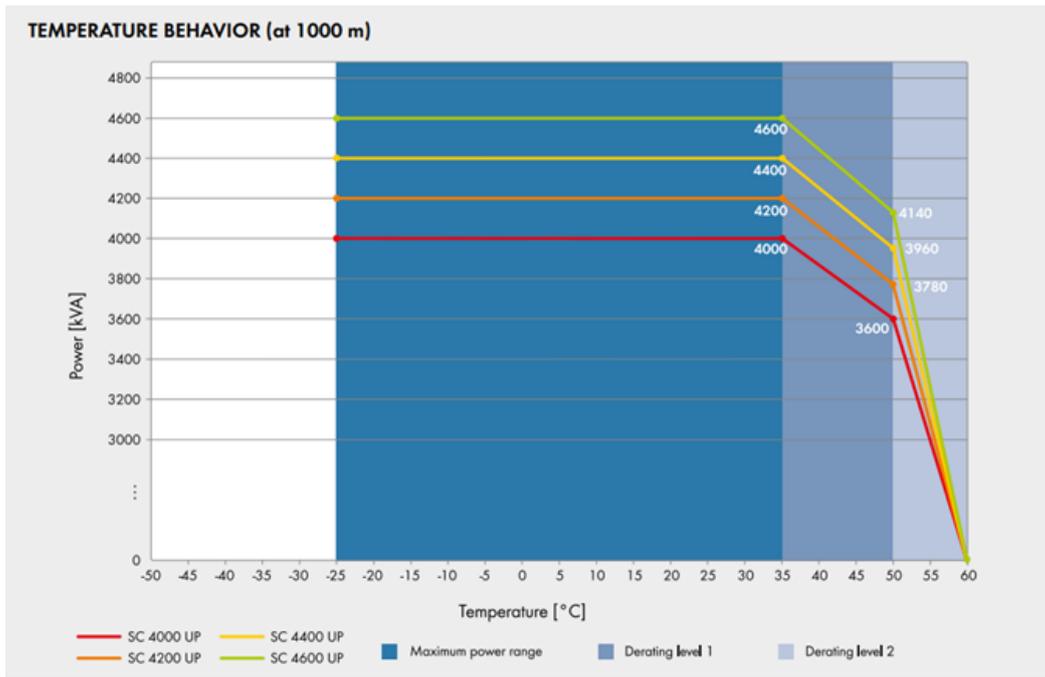


Figura 12 - Comportamento dell'inverter al variare della temperatura

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	35

Dati tecnici	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP
Lato CC		
Range di tensione V_{CC} (a 25 °C / a 50 °C)	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC_{min}}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC_{start}}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Tensione CC max. $V_{CC_{max}}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max. $I_{CC_{max}}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max. $I_{CC_{sc}}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettoria con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kmil, 2x 400 mm ²	
Zone Monitoring integrato	0	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
Lato CA		
Potenza nominale CA con cos $\varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	4000 kVA ⁽¹⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ⁽¹⁾ / 3780 kVA
Potenza nominale CA con cos $\varphi = 0,9$ (configurazione standard A6B) (a 35 °C/a 50 °C) ⁽¹⁾	3600 kW ⁽¹⁾ / 3240 kW	3780 kW ⁽¹⁾ / 3402 kW
Potenza attiva nominale CA con cos $\varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	3200 kW ⁽¹⁾ / 2880 kW	3360 kW ⁽¹⁾ / 3024 kW
Corrente nominale CA $I_{CA_{nom}}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA ⁽¹⁾⁽²⁾	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ⁽¹⁾	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ⁽¹⁾⁽²⁾	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento europeo		
Efficienza max ⁽¹⁾ / efficienza efficienza ⁽¹⁾ / efficienza CEC ⁽¹⁾	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	0 / 0	
Monitoraggio dell'isolamento	0	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. ⁽¹⁾ / carico parziale ⁽¹⁾ / medio ⁽¹⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento (opzionale) ⁽¹⁾	[-40 °C] -25 a 60 °C / [-40 °F] -13 °F a 140 °F	
Rumorosità ⁽¹⁾	65,0 dB(A)	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. ⁽¹⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹⁾ / 3000 m ⁽¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m ³ /h	
Datazione		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	0 (2,5 kVA)	
rispetta le norme e direttive	ARN 4110, ARN 4120 ⁽¹⁾ , Arrêté du 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEEE 1547, UL 840 Cat. IV	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetta direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Datazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4000 UP	SC 4200 UP

Figura 13 – Datasheet inverter SC4000-UP

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	36

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1000 V	1003 to 1325 V / 1040 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	□	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ¹⁾¹⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ¹⁾¹⁾ / 4140 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ¹⁾¹⁾ / 3168 kW	3680 kW ¹⁾¹⁾ / 3312 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾¹⁾	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁾¹⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹⁾¹⁾		
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾¹⁾ / European efficiency ²⁾¹⁾ / CEC efficiency ²⁾¹⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	□ / □	
Insulation monitoring	□	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions [W / H / D]	2815 / 2318 / 1588 mm	110.8 / 91.3 / 62.5 inch)
Weight	< 3700 kg	< 8158 lb
Self-consumption (max. ⁴⁾¹⁾ / partial load ⁴⁾¹⁾ / average ⁴⁾¹⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	□ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁴⁾¹⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾¹⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ¹⁾¹⁾ 1000 m / 2000 m ¹⁾¹⁾ / 3000 m ¹⁾¹⁾	● / □ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	□ [2.5 kVA]	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-4-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features □ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4400 UP	SC 4600 UP

Figura 14 - Datasheet inverter SC4000-UP

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	37

6.4 CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA TRA INVERTER E MODULI

Il numero di moduli in una stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo sono vincolati ai valori della tensione e della corrente di ingresso dell'inverter scelto. Infatti, la tensione e la corrente del generatore FV deve essere coordinata alla tensione e alla corrente di ingresso dell'inverter, rispettando le seguenti condizioni:

- 1 La massima tensione del generatore fotovoltaico, V_{PV_max} , deve essere inferiore o uguale alla massima tensione di ingresso dell'inverter, V_{inv_max} ;
- 2 La minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico, VPV_mpp_min , deve essere superiore o uguale alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter, $V_{inv_MPPT_min}$;
- 3 La massima tensione nel punto di massima potenza VPV_mpp_max , del generatore fotovoltaico deve essere inferiore o uguale alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, $V_{inv_MPPT_max}$;
- 4 La massima corrente del generatore fotovoltaico, IPV_max , in condizione di cortocircuito, deve essere inferiore o uguale alla massima corrente ammessa in ingresso all'inverter in condizione di normale funzionamento, I_{inv_max} ;
- 5 La massima corrente del generatore fotovoltaico in cortocircuito, IPV_SC_max , in condizione di cortocircuito, deve essere inferiore o uguale alla massima corrente ammessa in ingresso all'inverter in condizione di cortocircuito, $I_{inv_SC_max}$;

6.4.1 CONDIZIONE 1

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la massima tensione di stringa calcolata a vuoto alla minima temperatura di funzionamento ipotizzabile per i moduli fotovoltaici, in genere assunta pari a:

- -10°C per le zone fredde;
- 0°C per le zone meridionali e costiere;

La tensione a vuoto, V_{oc} [V], di un modulo fotovoltaico valutata alla temperatura di funzionamento minima, T_{min} [$^{\circ}\text{C}$], è espressa attraverso il coefficiente correttivo, β , di temperatura della tensione a vuoto fornito dal costruttore per il modulo fotovoltaico:

$$V_{oc}(T_f) = V_{oc} - \beta \cdot \frac{V_{oc}}{100} \cdot (25 - T_{min})$$

La massima tensione del generatore fotovoltaico è quindi il prodotto tra quella del modulo e il numero di moduli per stringa, N_s

$$V_{PV_max} = N_s \cdot V_{oc}(T_{min})$$

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	38

La condizione da verificare è quindi:

$$V_{PV_max} \leq V_{inv_max}$$

6.4.2 CONDIZIONE 2

La minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico è la tensione di stringa calcolata con:

- ✓ Irraggiamento pari a 1000 W/m²;
- ✓ Temperatura pari a 65°C;

La minima tensione nel punto di massima potenza, V_{mpp_min} , di un modulo fotovoltaico valutata alla temperatura di funzionamento massima, T_{max} [°C], è espressa attraverso il coefficiente correttivo, β , di temperatura della tensione a vuoto fornito dal costruttore per il modulo fotovoltaico:

$$V_{mpp_min}(T_{max}) = V_{mpp} - \beta \cdot \frac{V_{oc}}{100} \cdot (25 - T_{max})$$

La minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico è quindi il prodotto tra quella del modulo e il numero di moduli per stringa, N_s

$$V_{PV_mpp_min} = N_s \cdot V_{mpp_min}(65^\circ C)$$

La condizione da verificare è quindi:

$$V_{PV_mpp_min} \geq V_{inv_MPPT_min}$$

6.4.3 CONDIZIONE 3

La massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico è la tensione di stringa calcolata con:

- ✓ Irraggiamento pari a 1000 W/m²;
- ✓ Temperatura pari a -10°C per le zone fredde e 0°C per le zone meridionali e costiere;

La massima tensione nel punto di massima potenza, V_{mpp_max} , di un modulo fotovoltaico valutata alla temperatura di funzionamento massima, T_{min} [°C], è espressa attraverso il coefficiente correttivo, β , di temperatura della tensione a vuoto fornito dal costruttore per il modulo fotovoltaico:

$$V_{mpp_max}(T_{min}) = V_{mpp} - \beta \cdot \frac{V_{oc}}{100} \cdot (25 - T_{min})$$

La massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico è quindi il prodotto tra quella del modulo e il numero di moduli per stringa, N_s

$$V_{PV_mpp_max} = N_s \cdot V_{mpp_max}(T_{min})$$

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	39

La condizione da verificare è quindi:

$$V_{PV_mpp_max} \leq V_{inv_MPPT_max}$$

6.4.4 CONDIZIONE 4

La massima corrente del generatore fotovoltaico, I_{PV_max} , è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è pari alla corrente nel punto di massima potenza di un modulo fotovoltaico in condizioni standard, I_{mpp} .

La massima corrente del generatore fotovoltaico dipende quindi dal numero di stringhe, N_{str} , collegate in parallelo all'inverter (somma delle stringhe in parallelo negli stringbox afferenti all'inverter).

$$I_{PV_max} = N_{str} \cdot I_{mpp}$$

La condizione da verificare è quindi:

$$I_{PV_max} \leq I_{inv_max}$$

Di conseguenza, per ogni inverter, dipende dal numero di stringhe collegate ad esso.

6.4.5 CONDIZIONE 5

La massima corrente del generatore fotovoltaico in condizioni di cortocircuito, $I_{PV_SC_max}$, è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa, $I_{SC_str_max}$, in parallelo, nelle stesse condizioni.

La massima corrente di stringa in cortocircuito è pari al prodotto tra la corrente di cortocircuito di un modulo fotovoltaico in condizioni standard, I_{SC} , e un coefficiente di sicurezza pari a 1,25 che tiene conto dell'aumento della corrente a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m².

$$I_{SC_str_max} = 1,25 \cdot I_{SC}$$

La massima corrente del generatore fotovoltaico dipende quindi dal numero di stringhe, N_{str} , collegate all'inverter.

$$I_{PV_SC_max} = N_{str} \cdot I_{SC_str_max}$$

La condizione da verificare è quindi:

$$I_{PV_SC_max} \leq I_{inv_SC_max}$$

Di conseguenza, per ogni inverter, dipende dal numero di stringhe collegate ad esso.

Come si può osservare, si confronta il valore di corrente di cortocircuito delle stringhe con quello di corrente massima in ingresso in condizioni di cortocircuito dell'inverter. In questo modo si garantisce il funzionamento dell'inverter senza alcun guasto anche durante un cortocircuito.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	40

6.5 VERIFICHE ELETTRICHE COMPATIBILITÀ INVERTER/MODULI

In questo paragrafo vengono riportate le tabelle con i valori da cui si possono verificare le condizioni precedenti.

Le condizioni sono verificate in corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli a 0°C e dei valori massimi di lavoro degli stessi a 65°C.

Le prime tre condizioni sono calcolate in base al numero di moduli in serie, pari a 24 e uguale per tutte le stringhe dell'impianto. La quarta e la quinta condizione dipendono dal numero di stringhe collegate per ogni inverter, valore variabile.

Queste condizioni si verificano ovviamente in base all'inverter scelto (SC4000-UP o SC4400-UP).

SMA SC4000-UP						
V _{oc} (STC) [V]	β [%/°C]	T _{min} [°C]	V _{oc} (T _i) [V]	N _s	V _{PV_max} [V]	V _{inv_max} [V]
55,72	-0,25	0	59,20	24	1420,86	1500
SMA SC4400-UP						
V _{oc} (STC) [V]	β [%/°C]	T _{min} [°C]	V _{oc} (T _i) [V]	N _s	V _{PV_max} [V]	V _{inv_max} [V]
55,72	-0,25	0	59,20	24	1420,86	1500

Tabella 4 – Verifica condizione 1

SMA SC4000-UP						
V _{mpp} (STC) [V]	β [%/°C]	T _{max} [°C]	V _{mpp_min} (T _{max}) [V]	N _s	V _{PV_mpp_min} [V]	V _{inv_MPPT_min} [V]
46,10	-0,25	65	40,53	24	972,67	880
SMA SC4400-UP						
V _{mpp} (STC) [V]	β [%/°C]	T _{max} [°C]	V _{mpp_min} (T _{max}) [V]	N _s	V _{PV_mpp_min} [V]	V _{inv_MPPT_min} [V]
46,10	-0,25	65	40,53	24	972,67	962

Tabella 5 – Verifica condizione 2

SMA SC4000-UP						
V _{mpp} (STC) [V]	β [%/°C]	T _{min} [°C]	V _{mpp_max} (T _{min}) [V]	N _s	V _{PV_mpp_max} [V]	V _{inv_MPPT_max} [V]
46,10	-0,25	0	49,58	24	1189,98	1325
SMA SC4400-UP						
V _{mpp} (STC) [V]	β [%/°C]	T _{min} [°C]	V _{mpp_max} (T _{min}) [V]	N _s	V _{PV_mpp_max} [V]	V _{inv_MPPT_max} [V]
46,10	-0,25	0	49,58	24	1189,98	1325

Tabella 6 – Verifica condizione 3

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	41

Power Station /Inverter	Stringhe per inverter	Inverter	I _{PV_max} (STC) [A]	I _{inv_max} [A]	I _{PV_SC_max} [A]	I _{inv_SC_max} [A]
1	309	SC4400-UP	4190,04	4750	5511,79	8400
2	272	SC4000-UP	3688,32	4750	4851,80	8400
3	287	SC4400-UP	3891,72	4750	5119,36	8400
4	288	SC4400-UP	3905,28	4750	5137,20	8400
5	272	SC4000-UP	3688,32	4750	4851,80	8400
6	305	SC4400-UP	4135,80	4750	5440,44	8400
7	301	SC4400-UP	4081,56	4750	5369,09	8400
8	298	SC4400-UP	4040,88	4750	5315,58	8400
9	287	SC4400-UP	3891,72	4750	5119,36	8400
10	293	SC4400-UP	3973,08	4750	5226,39	8400
11	294	SC4400-UP	3986,64	4750	5244,23	8400
12	306	SC4400-UP	4149,36	4750	5458,28	8400
13	256	SC4000-UP	3471,36	4750	4566,40	8400
14	250	SC4000-UP	3390,00	4750	4459,38	8400
15	299	SC4400-UP	4054,44	4750	5333,41	8400
16	263	SC4000-UP	3566,28	4750	4691,26	8400
17	297	SC4400-UP	4027,32	4750	5297,74	8400
18	296	SC4400-UP	4013,76	4750	5297,90	8400
19	291	SC4400-UP	3694,96	4750	5190,71	8400
20	292	SC4400-UP	3959,52	4750	5208,55	8400
21	265	SC4000-UP	3593,40	4750	4726,94	8400
22	291	SC4400-UP	3945,96	4750	5190,71	8400
23	258	SC4000-UP	3498,48	4750	4602,08	8400

Tabella 7 – Verifica condizione 4-5

Di seguito viene riportata una tabella riassuntiva con le condizioni da rispettare e il risultato ottenuto dall'impianto in questione.

CONDIZIONE 1	
$V_{PV_max} \leq V_{inv_max}$	VERIFICATO
CONDIZIONE 2	
$V_{PV_mpp_min} \geq V_{inv_MPPT_min}$	VERIFICATO
CONDIZIONE 3	
$V_{PV_mpp_max} \leq V_{inv_MPPT_max}$	VERIFICATO
CONDIZIONE 4	
$I_{PV_max} \leq I_{inv_max}$	VERIFICATO
CONDIZIONE 5	
$I_{PV_SC_max} \leq I_{inv_SC_max}$	VERIFICATO

Tabella 8 - Condizioni da verificare

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	42

6.6 SUDDIVISIONE ELETTRICA DELL'IMPIANTO IN AREE

L'impianto fotovoltaico, come già accennato nel paragrafo 7.1, si suddivide in 23 aree di potenza variabile, elettricamente connesse a 23 Power Station.

Di seguito vengono descritte le diverse aree e vengono riportate delle finestre di PVSyst vers. 7.4 durante l'implementazione dell'impianto suddiviso in aree in cui viene riportato il dimensionamento in potenza.

6.6.1 AREA PS1

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 1 sono presenti 20 stringbox, di cui 11 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 9 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 309 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.416.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.635 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,05% e si ha una perdita per sovraccarico di 774 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSyst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

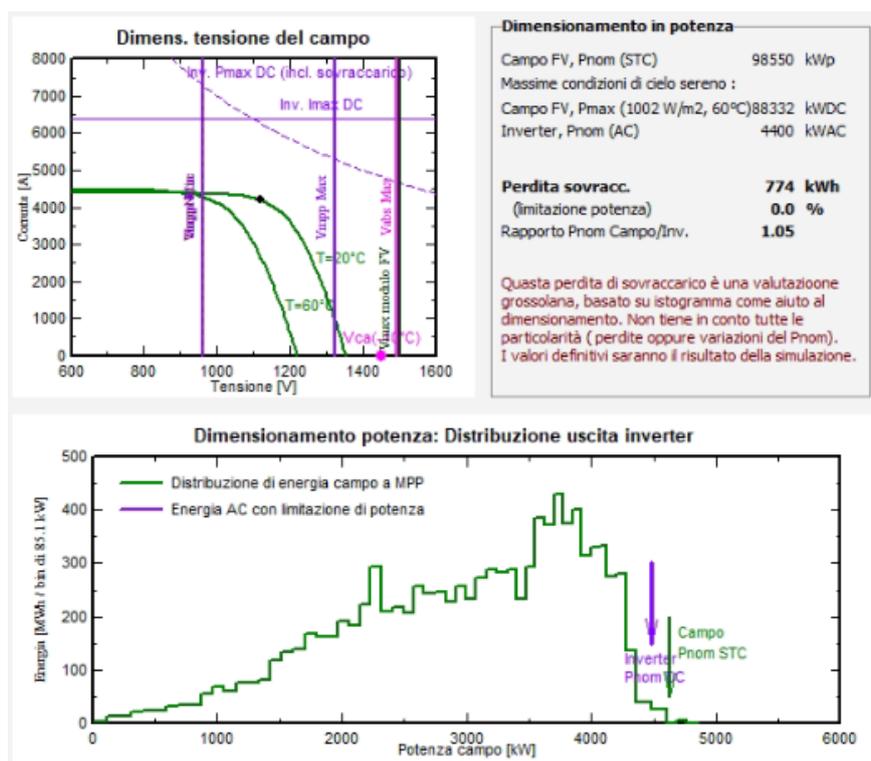


Figura 15 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS1

6.6.2 AREA PS2

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 2 sono presenti 18 stringbox, di cui 16 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 2 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 272 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.528.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.080 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4000-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4000-S2. La potenza dell'inverter è 4000 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,02% e si ha una perdita per sovraccarico di 76,8 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

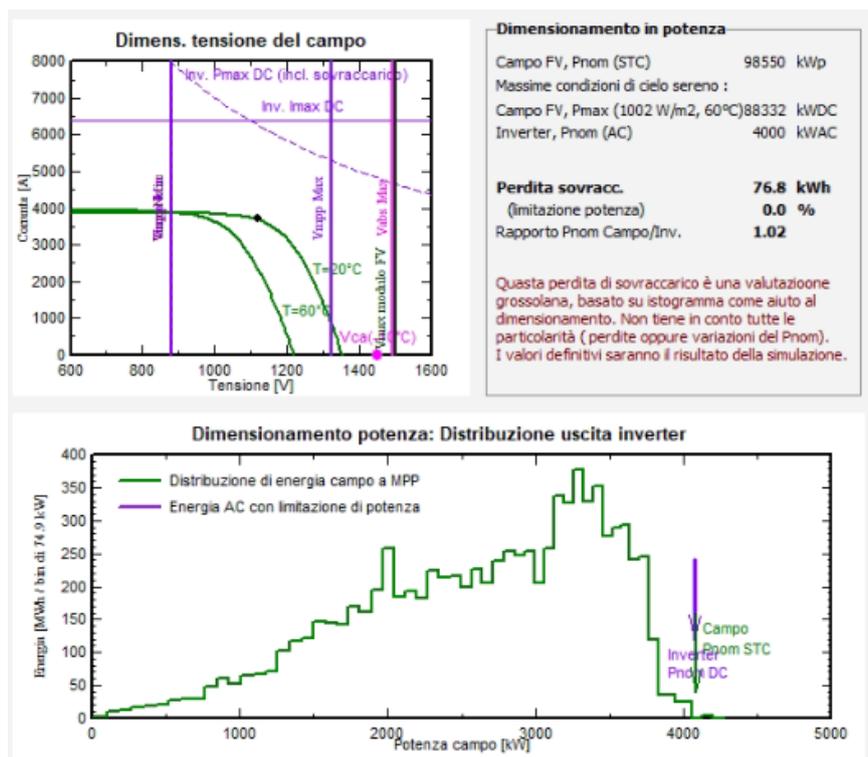


Figura 16 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS2

6.6.3 AREA PS3

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 3 sono presenti 19 stringbox, di cui 17 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 2 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 287 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.888.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.305 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,98% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

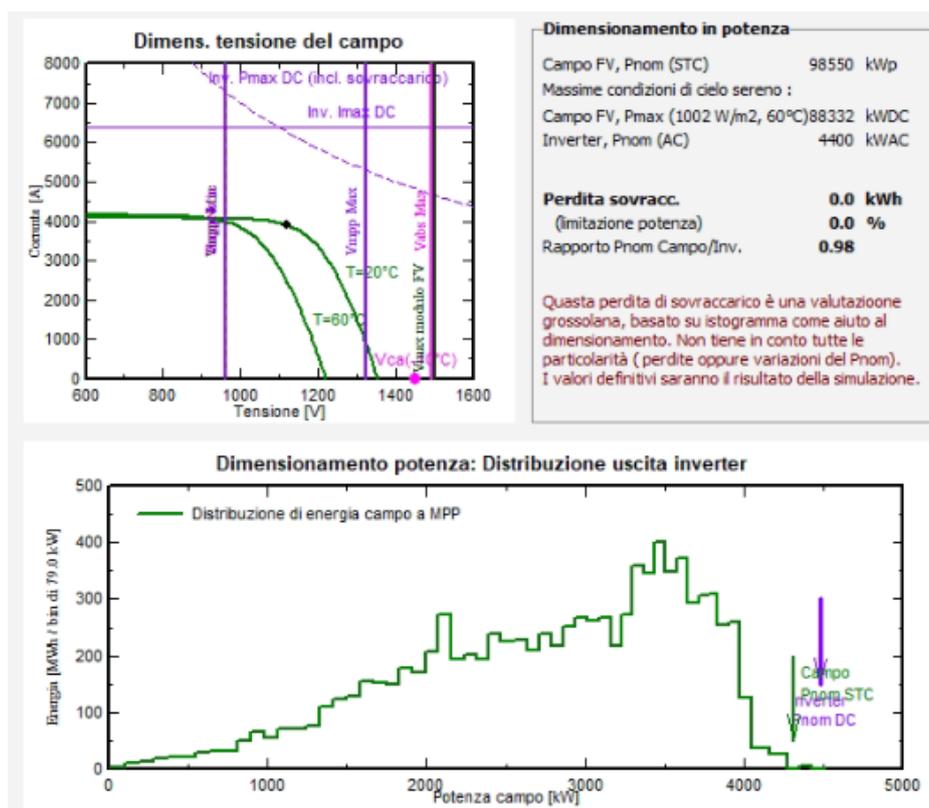


Figura 17 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS3

6.6.4 AREA PS4

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 1 sono presenti 18 stringbox, che mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 288 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.912.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.320 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,98% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

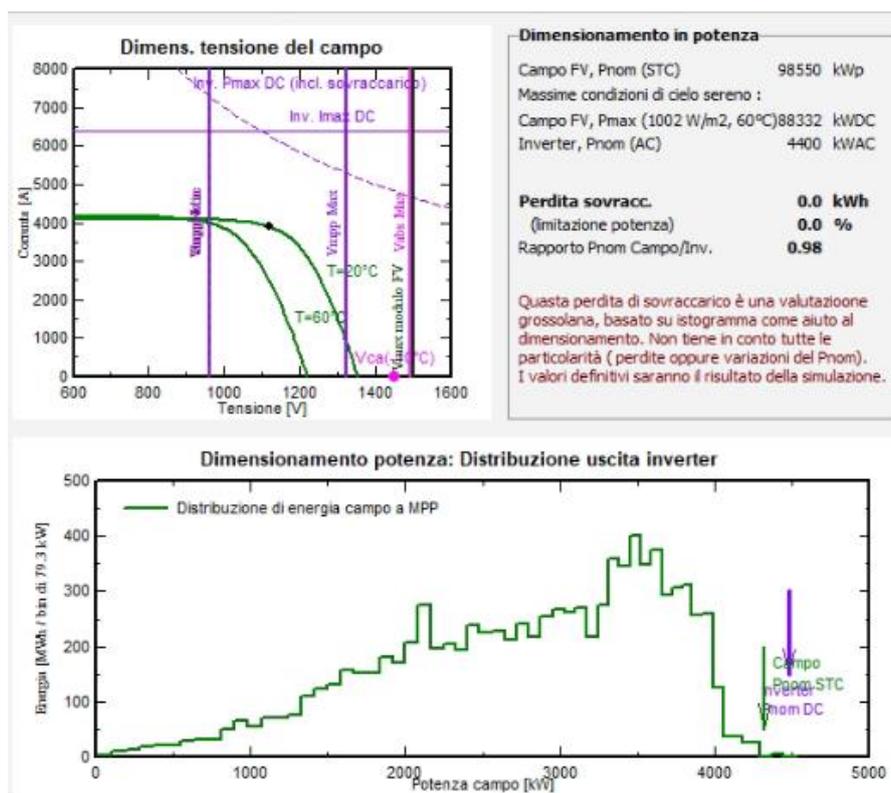


Figura 18 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS4

6.6.5 AREA PS5

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 5 sono presenti 18 stringbox, di cui 16 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 2 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 272 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.528.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.080 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4000-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4000-S2. La potenza dell'inverter è 4000 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,02% e si ha una perdita per sovraccarico di 76,8 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSystem, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

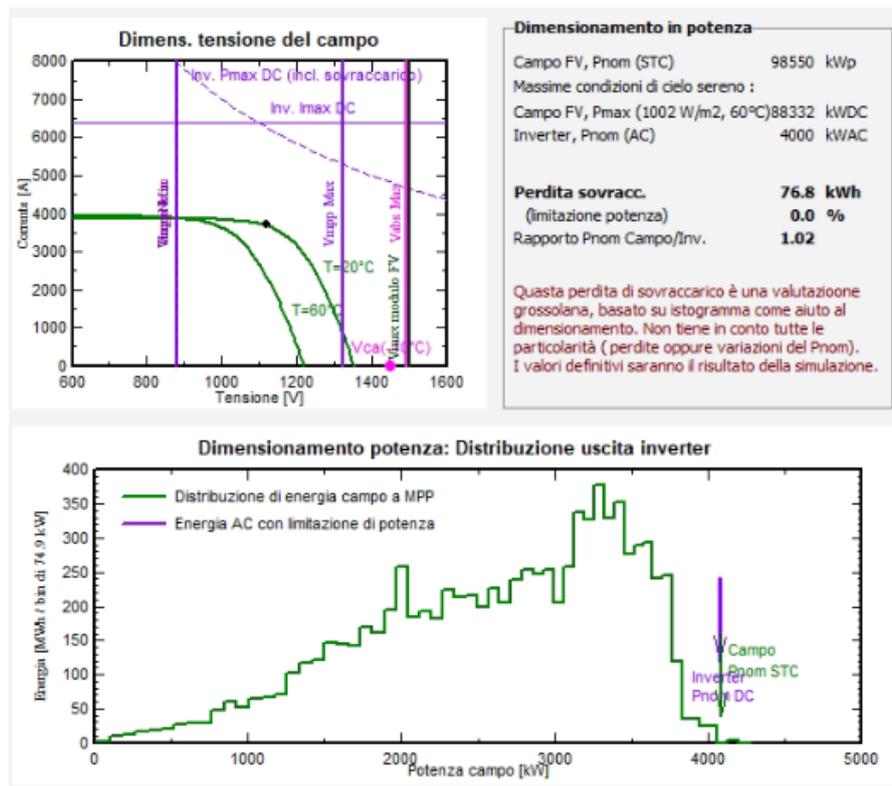


Figura 19 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS5

6.6.6 AREA PS6

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 6 sono presenti 20 stringbox, di cui 15 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 5 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 305 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.320.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.575 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,04% e si ha una perdita per sovraccarico di 358 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	48

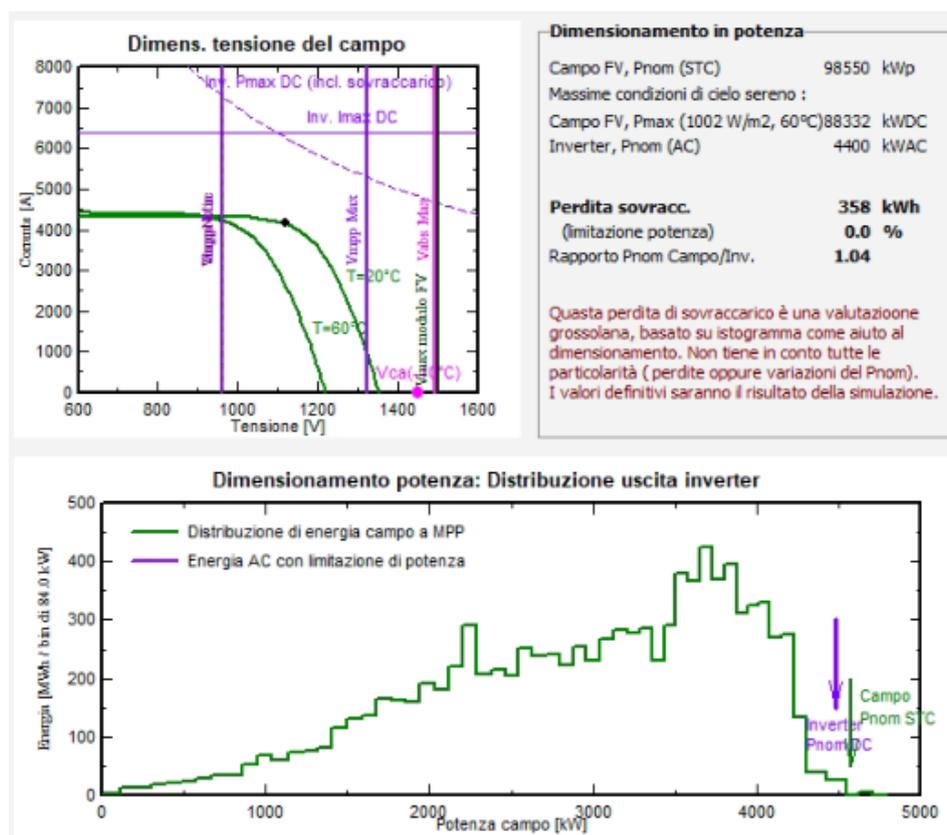


Figura 20 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS6

6.6.7 AREA PS7

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 7 sono presenti 19 stringbox, di cui 3 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 16 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 301 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.224.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.515 kW_p .

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,03% e si ha una perdita per sovraccarico di 119 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

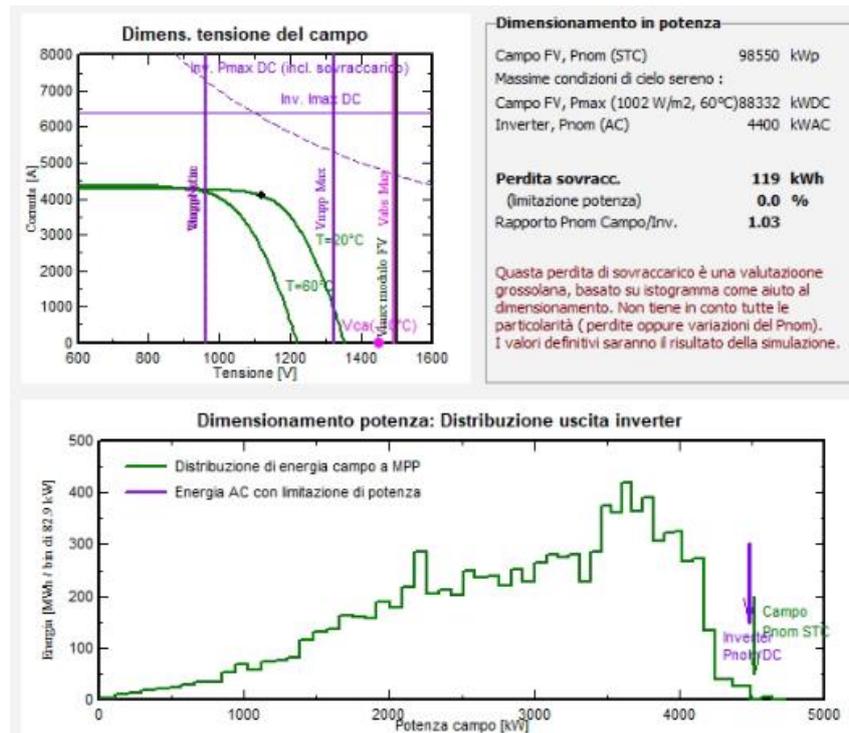


Figura 21 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS7

6.6.8 AREA PS8

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 8 sono presenti 19 stringbox, di cui 6 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 13 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 298 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.152.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.470 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,02% e si ha una perdita per sovraccarico di 73,4 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	50

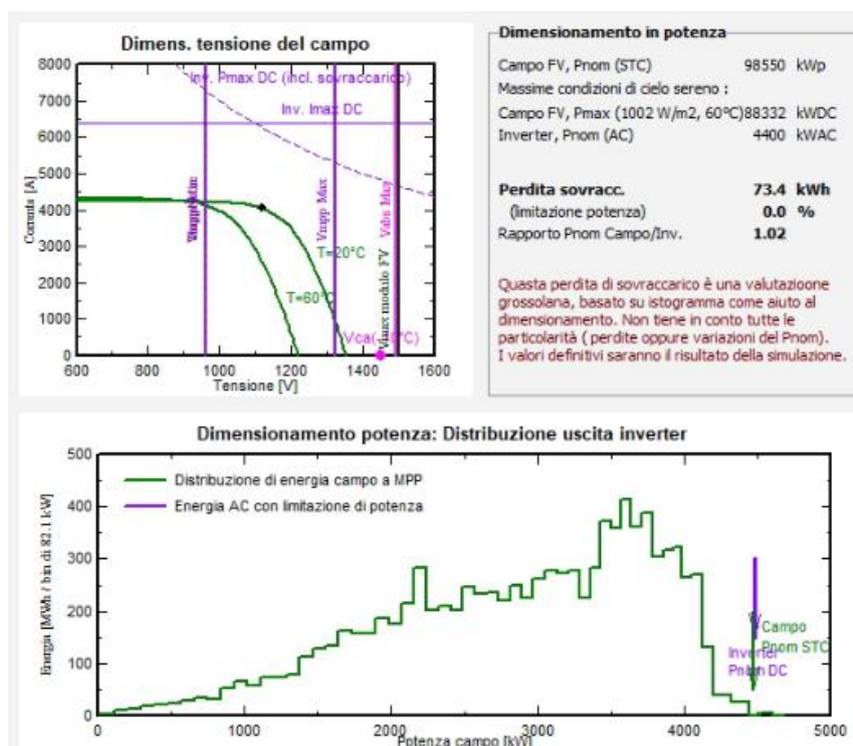


Figura 22 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PVsyst dell'area PS8

6.6.9 AREA PS9

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 9 sono presenti 19 stringbox, di cui 17 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 2 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 287 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.888.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.305 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,98% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVsyst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	51

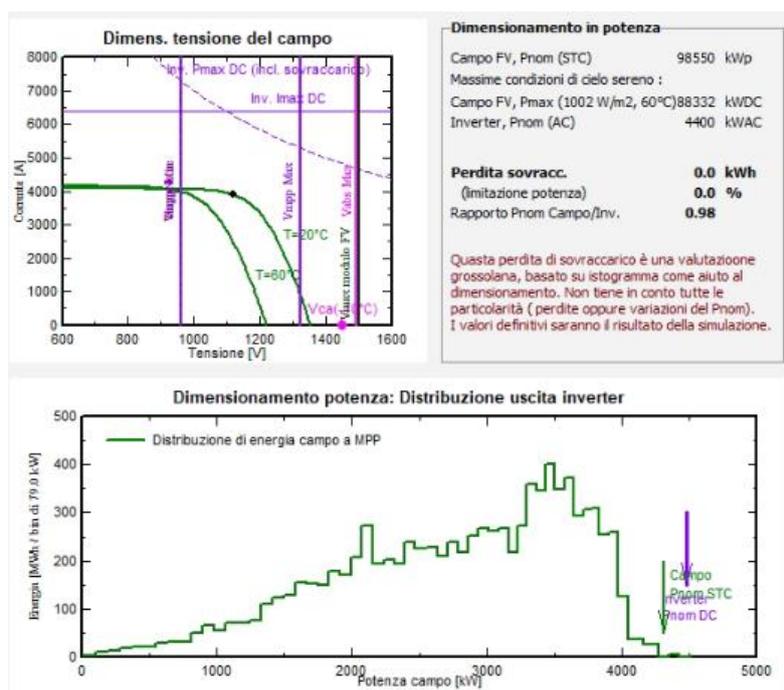


Figura 23 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS9

6.6.10 AREA PS10

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 10 sono presenti 19 stringbox, di cui 11 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 8 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 293 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.032.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.395 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,0% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	52

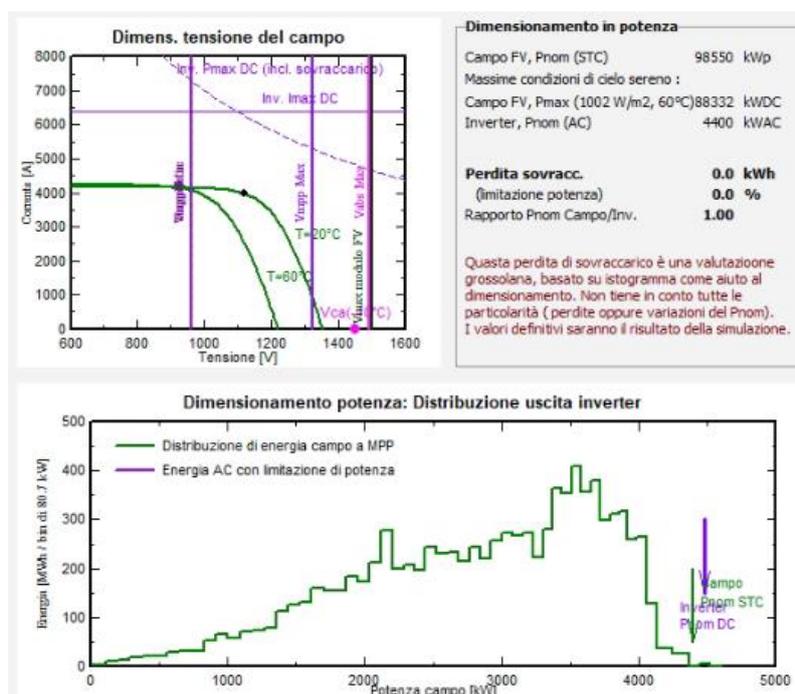


Figura 24 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS10

6.6.11 AREA PS11

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 11 sono presenti 19 stringbox, di cui 10 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 9 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 294 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.056.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.410 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,0% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

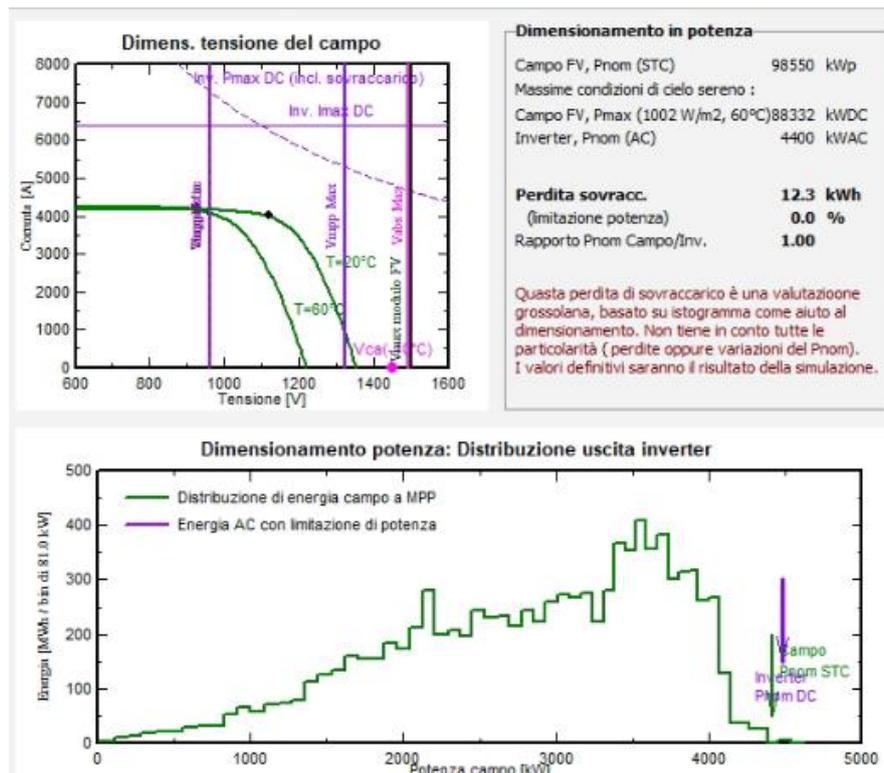


Figura 25 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS11

6.6.12 AREA PS12

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 12 sono presenti 20 stringbox, di cui 14 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 6 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 306 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.344.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.590 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,04% e si ha una perdita per sovraccarico di 462 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	54

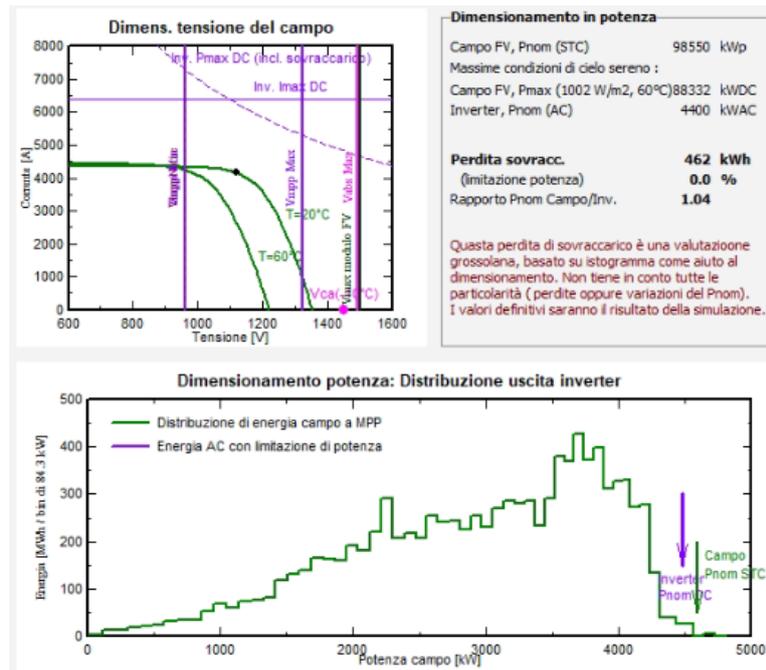


Figura 26 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS12

6.6.13 AREA PS13

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 13 sono presenti 17 stringbox, di cui 16 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 1 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 256 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.144.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 3.840 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4000-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4000-S2. La potenza dell'inverter è 4000 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,96% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

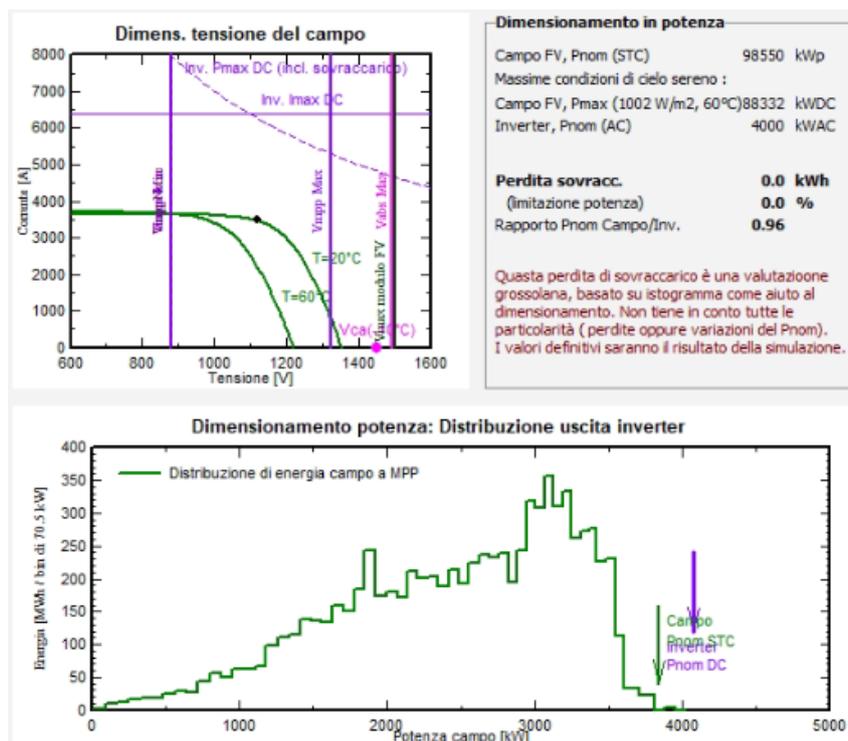


Figura 27 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PVSyst dell'area PS13

6.6.14 AREA PS14

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 14 sono presenti 16 stringbox, di cui 6 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 10 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 250 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.000.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 3.750 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4000-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4000-S2. La potenza dell'inverter è 4000 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,94% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSyst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	56

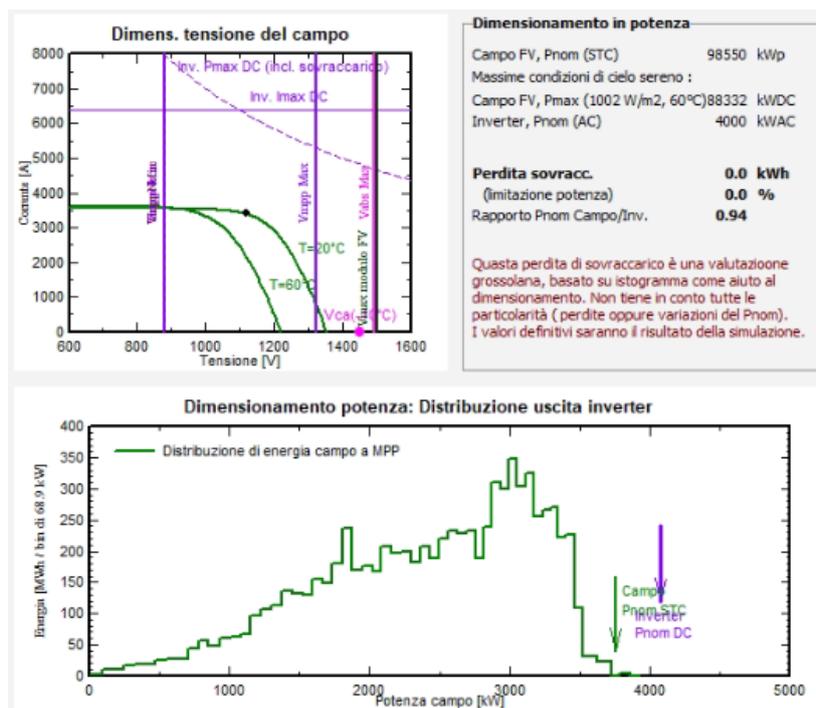


Figura 28 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS14

6.6.15 AREA PS15

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 15 sono presenti 19 stringbox, di cui 5 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 14 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 299 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.176.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.485 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,02% e si ha una perdita per sovraccarico di 88,7 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	57

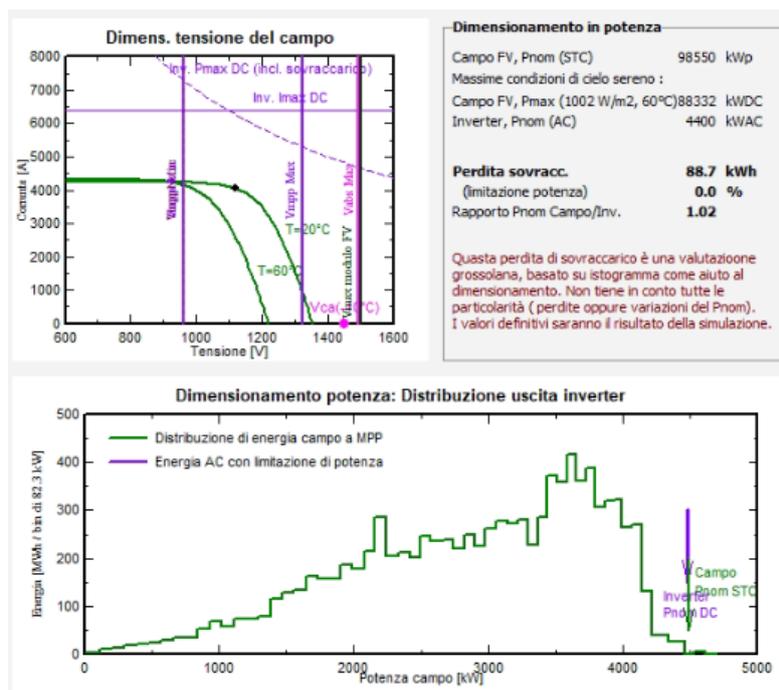


Figura 29 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS15

6.6.16 AREA PS16

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 16 sono presenti 17 stringbox, di cui 9 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 8 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 263 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.312.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 3.945 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4000-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4000-S2. La potenza dell'inverter è 4000 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,99% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	58

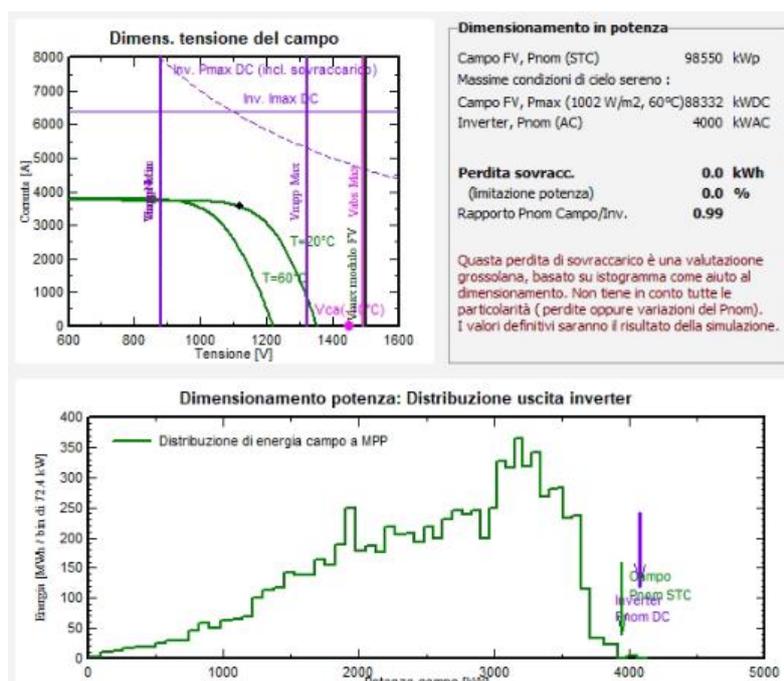


Figura 30 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS16

6.6.17 AREA PS17

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 17 sono presenti 19 stringbox, di cui 7 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 12 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 297 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.128.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.455 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,021% e si ha una perdita per sovraccarico di 58,1 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	59

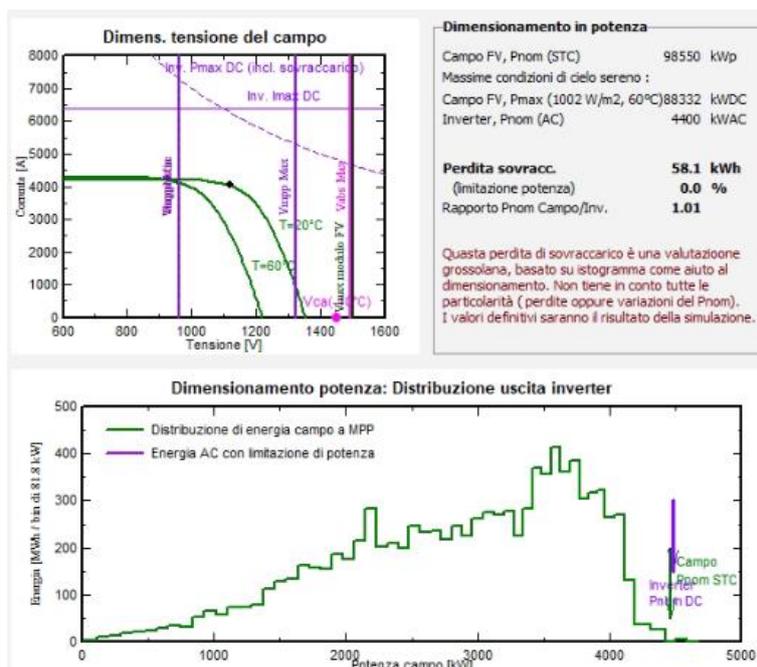


Figura 31 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PVSystem dell'area PS17

6.6.18 AREA PS18

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 18 sono presenti 19 stringbox, di cui 8 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 11 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 296 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.104.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.440 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,01% e si ha una perdita per sovraccarico di 42,9 kWh (calcolata sulla base di valori nominali).

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSystem, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	60

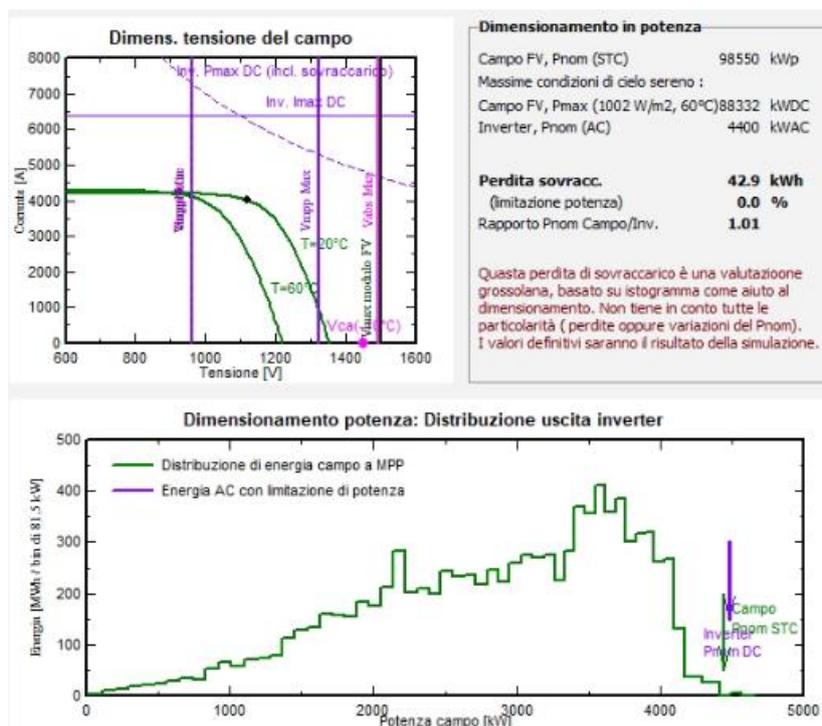


Figura 32 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS18

6.6.19 AREA PS19

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 19 sono presenti 19 stringbox, di cui 13 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 6 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 291 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.984.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.365 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,99% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	61

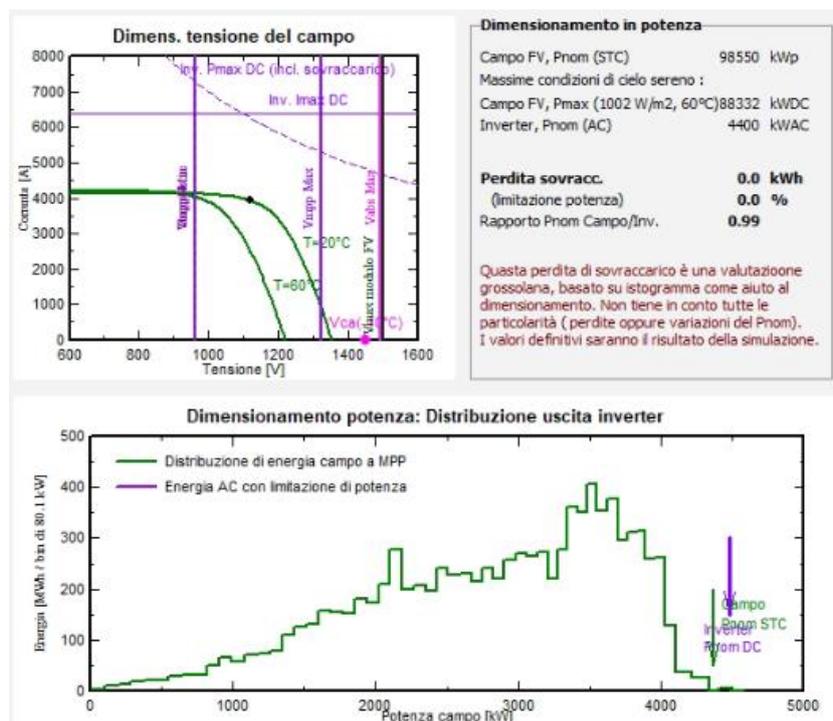


Figura 33 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS19

6.6.20 AREA PS20

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 20 sono presenti 19 stringbox, di cui 12 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 7 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 292 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 7.008.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.380 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 1,0% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

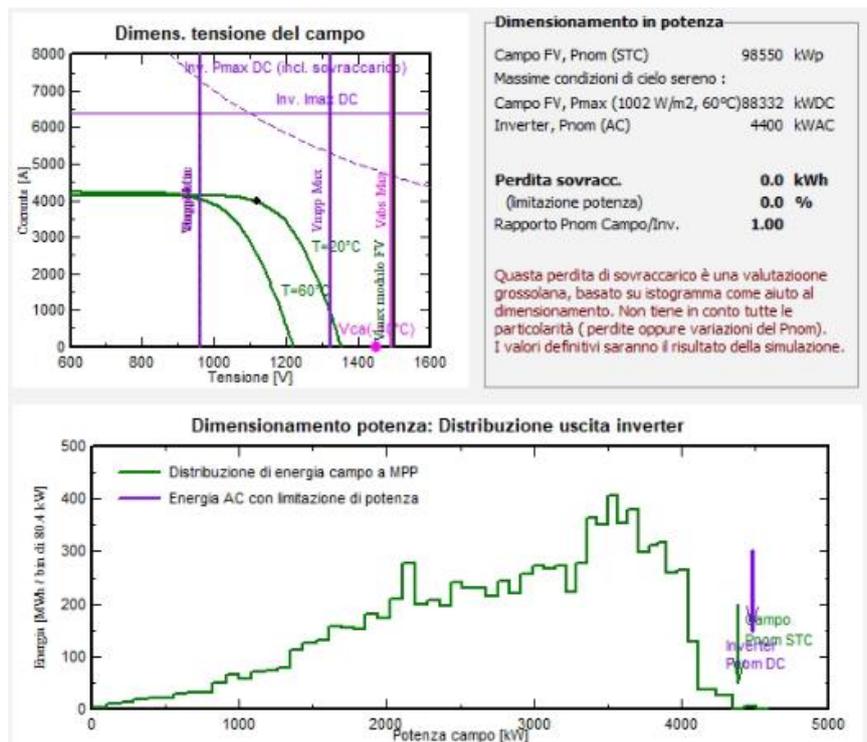


Figura 34 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS20

6.6.21 AREA PS21

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 21 sono presenti 17 stringbox, di cui 7 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 10 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 265 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.360.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 3.975 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,99% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

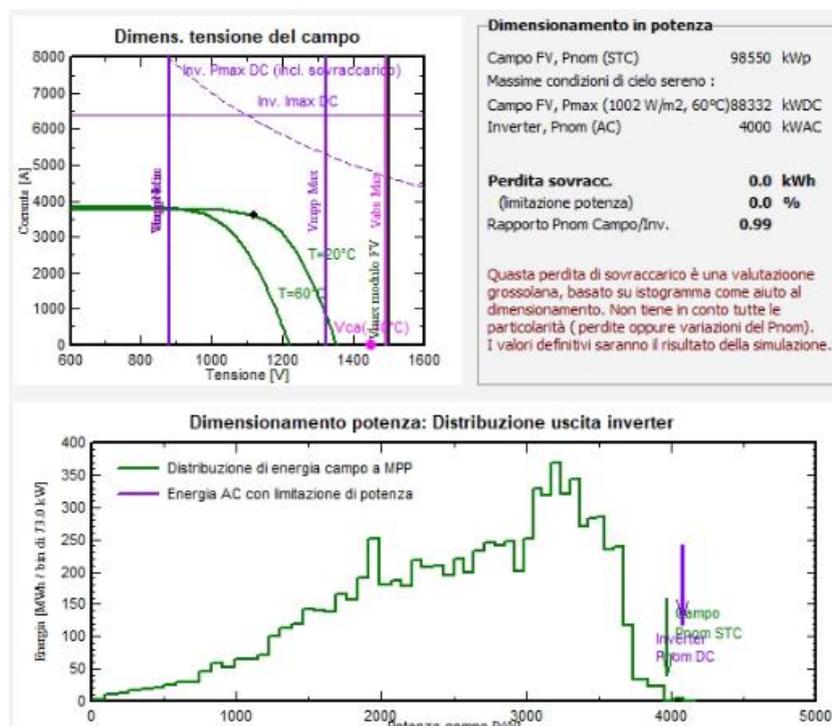


Figura 35 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS21

6.6.22 AREA PS22

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 22 sono presenti 19 stringbox, di cui 13 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 6 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 291 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.984.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 4.365 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4400-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4400-S2. La potenza dell'inverter è 4400 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,99% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PV Syst, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

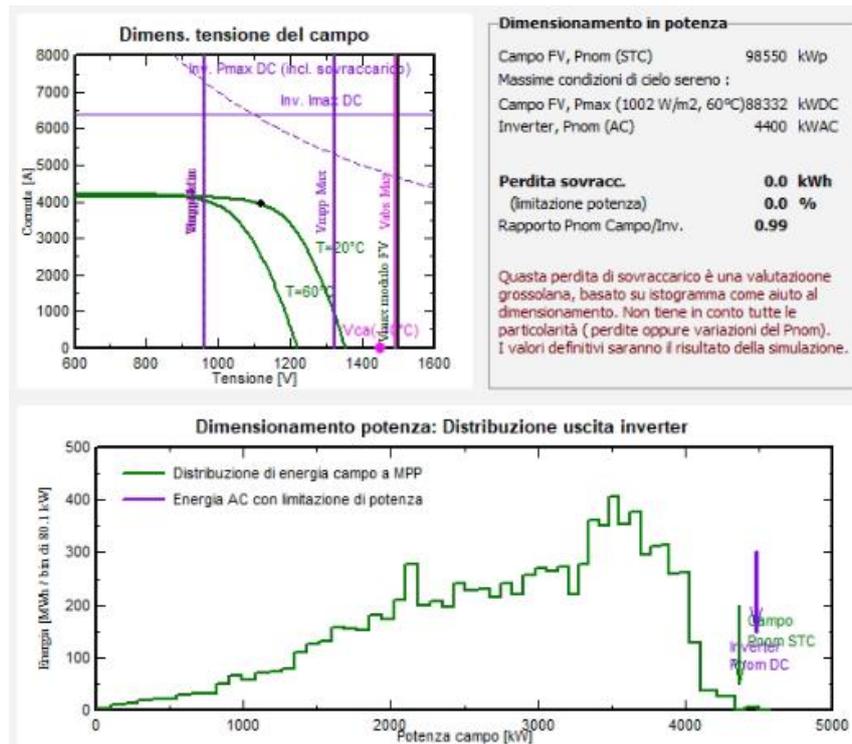


Figura 36 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PVSystem dell'area PS22

6.6.23 AREA PS23

Nell'area di impianto collegata alla Power Station 23 sono presenti 17 stringbox, di cui 14 mettono in parallelo 15 stringhe e le altre 3 mettono in parallelo 16 stringhe. Di conseguenza, sono presenti 258 stringhe in totale. Ogni stringa è composta da 24 moduli fotovoltaici in serie. Dunque, all'inverter saranno collegati moduli per un totale di 6.192.

La potenza totale di picco risulta essere pari a 3.870 kW_p.

L'inverter utilizzato è SMA SC4000-UP, presente nella Power Station SMA MVPS 4000-S2. La potenza dell'inverter è 4000 kVA. Dunque, il rapporto tra potenza nominale dell'area di impianto e inverter è pari a 0,97% e non si ha una perdita per sovraccarico.

Si riportano di seguito le verifiche del dimensionamento effettuato con il software di calcolo PVSystem, relativamente al dimensionamento campo/inverter.

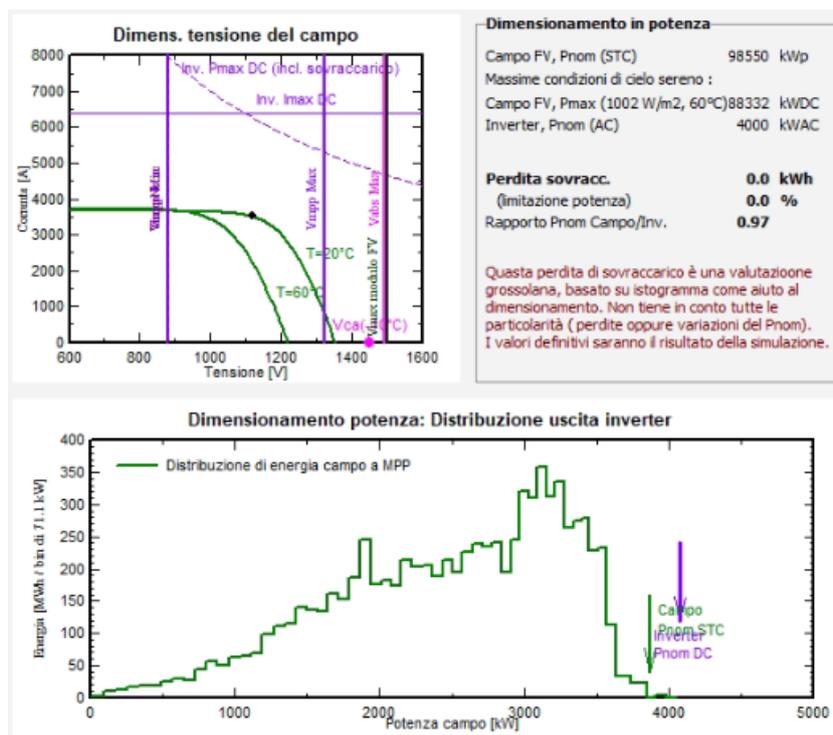


Figura 37 - Verifiche dimensionamento campo/inverter su PV Syst dell'area PS23

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	66

7 CALCOLO IMPIANTI BT IN CORRENTE CONTINUA

I cavi per il lato in c.c. possono essere

- ✓ Cavi solari, per posa in prossimità dei moduli fotovoltaici o direttamente esposti alla luce solare;
- ✓ Cavi ordinari, per posa all'interno di canali e tubi protettivi.

Normalmente si utilizzano cavi solari per cablare i moduli di una singola stringa e cavi ordinari per gli altri collegamenti del circuito in c.c. Per entrambe le tipologie di cavo la tensione nominale deve essere coordinata con quella del campo fotovoltaico.

In questo capitolo vengono dimensionati:

- I cavi in corrente continua di collegamento stringhe-stringbox;
- I componenti all'interno delle stringbox;
- I cavi in corrente continua di collegamento stringbox-inverter centralizzato.

7.1 CAVI IN CORRENTE CONTINUA STRINGHE-STRINGBOX

7.1.1 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO

Il dimensionamento dei cavi è stato fatto tenendo conto della seguente disposizione, tratte dalla norma CEI 11-17 e dalla CEI 20-91:

- ✓ La tensione nominale del circuito in c.c. non deve essere superiore al 150 % della tensione nominale del cavo;
- ✓ La sezione del cavo scelto deve essere caratterizzata da una portata immediatamente superiore alla corrente effettivamente circolante;

Una volta determinata la sezione dei singoli cavi in funzione della specifica appena riportata, si procederà a verificare che

- ✓ La caduta di tensione lungo la linea sia minore del 1-2%;

7.1.2 TENSIONE NOMINALE DEL CIRCUITO IN C.C.

Come si è detto nel paragrafo precedente, la tensione nominale del circuito in c.c. non deve essere superiore al 150 % della tensione nominale del cavo. Assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa, V_{oc_str} , a circuito aperto aumentata cautelativamente del 20 %, la scelta del cavo va effettuata in modo da rispettare la condizione:

- ✓ $1,2 \cdot V_{oc_str} \leq 1,5 \cdot U_0$ per impianti di floating o con un polo a terra;

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	67

✓ $1,2 \cdot V_{oc_str} \leq 1,5 \cdot U$ per impianti con punto centrale a terra.

dove U_0/U è il rapporto fornito dal costruttore con riferimento, convenzionalmente, all'impiego in c.a. che esprime la tensione nominale del cavo.

La tensione a vuoto di stringa, invece, è data dal prodotto tra la tensione a vuoto di un singolo modulo e il numero di moduli in serie.

7.1.3 CALCOLO DELLE PORTATE

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

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

$$I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_{custom}$$

dove

- ✓ I_z = portata effettiva del cavo;
- ✓ I_0 = portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa sulla superficie del modulo a 60°C;
- ✓ K_1 = Fattore di correzione per temperature diverse da 60°C;
- ✓ K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;
- ✓ K_{custom} = Fattore correttivo utente;

È necessario verificare che la corrente di impiego del cavo, I_B , sia inferiore alla portata effettiva del cavo, I_z .

$$I_B \leq I_z$$

La corrente di impiego è pari a quella di cortocircuito del tratto considerato moltiplicato per un fattore correttivo pari a 1,25.

$$I_B = 1,25 \cdot I_{SC}$$

7.1.4 DATI TECNICI DEL CAVO UTILIZZATO

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo saranno a norma IEC 60502-2.

Si tratta di cavi che collegano i diversi moduli fotovoltaici, formando le stringhe, con le stringbox.

Ai fini del dimensionamento, si è tenuto conto di cavi di tipologia TECSUN(PV) H1Z2Z2-K (1,5/1,5 kV in DC). Il cavo è in rame elettrolitico stagnato, a trefoli fini di classe 5 secondo IEC 60228. L'isolamento è in HEPR reticolato a 120°C. Vi è un doppio strato di isolamento attraverso

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	68

una guaina in EVA, che è saldamente unita alla prima. È presente uno schermo protettivo a treccia supplementare in fili di rame stagnato.

La temperatura massima di funzionamento del conduttore è pari a 90°C. Sono anche permesse 20.000 ore di funzionamento alla temperatura di conduzione di 120°C e temperatura ambiente di 90°C

Di seguito le caratteristiche tecniche del cavo.

Tipo	TECSUN(PV) H1Z2Z2-K
Tensione nominale [kV/kV]:	1,5/1,5
Formazione e sezione [mm²]:	2 x 10
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	2,43
Temperatura max di funzionamento [°C]	120
Portata per posa sulla superficie del modulo a 60°C [A]	93

Tabella 9 - Caratteristiche tecniche del cavo

7.1.5 TEMPERATURA DI POSA

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura di posa, diversa da 60°C. Per il dimensionamento si considera una temperatura di posa pari a 90°C. Il fattore correttivo viene calcolato nel modo seguente (CEI UNEL 35024/1)

$$K_1 = \sqrt{\frac{T_s - T_a}{T_s - T_0}}$$

Si considera dunque una relazione con la temperatura massima di funzionamento, T_s , pari a 120°C, temperatura ambiente, T_a , pari a 90°C e temperatura di riferimento, T_0 , pari a 60°C.

Effettuando il calcolo si considera un fattore correttivo pari a **$K_1 = 0,71$** .

7.1.6 NUMERO DI CAVI

A scopo cautelativo, si è considerato un numero di cavi posati a fascio (tabella 10) di massimo 20 o dentro un tubo protettivo o canale (tabella 11) pari a 7. Sulla base di ciò, è stato applicato un fattore correttivo pari a **$K_2=0,38$** , con riferimento alla seguente tabella, utilizzando il calcolo

$$K_2 = \frac{1}{\sqrt{n}}$$

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	69

N. circuiti	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Coefficiente K ₂	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38

Tabella 10 – Coefficiente K₂ in funzione del numero di cavi posti nello stesso fascio

N. circuiti	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Coefficiente K ₂	0,71	0,58	0,50	0,45	0,41	0,38	0,35	0,33	0,29	0,25	0,22

Tabella 11 – Coefficiente K₂ in funzione del numero di cavi posti nello stesso fascio in un tubo protettivo

7.1.7 CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE

Per il calcolo delle cadute di tensione in percentuale del cavo, si è tenuto conto della resistenza per unità di lunghezza del cavo, r [Ω /km], della lunghezza del cavo, L [m], e della tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25 °C, V_{max} [V], attraverso la formula:

$$\frac{\Delta V}{V} \% = \frac{r \cdot L \cdot I_{SC}}{5 \cdot V_{max}}$$

7.1.8 TABULATI DI CALCOLO

Le tabelle che seguono riportano il dimensionamento delle linee elettriche in corrente continua. Il valore di portata indicato per il cavo tiene conto dei fattori correttivi introdotti nei paragrafi precedenti. Il fattore correttivo finale sarà, dunque, pari a 0,27, considerando il fattore correttivo utente, K_{custom} , unitario.

Oltre al dimensionamento viene riportato il valore per la verifica della caduta di tensione.

È stata considerata la lunghezza media di una linea di una stringa, cioè pari a 310 m.

Si può osservare che il cavo da 10 mm² rispetta le condizioni riportate nei paragrafi precedenti.

Questo cavo risulta meccanicamente ed elettricamente compatibile anche con l'inverter utilizzato.

DIMENSIONAMENTO CAVI C.C.												
	L [m]	I _b [A]	I _{0_min} [A]	I ₀ [A]	Verifica	S[mm ²]	r [Ω/km]	U ₀ [V]	U [V]	V _{OC} [V]	U _{max_circuito} [V]	Verifica
STRINGA	310	17,84	66,38	93	OK	2x10	2,43	1500	1500	1337,28	1069,824	OK

Tabella 12 - Dimensionamento cavi c.c. con criterio termico

DIMENSIONAMENTO CAVI C.C.										
	L [m]	I _b [A]	I ₀ [A]	Verifica	S[mm ²]	r [Ω/km]	Verifica	V _{MP} [V]	ΔV/V [%]	Verifica
STRINGA	310	17,84	93	OK	2x10	2,43	OK	1337,28	1,60767992	OK

Tabella 13 - Verifica della caduta di tensione dei cavi c.c.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	70

7.1.9 COORDINAMENTO PROTEZIONE – CAVO

Per i cavi in corrente continua delle stringhe possono essere previste (non obbligatorie) delle protezioni all'ingresso delle stringbox.

Infatti, secondo la norma CEI 64.8/7 par. 712.433 e ribadito nella guida CEI 82-25, la protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sui cavi delle stringhe e dei pannelli quando la portata dei cavi sia uguale o superiore a 1,25 volte la corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico in condizioni standard in qualsiasi punto. Questo è stato già considerato nel dimensionamento del cavo.

Per sicurezza, comunque, vengono inseriti dei fusibili sezionabili all'ingresso delle stringbox, dimensionate nel paragrafo a seguire.

7.2 STRINGBOX

Le stingbox sono dei quadri in cui si mettono in parallelo più stringhe e da cui partono le linee in corrente continua che li collegano agli inverter.

Le stringbox possono essere di due tipologie:

- Passive stringbox: non hanno il monitoraggio, ma comunque possiedono l'isolamento principale e le protezioni tramite fusibile;
- Active stringbox: hanno il monitoraggio e possiedono l'isolamento principale e le protezioni tramite fusibili;

In questo progetto si considerano delle active stringbox. Il monitoraggio consente di verificare la corretta connessione della serie, lo stato dei fusibili, lo stato delle protezioni contro sovratensione, l'eventuale apertura del sezionatore, l'eventuale mancanza di isolamento delle stringhe rispetto a potenziale di terra, la temperatura interna del quadro e la corrente di ogni serie. Il monitoraggio è consentito attraverso un PCB per la lettura e l'immagazzinamento dei dati e la trasmissione verso le PS con una comunicazione seriale RS485.

I componenti all'interno della stringbox sono

- N. 1 Diodo di blocco per ogni stringa;
- N. 1 interruttore di manovra bipolare con fusibili per ogni stringa (2 fusibili per ogni stringa);
- N. 1 scaricatore di sovratensione, SPD, per ogni polo della stringbox;
- N.1 interruttore di manovra-sezionatori per stringbox;

Di seguito vengono analizzati i vari componenti.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	71

7.2.1 DIODI DI BLOCCO

I diodi di blocco vanno inseriti sul polo positivo di ogni stringa. È necessario per bloccare l'eventuale corrente inversa, prevedendone gli effetti indesiderati (perdita di potenza, eventuali danneggiamenti dei moduli, ecc.).

Ogni diodo deve sostenere una tensione che sia almeno doppia della tensione di stringa e portare la massima corrente di stringa per un tempo indefinito.

Dunque, la tensione e la corrente nominale del diodo di blocco devono soddisfare le seguenti relazioni:

$$V_{n,diodo} \geq 2 \cdot V_{oc,stringa} \quad ; \quad I_{n,diodo} \geq 1,25 \cdot I_{SC,stringa}$$

La tensione a vuoto della stringa, $V_{oc,stringa}$, è pari al prodotto tra la tensione a vuoto del modulo, V_{oc} , e il numero di stringhe in serie, N_s . La tensione a vuoto del singolo modulo in STC è pari a 55,72 V, mentre il numero dei moduli in serie è 24. Di conseguenza, la tensione minima nominale che deve avere il diodo è di 2674,56 V.

Per quanto riguarda la corrente di stringa massima, questa è pari alla corrente di cortocircuito del modulo in STC maggiorata di un coefficiente pari a 1,25. Dunque, la corrente massima di stringa, $I_{SC,stringa}$, maggiorata di 1,25 è 17,84 A e la corrente nominale del diodo deve essere maggiore di questa. Quindi si ha

$$V_{n,diodo} \geq 2674,56 \text{ V} \quad ; \quad I_{n,diodo} \geq 17,84 \text{ A}$$

7.2.2 FUSIBILI

I fusibili presenti all'interno degli stringbox hanno la funzione di protezione dei guasti riguardanti le singole stringhe. Solitamente vengono scelti dei fusibili gPV per la protezione nei sistemi fotovoltaici.

I fusibili delle singole stringhe vengono scelti in modo da soddisfare le seguenti condizioni:

$$V_{n,fusibile} \geq 1,2 \cdot V_{oc,stringa}$$

$$1,25 \cdot I_{SC} \leq I_{n,fusibile} \leq I_{max,mod}$$

Di conseguenza, essendo, come calcolato nel paragrafo 8.2.1, la tensione a vuoto della stringa pari a 2674,56 V, la tensione del fusibile deve essere maggiore di circa 3210 V.

La corrente nominale del fusibile deve essere maggiore di 17,84 A. La corrente massima sopportabile dal modulo, $I_{max,mod}$, se non data indicazione dal costruttore, viene posta pari al doppio della corrente di cortocircuito in STC del modulo, cioè pari a 28,54 A.

Il fusibile, quindi, deve avere

$$V_{n,fusibile} \geq 3210 \text{ V} \quad ; \quad 17,84 \text{ A} \leq I_{n,fusibile} \leq 28,54 \text{ A}$$

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	72

7.2.3 SCARICATORI DI SOVRATENSIONE

Gli SPD vengono utilizzati per proteggere i moduli contro le sovratensioni di origine atmosferica. Negli impianti fotovoltaici si utilizzano SPD di classe II installati in prossimità delle stringhe nelle stringbox.

Può essere utilizzato un SPD a polo a protezione di tutte le stringhe i cui terminali afferiscono ad un unico quadro o un SPD a polo per stringa o gruppo di stringhe. In questo caso si considera un SPD a polo per stringbox.

Le condizioni che deve soddisfare lo SPD sono le seguenti:

$$U_c \geq 1,2 \cdot V_{oc,stringa} \quad ; \quad I_{max} \geq 5kA$$

La tensione di esercizio continuativo dello SPD, cioè il massimo valore della tensione continua che può essere applicata in maniera permanente allo SPD, deve essere maggiore di 1,2 volte la tensione a vuoto della stringa, cioè 3210V.

La corrente massima di scarica dello SPD deve essere maggiore di 5 kA.

Quindi si ha

$$U_c \geq 3210 V \quad ; \quad I_{max} \geq 5kA$$

7.2.4 INTERRUTTORI DI MANOVRA-SEZIONATORI

Gli interruttori di manovra-sezionatori (IMS) hanno il compito di sezionare sotto carico le stringhe in uno stringbox.

La funzione di sezionamento può essere assunta anche dai connettori dell'inverter o dai fusibili di stringa, ma in questo caso il sezionamento deve avvenire solo dopo aver aperto il sezionatore a valle dell'inverter (lato AC). Ogni IMS deve sostenere una tensione almeno pari alla tensione di stringa, incrementata cautelativamente del 20%, e portare la massima corrente del circuito per un tempo indefinito. Pertanto, la tensione e la corrente degli IMS devono soddisfare le seguenti relazioni:

$$V_{n,IMS} \geq 1,2 \cdot V_{oc,stringa} \quad ; \quad I_{n,IMS} \geq N_{stringhe} \cdot 1,25 \cdot I_{SC}$$

La corrente nominale che deve avere l'IMS dipende dal numero di stringhe afferenti alle stringbox. Di conseguenza, è diverso in base se alle stringbox afferiscono 15 o 16 stringhe.

Nel caso di 15 stringhe per stringbox si deve avere

$$V_{n,IMS} \geq 3210V \quad ; \quad I_{n,IMS} \geq 267,60 A$$

Mentre, nel caso di 16 stringhe per stringbox, l'IMS deve essere

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	73

$$V_{n,IMS} \geq 3210V \quad ; \quad I_{n,IMS} \geq 285,44 A$$

7.3 CAVI IN CORRENTE CONTINUA STRINGBOX-INVERTER

7.3.1 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO

Il dimensionamento dei cavi è stato fatto tenendo conto della seguente disposizione, tratte dalla norma CEI 11-17 e dalla CEI 20-91:

- ✓ La tensione nominale del circuito in c.c. non deve essere superiore al 150 % della tensione nominale del cavo;
- ✓ La sezione del cavo scelto deve essere caratterizzata da una portata immediatamente superiore alla corrente effettivamente circolante;

Una volta determinata la sezione dei singoli cavi in funzione della specifica appena riportata, si procederà a verificare che:

- ✓ La caduta di tensione lungo la linea sia minore del 1-2%;

7.3.2 TENSIONE NOMINALE DEL CIRCUITO IN C.C.

Come si è detto nel paragrafo precedente, la tensione nominale del circuito in c.c. non deve essere superiore al 150 % della tensione nominale del cavo. Assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa, V_{oc_str} , a circuito aperto aumentata cautelativamente del 20 %, la scelta del cavo va effettuata in modo da rispettare la condizione:

- ✓ $1,2 \cdot V_{oc_str} \leq 1,5 \cdot U_0$ per impianti di floating o con un polo a terra;
- ✓ $1,2 \cdot V_{oc_str} \leq 1,5 \cdot U$ per impianti con punto centrale a terra.

dove U_0/U è il rapporto fornito dal costruttore con riferimento, convenzionalmente, all'impiego in c.a. che esprime la tensione nominale del cavo.

La tensione a vuoto è uguale a quella di stringa, data dal prodotto tra la tensione a vuoto di un singolo modulo e il numero di moduli in serie.

7.3.3 CALCOLO DELLE PORTATE

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

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

$$I_Z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_{custom}$$

dove

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	74

- ✓ I_Z = portata effettiva del cavo;
- ✓ I_0 = portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20°C;
- ✓ K_1 = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C;
- ✓ K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;
- ✓ K_3 = Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da quella indicata dal costruttore del cavo nel calcolo della portata;
- ✓ K_4 = Fattore di correzione per resistività termica diversa da quella indicata dal costruttore del cavo nel calcolo della portata;
- ✓ K_{custom} = Fattore correttivo utente;

È necessario verificare che la corrente di impiego del cavo, I_B , sia inferiore alla portata effettiva del cavo, I_Z .

$$I_B \leq I_Z$$

La corrente di impiego è pari alla somma delle correnti di cortocircuito dei cavi afferenti alle stringbox moltiplicata per un fattore correttivo pari a 1,25.

$$I_B = 1,25 \cdot N_{\text{str}} \cdot I_{SC}$$

7.3.4 DATI TECNICI DEL CAVO UTILIZZATO

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo saranno a norma IEC 60502-2.

Si tratta di cavi che collegano le stringbox agli inverter.

Ai fini del dimensionamento, si è tenuto conto di cavi di tipologia TECSUN(PV) H1Z2Z2-K (1,5/1,5 kV in DC). Il cavo è in rame elettrolitico stagnato, a trefoli fini di classe 5 secondo IEC 60228. L'isolamento è in HEPR reticolato a 120°C. Vi è un doppio strato di isolamento attraverso una guaina in EVA, che è saldamente unita alla prima. È presente uno schermo protettivo a treccia supplementare in fili di rame stagnato. La temperatura massima di funzionamento del conduttore è pari a 90°C. Sono anche permesse 20.000 ore di funzionamento alla temperatura di conduzione di 120°C e temperatura ambiente di 90°C

Di seguito le caratteristiche tecniche del cavo.

Tipo	TECSUN(PV) H1Z2Z2-K
Tensione nominale [kV/kV]:	1,5/1,5
Formazione e sezione [mm ²]:	2 x 240
Resistenza a 90 °C [Ω /km]:	0,102
Temperatura max di funzionamento [°C]	120
Portata per posa sulla superficie del modulo a 60°C [A]	240

Tabella 14 - Caratteristiche tecniche del cavo

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	75

7.3.5 TEMPERATURA DI POSA

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura di posa di interrimento, posta pari a 20°C. Il fattore correttivo viene calcolato nel modo seguente (CEI UNEL 35024/1)

$$K_1 = \sqrt{\frac{T_s - T_a}{T_s - T_0}}$$

Si considera dunque una relazione con la temperatura massima di funzionamento, T_s , pari a 120°C, temperatura ambiente, T_a , pari a 20°C e temperatura di riferimento, T_0 , pari a 20°C.

Effettuando il calcolo si considera un fattore correttivo pari a **$K_1 = 1$** .

7.3.6 NUMERO DI CAVI

A scopo cautelativo, si è considerato un numero di cavi posati a fascio (tabella 15) di massimo 16. Per i cavi H1Z2Z2-K è possibile la posa diretta interrata. Sulla base di ciò, è stato applicato un fattore correttivo pari a **$K_2=0,41$** , con riferimento alla seguente tabella, utilizzando il calcolo

$$K_2 = \frac{1}{\sqrt{n}}$$

N. circuiti	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Coefficiente K_2	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38

Tabella 15 – Coefficiente K_2 in funzione del numero di cavi posti nello stesso fascio

7.3.7 PROFONDITÀ DI POSA

In generale, per tutte le linee elettriche BT, si prevede la posa dei cavi direttamente interrati, ad una profondità minore di 0,80 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Poiché il costruttore fornisce la portata ad una profondità di posa pari a 0,80 m, si considera, cautelativamente, coincidente con quella di progetto e, dunque, il fattore di riduzione sarà pari a **$K_3 = 1$** .

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	76

7.3.8 RESISTIVITÀ TERMICA DEL TERRENO

In generale, per tutte le linee elettriche, si considera la posa in terreno con una resistività termica del terreno pari a $1,5 \text{ }^\circ\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$. Di conseguenza si considera un coefficiente pari a $K_4 = 1$.

7.3.9 CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE

Per il calcolo delle cadute di tensione in percentuale del cavo, si è tenuto conto della resistenza per unità di lunghezza del cavo, $r \text{ }[\Omega/\text{km}]$, della lunghezza del cavo, $L \text{ }[\text{m}]$, e della tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a $25 \text{ }^\circ\text{C}$, $V_{\text{max}} \text{ }[\text{V}]$, attraverso la formula:

$$\frac{\Delta V}{V} \% = \frac{r \cdot L \cdot I_{SC}}{5 \cdot V_{\text{max}}}$$

7.3.10 TABULATI DI CALCOLO

Le tabelle che seguono riportano il dimensionamento delle linee elettriche in corrente continua dalle stringbox agli inverter. Il valore di portata indicato per il cavo tiene conto dei fattori correttivi introdotti nei paragrafi precedenti. Il fattore correttivo finale sarà, dunque, pari a 0,41, considerando il fattore correttivo utente, K_{custom} , unitario.

Oltre al dimensionamento viene riportato il valore per la verifica della caduta di tensione.

È stata considerata la lunghezza media di una linea, cioè pari a 400 m. Inoltre, il calcolo viene effettuato sia per stringbox da 15 stringhe sia per quello da 16 stringhe.

Si può osservare che il cavo da 240 mm^2 rispetta le condizioni riportate nei paragrafi precedenti.

Questo cavo risulta meccanicamente ed elettricamente compatibile anche con l'inverter utilizzato.

DIMENSIONAMENTO CAVI C.C.												
	L [m]	I _b [A]	I _{0 min} [A]	I ₀ [A]	Verifica	S[mm ²]	r [Ω/km]	U ₀ [V]	U [V]	V _{OC} [V]	U _{max circuito} [V]	Verifica
15 STRINGHE	400	267,56	652,59	736	OK	2x240	0,102	1500	1500	1337,28	1069,82	OK

DIMENSIONAMENTO CAVI C.C.												
	L [m]	I _b [A]	I _{0 min} [A]	I ₀ [A]	Verifica	S[mm ²]	r [Ω/km]	U ₀ [V]	U [V]	V _{OC} [V]	U _{max circuito} [V]	Verifica
16 STRINGHE	400	285,4	696,10	736	OK	2x240	0,102	1500	1500	1337,28	1069,82	OK

Tabella 16 - Dimensionamento cavi c.c. con criterio termico

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	77

DIMENSIONAMENTO CAVI C.C.										
	L [m]	I _b [A]	I _{0_min} [A]	I ₀ [A]	Verifica	S[mm ²]	r [Ω/km]	V _{MP} [V]	ΔV/V [%]	Verifica
15 STRINGHE	400	267,56	652,59	736	OK	2x240	0,102	1337,28	0,09	OK

DIMENSIONAMENTO CAVI C.C.										
	L [m]	I _b [A]	I _{0_min} [A]	I ₀ [A]	Verifica	S[mm ²]	r [Ω/km]	V _{MP} [V]	ΔV/V [%]	Verifica
16 STRINGHE	400	285,4	696,10	736	OK	2x240	0,102	1337,28	0,09	OK

Tabella 17 - Verifica della caduta di tensione dei cavi c.c.

7.3.11 COORDINAMENTO PROTEZIONE – CAVO

Per i cavi in corrente continua delle stringhe possono essere previste (non obbligatorie) delle protezioni all'ingresso degli inverter.

Infatti, secondo la norma CEI 64.8/7 par. 712.433 e ribadito nella guida CEI 82-25, la protezione contro i sovraccarichi può essere omessa sui cavi delle stringhe e dei pannelli quando la portata dei cavi sia uguale o superiore a 1,25 volte la corrente di cortocircuito del modulo fotovoltaico in condizioni standard in qualsiasi punto. Questo è stato già considerato nel dimensionamento del cavo.

Per sicurezza, comunque, vengono inseriti dei fusibili all'ingresso degli inverter.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	78

8 POWER STATION E INVERTER CENTRALIZZATI

Le power station presenti nel progetto sono 23. Esse hanno il compito di raccogliere l'energia proveniente dalle stringbox e convertirla in AC attraverso gli inverter e di elevare la tensione da bassa a 36 kV attraverso un trasformatore.

Le power station, come detto precedentemente, sono di due tipologie SMA MVPS 4000-S2 e SMA MVPS 4400-S2. Queste hanno dimensioni planimetriche pari a 6,058m x 2,44m e altezza pari a 2,9m.



Figura 38 - Power Station

La Power Station è costituita da uno shelter prefabbricato progettato per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità nell'ambiente in cui verranno installati.

Tutte le componenti sono idonee per l'installazione all'esterno, con differenti compartimenti per le diverse sezioni di impianto: le pareti e il tetto dei cabinati sono isolati al fine di garantire una perfetta impermeabilità all'acqua.

I cabinati saranno posati su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni, ove saranno predisposti gli opportuni cavedi e tubazioni per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

Ogni power station sarà dunque dotata delle seguenti apparecchiature:

- Quadri BT;
- Trasformatore BT/BT servizi ausiliari;
- Quadro BT servizi ausiliari;
- Sistema UPS con batterie;
- Sistema centralizzato di comunicazione;

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	79

- Trasformatore BT/MT di potenza;

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

Le cabine potranno eventualmente anche essere realizzate mediante elementi componibili in calcestruzzo armato vibrato tali da garantire pareti interne e struttura di copertura lisce senza nervature e una superficie interna costante lungo le sezioni orizzontali. Il calcestruzzo utilizzato per la realizzazione dei box nell'eventualità dovrà essere additivato con idonei fluidificanti-impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazioni di acqua per capillarità.

In quest'ultimo caso, il box prefabbricato dovrà garantire tutte le idonee condizioni di temperatura, protezione e umidità per le apparecchiature che dovrà ospitare.

8.1 QUADRO BT POWER CENTER

Presso ciascuna PS sarà installato un quadro di parallelo in bassa tensione, necessario al parallelo delle linee provenienti dalle stringbox.

Il quadro consentirà anche il sezionamento delle singole sezioni di impianto afferenti al trasformatore e le necessarie protezioni alle linee elettriche.

La protezione avviene tramite fusibili di taglia

$$V_{n,fusibile} \geq 1,2 \cdot V_{oc,stringa}$$

$$I_b \leq I_{n,fusibile} \leq I_{max,mod}$$

$$V_{n,fusibile} \geq 3210V$$

$$267,56 A \leq I_{n,fusibile} \leq 428,10 A \text{ per } 15 \text{ stringhe}$$

$$285,40 A \leq I_{n,fusibile} \leq 456,64 A \text{ per } 16 \text{ stringhe}$$

Si può scegliere dunque un fusibile di 315 A o di 350A o di 400A.

8.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI

All'interno di ogni inverter è presente un trasformatore per l'autoalimentazione interna di potenza pari a 8,4 kVA. Può essere installato, inoltre, un trasformatore di alimentazione per utenti esterni di 2,5 kVA. Il trasformatore è di tipo Dyn11 e il rapporto di trasformazione della tensione è 600-660V/400V. Il sistema supportato è di tipo TN-S.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	80

8.3 QUADRO BT SERVIZI AUSILIARI

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

- sezione in ingresso, nella quale confluisce la linea proveniente dal trafo 36/BT, protetta da appositi interruttori automatici;
- sezione ordinaria, nella quale sono presenti tutte le utenze, ordinarie e no, essenziali per il funzionamento della PS. In essa confluiscono due distinte linee (una proveniente dal trafo e l'altra da G.E), entrambe idoneamente protette con interruttori automatici e con scaricatori di sovratensione SPD;
- sezione privilegiata, le cui utenze sono alimentate sotto UPS (alimentazione e controllo tracker, illuminazione, antincendio e altri servizi secondari).

8.4 SISTEMA UPS CON BATTERIE

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

8.5 SISTEMA CENTRALIZZATO DI COMUNICAZIONE

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

8.6 TRASFORMATORE BT/36 KV

Il trasformatore BT/36 kV all'interno delle Power Station è un trasformatore isolato con olio o con liquido isolante, simile all'olio, con punto di infiammabilità maggiore di 300°C. La sua funzione è quella di elevare la tensione da bassa, in uscita dagli inverter, a 36 kV.

La potenza del trasformatore è pari a 4000 kVA per MVPS4000-S2 e 4400 kVA per MVPS4400-S2, mentre la tensione sul secondario è pari, rispettivamente, a 600 V e 660V.

Il gruppo vettoriale del trasformatore è Dy11, quindi il centro stella è isolato.

8.7 QUADRO A 36 KV

Nelle Power station verrà posizionato un quadro di media tensione, composto dai seguenti scomparti:

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	81

- n.1 unità di arrivo (sezionatore e sez. di terra);
- n.2 unità protezione trafo (sezionatore e fusibili);
- n.1 unità di partenza (sezionatore e sez. di terra).

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	82

9 BESS

9.1 OBIETTIVI DEL BESS

Gli obiettivi di progetto sono quelli di:

- ottimizzare l'utilizzo di energia prodotta dall'impianto fotovoltaico, tramite l'energy shifting, accumulando energia durante le ore del giorno in cui si presentano picchi di produzione dell'impianto fotovoltaico e fornendo energia alla rete nelle ore di maggiore necessità. I sistemi di accumulo dell'energia distribuita stanno diventando componenti essenziali per il funzionamento della rete elettrica, dove il continuo aumento di generazione distribuita da fonti di energia rinnovabile (FER) sta provocando un forte aumento di flussi di potenza non programmabili. In particolare, la crescita esponenziale di potenza fotovoltaica installata provoca una sovrapproduzione nelle ore centrali della giornata. L'utilizzo di tecnologie di accumulo per ottimizzare la produzione rinnovabile diventa quindi fondamentale poiché riduce i picchi di produzione nei momenti di over generation ed erogapotenza in rete nei momenti di maggiore carico
- predisporre l'impianto a futuri servizi di rete richiesti da Terna riguardanti i sistemi di accumulo in ottica di adattare la rete RTN a gestire i radicali cambiamenti del sistema elettrico nazionale, come ad esempio regolazione secondaria e bilanciamento. La Regolazione Secondaria ha la funzione di ristabilire i valori di frequenza nominale e potenza di scambio programmati; agisce su un margine di potenza dedicata, denominata riserva o banda secondaria, la cui entità è stabilita da TERNA in ottemperanza alle raccomandazioni definite dall'UCTE. Il bilanciamento prevede invece che il gestore della rete provveda a garantire un corretto rapporto fra energia prelevata e immessa in rete, garantendo che il flusso di energia rimanga conforme alle richieste oscillatorie dell'utenza.

L'impianto fotovoltaico di progetto sarà affiancato da un sistema di accumulo, posto in un'area adiacente all'impianto stesso (Area Nord di impianto) da 45,6 MWp, per l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco fotovoltaico. Il sistema Energy storage è un impianto di accumulo di energia elettrica a batterie elettrochimiche costituito da apparecchiature per la conversione bidirezionale dell'energia da media a bassa tensione ed il raddrizzamento della corrente da alternata a continua. Nel complesso l'impianto storage è caratterizzato da una potenza nominale pari a circa 45,6 MWp e da una capacità energetica nominale pari a massimo 57,6 MWh, realizzato con sottosistemi, macchine ed apparati di potenza modulare per installazioni outdoor, utilizzando container attrezzati per le varie necessità impiantistiche e idonei a garantire una facile rimovibilità.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	83

Il sistema come evidenziato nello Schema elettrico unifilare sarà presumibilmente, a seconda della soluzione tecnica finale, costituito da:

- n°12 container (40 ft) di batterie lithium-ion aventi una capacità energetica utile pari rispettivamente a circa 4,6 MWh;
- n°6 unità di conversione PCS (POWER CONVERSION SYSTEM) Power Station FSK HV C Series 1.500 Vdc con sistema di conversione DC/AC da 7,86 MVA;
- Sistema interno BT di alimentazione dei servizi ausiliari e dei servizi generali di ciascuna unità accumulato;
- N°3 dorsali a 36 kV, interrata per il collegamento delle 6 unità di conversione (le PCS sono organizzate in entra-esce a coppie di due) al quadro 36 kV presente in cabina MTR5 sita in adiacenza ai container di storage.

9.2 DESCRIZIONE DEL SISTEMA BESS

Il sistema di accumulo è stato dimensionato rispettando l'ottimizzazione dei flussi di potenza dell'impianto fotovoltaico autorizzato e in previsione di futuri ulteriori sviluppi.

Il sistema è progettato per un'ora di accumulo; a vantaggio di sicurezza è stato ipotizzato un C-rate (corrispondente alla potenza massima) di 0,25.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	84

Come da Figura a seguire, l'impianto è costituito da 6 sottosistemi ciascuno dei quali dotato di un interruttore 36kV, un trasformatore 36kV/BT a doppio secondario e un doppio inverter.

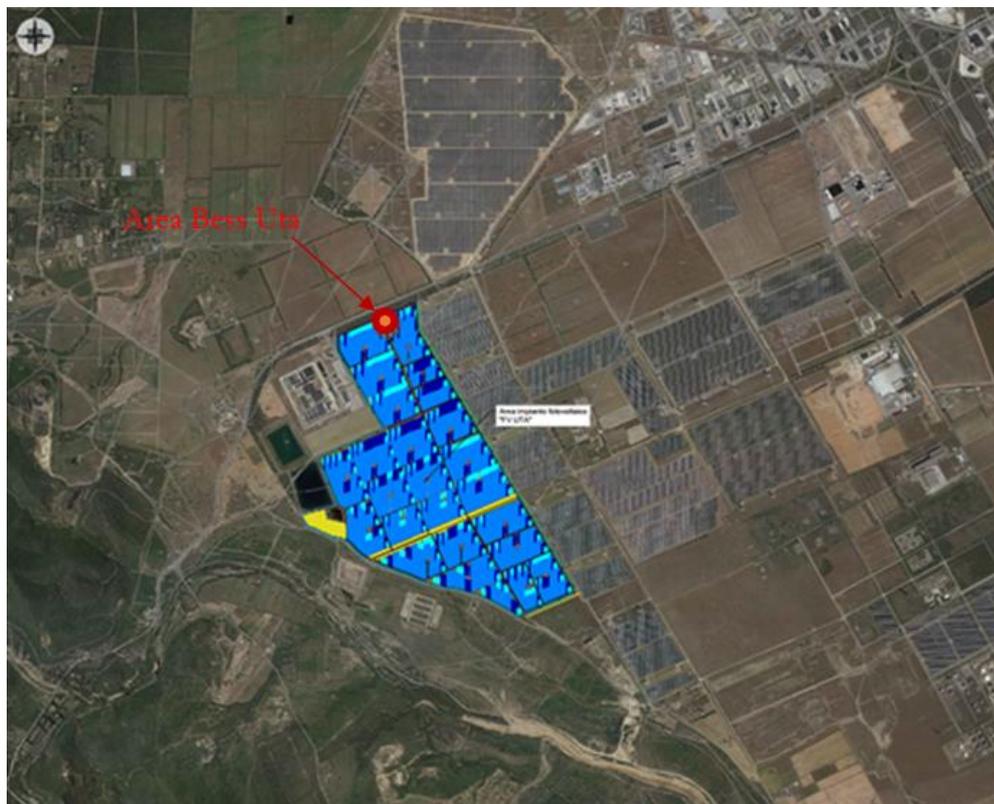


Figura 39- Inquadramento area BESS

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	85



Figura 40- Planimetria BESS

L'impianto sarà composto di elementi alloggiati all'interno di container suddivisi come a seguire:

- 6 container PCS;
- 12 container batterie ESS.

Ciascun sistema PCS conterrà a sua volta:

- 2 inverter tipo **C series Ingeteam**
- 1 trasformatore compreso all'interno delle unità FSK HV-C;
- 1 quadro ausiliari.

Dodici container batterie ESS;

- 25 rack per pack;
- un quadro di parallelo;
- un sistema di spegnimento incendio;
- quadri ausiliari;
- sistema di ventilazione forzata e/o condizionamento.

Per tutti i dettagli si rimanda ai relativi elaborati specialistici di progetto PD-R.2.4.1.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	86

9.3 DIMENSIONAMENTO DEL SISTEMA BESS

Si prevede l'installazione un sistema di accumulo di energia con batterie al litio composto da N° 12 container batterie (ciascuno equipaggiato con rack aventi capacità energetica pari a 4,6 MWh) con relativi sistemi skid con PCS AC ed impianti tecnologici. Si prevede che il sistema BESS venga suddiviso in 6 moduli; ciascuna PCS sarà collegata ad un doppio container da 4 MWh) (2x4,00 MWh=8 MWh).

Per quanto al dimensionamento della capacità energetica del sistema batterie è stato seguito il seguente criterio:

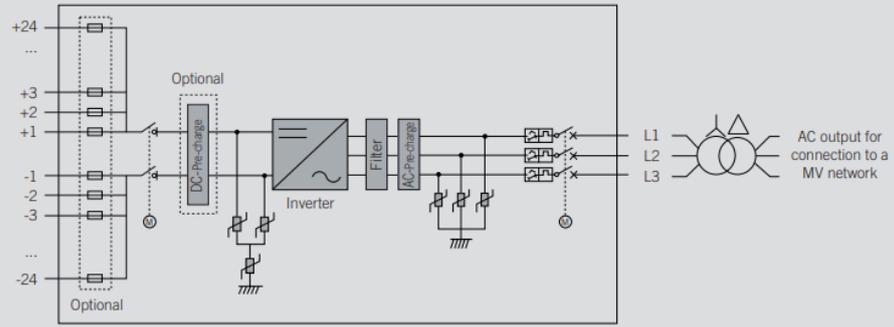
- ✓ ci si è posti l'obiettivo di potere garantire la possibilità di immettere in RTN una Potenza Massima Erogabile al netto della semibanda di regolazione primaria (dato pari a 45,60 MW) per almeno 1 ora all'inizio della vita utile (BoL) delle batterie;
- ✓ ne consegue un "requisito energetico" trasposto al nodo RTN ed in fase di scarica del sistema BESS pari a: $45,6 \text{ MW} \times 1 \text{ h} = 45,6 \text{ MWh}$;
- ✓ considerando il rendimento di scarica (η_s) è stato quindi valutato il "requisito energetico" lato batteria pari quindi a: $45,6 / 87,3\% = 52,4 \text{ MWh}$;
- ✓ a questo punto è stata considerato il range di utilizzo della capacità di carica della batteria che, per tipologie di batterie tali da garantire un rapporto Energia/Potenza pari a circa 1 ora (Crate = 0,25), variano da un SOC minimo del 3% ad un SOC massimo del 98%, ergo un campo di utilizzo del 95%;
- ✓ la capacità energetica "commerciale" per ottenere il requisito prefissato deve essere pari ad almeno: $52,4 \text{ MWh} / 95\% = 55,2 \text{ MWh}$ (100% SOC BoL);
- ✓ sulla base dei prodotti commercialmente disponibili è stato scelto di prevedere l'installazione di un sistema batterie di capacità 57,6 MWh (100% SOC BoL).



Figura 41- Inverter C series Ingeteam

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	87

INGECON® SUN STORAGE 3930TL HV



Size and weight (mm and kg)

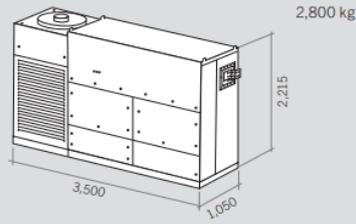


Figura 42- Configurazione inverter C series Ingeteam

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	88

10 CALCOLO IMPIANTI 36 KV

Come già visto nei capitoli precedenti, l'impianto fotovoltaico è diviso in 23 Power Station con le caratteristiche principali riportate nella tabella 3 del paragrafo 7.1.

10.1 CAVI MT INTERNI AL CAMPO FOTOVOLTAICO

I cavi a 36 kV sono quelli uscenti dai trasformatori BT/36 kV delle Power Station e che, ove possibile, effettuano un collegamento entra-esce dalle Power Station, per poi arrivare ad appositi quadri MT presenti nelle MTR1, MTR2, MTR3 e MTR4. Da tali MTR escono, dopo aver effettuato il parallelo tra i cavi entranti delle Power Station, delle linee verso la MTR5. Nella MTR5 viene il parallelo con il sistema di BESS e le misure e la partenza verso l'Edificio produttore. Dall'edificio produttore, dopo le relative protezioni e misure, partiranno delle linee, sempre a 36 kV, verso la SSE TERNA Rumianca2.

10.1.1 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO

Il dimensionamento dei cavi è stato fatto tenendo conto della seguente disposizione, tratte dalla norma CEI 11-17:

- ✓ La sezione del cavo scelto deve essere caratterizzata da una portata immediatamente superiore alla corrente effettivamente circolante;

Una volta determinata la sezione dei singoli cavi in funzione della specifica appena riportata, si procederà a verificare che

- ✓ La caduta di tensione lungo la linea sia minore del 3%;
- ✓ Le perdite di potenza siano minori del 5%;

10.1.2 CALCOLO DELLE PORTATE

Per la determinazione della portata dei cavi sarà applicato il metodo descritto dalla tabella CEI-UNEL 35027 e dalla norma CEI 11-17. A partire dalla portata nominale del cavo, si calcola la portata effettiva sulla base di un fattore correttivo:

$$I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_{custom}$$

dove

- ✓ I_z = portata effettiva del cavo;
- ✓ I_0 = portata nominale dichiarata dal costruttore, per posa interrata a 20°C;
- ✓ K_1 = Fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C;
- ✓ K_2 = Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	89

- ✓ K_3 = Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da quella indicata dal costruttore del cavo nel calcolo della portata;
- ✓ K_4 = Fattore di correzione per resistività termica diversa da quella indicata dal costruttore del cavo nel calcolo della portata;
- ✓ K_{custom} = Fattore correttivo utente;

È necessario verificare che la corrente di impiego del cavo, I_B , sia inferiore alla portata effettiva del cavo, I_Z .

$$I_B \leq I_Z$$

La corrente di impiego si impone pari a quella massima in uscita dall'inverter fornita dal costruttore.

10.1.3 DATI TECNICI DEL CAVO UTILIZZATO

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo saranno a norma IEC 60502-2.

Ai fini del dimensionamento, si è tenuto conto di cavi di tipologia ARE4H5EE 20,8/36 kV o equivalente. Si tratta di cavi unipolari da posare in formazione a trifoglio con conduttori in alluminio, congiunti in maniera da formare un unico fascio di forma rotonda. L'isolante dei cavi è costituito da polietilene reticolato estruso (XLPE) e fra esso e il conduttore è interposto uno strato di miscela semiconduttrice. Sopra l'isolante è posto uno strato di schermo isolante, composto da una miscela semiconduttrice estrusa e, al di sopra di questa, vi è uno strato per la tenuta all'acqua, consistente in un nastro semiconduttore. Il cavo presenta, poi, uno schermo metallico realizzato con nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale. Sopra lo schermo metallico sono presenti due differenti strati di protezione in guaina protettiva in polietilene. La tensione nominale dei cavi è pari a 20,8/36 kV. Di seguito le caratteristiche tecniche del cavo per le sezioni utilizzate in progetto.

Le portate nominali dei cavi sono fornite dal costruttore considerando le seguenti condizioni di posa:

- ✓ Disposizione a trifoglio;
- ✓ Profondità di posa a 0,8 m;
- ✓ Resistività termica pari a 1,5 °Cm/W;
- ✓ Posa interrata con temperatura pari a 20°C;

Tipo	ARE4H5EE o equivalente		
Tensione nominale [kV]:	20,8/36		
Formazione e sezione [mm²]:	3 x 1 x 185	3x1x400	3x1x630
Resistenza a 90 °C [Ω /km]:	0,211	0,101	0,0630
Reattanza [Ω /km]:	0,122	0,107	0,100

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	90

Capacità [μF/km]:	0,221	0,308	0,367
Portata per posa interrata a 20°C [A]	320	478	620

Tabella 18 – Caratteristiche tecniche del cavo 36kV

Considerate le diverse portate del cavo nelle differenti modalità di posa, **ai fini del calcolo si terrà conto delle condizioni peggiorative**, ossia quelle relative al **tratto con posa interrata**, intendendosi con esse verificate anche le altre condizioni di posa aventi parametri di calcolo migliorativi rispetto al caso in esame.

10.1.4 TEMPERATURA DEL TERRENO

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

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo, come riportato nella tabella che segue, per cavi con temperatura di funzionamento pari a 90°C.

	Cavi con $T_f = 90^\circ\text{C}$					
Temperatura ambiente	15°C	20°C	25°C	30°C	35 °C	40°C
Coefficiente	1,04	1,00	0,96	0,93	0,89	0,85

Tabella 19 - Coefficiente K_1 in funzione della temperatura ambiente

È stata stimata una temperatura massima del terreno pari a 20°C alla profondità di posa dei cavi, per cui il fattore correttivo utilizzato sarà $K_1 = 1$.

10.1.5 NUMERO DI TERNE PER SCAVO

A scopo cautelativo, si è preso come valore di riferimento quello pari al numero massimo di cavi presenti in parallelo lungo tutta la tratta del singolo cavo, ottenendo così un margine di sovradimensionamento rispetto alle effettive condizioni di esercizio. In particolare, si considera la tabella seguente per la compresenza di più terne di cavi unipolari disposti a trifoglio direttamente interrati, distanziati di 25 cm tra loro (in orizzontale).

In particolare,

- per i tratti con due terne si considera un fattore di correzione di 0,86;
- per i tratti con tre terne si considera un fattore di correzione di 0,78;
- per i tratti con quattro terne si considera un fattore di correzione di 0,74;

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	91

- per i tratti con otto terne si considera un fattore di correzione di 0,74 (disponendo 4 terne a profondità di 1,00 m e le altre 4 a 1,25 m);
- per i tratti con dieci terne si considera un fattore di correzione di 0,69 (disponendo 5 terne a profondità di 1,00 m e le altre 5 a 1,25 m);

N. circuiti	Distanza fra i circuiti 0,25 m			
	2	3	4	6
Coefficiente	0,86	0,78	0,74	0,69

Tabella 20 - Coefficiente K_2 in funzione della distanza tra terne in orizzontale

10.1.6 PROFONDITÀ DI POSA

In generale, per tutte le linee elettriche interne al parco, si prevede la posa dei cavi direttamente interrati, ad una profondità media di 1,00 m dal piano di calpestio (per la compresenza di massimo 4 terne) e 1,25 m (per la compresenza di 8 o 10 terne). Per quanto riguarda le linee a 36 kV esterne al parco, si considera per il dimensionamento una profondità di posa pari a 1,5 m fino all'edificio produttore, mentre, dall'edificio produttore alla SSE Terna Rumianca2, la profondità di posa è 1,25 m. Per i coefficienti si fa riferimento alla tabella seguente

Profondità di posa [m]	0,8	1,0	1,25	1,5
Coefficiente	1,00	0,97	0,95	0,93

Figura 43 - Coefficiente K_3 in funzione della profondità di posa

10.1.7 RESISTIVITÀ TERMICA DEL TERRENO

In generale, per tutte le linee elettriche, si considera la posa in terreno con una resistività termica del terreno pari a $2,0 \text{ }^\circ\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$. Il costruttore fornisce la portata considerando una resistività termica pari a $1,5^\circ\text{K}\cdot\text{m}/\text{W}$.

Nella tabella seguente vengono mostrati i vari coefficienti riduttivi per diversi valori di resistività.

Pertanto, il fattore correttivo utilizzato sarà $K_4 = 1,00$.

Resistività termica [K m/W]	1,0	1,5	2	2,5
Coefficiente	1,18	1,00	0,88	0,80

Tabella 21 – Coefficiente K_4 in funzione della resistività termica del terreno

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	92

10.1.8 CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE

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

$$\Delta V = \frac{P_n \cdot R + Q_n \cdot X}{V_n^2}$$

- ✓ P_n : potenza nominale dell'inverter;
- ✓ Q_n : potenza reattiva, calcolata considerando un fattore di potenza pari a 0,90;
- ✓ R : resistenza di fase del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;
- ✓ X : reattanza longitudinale di fase del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;
- ✓ V_n : tensione di esercizio del cavo o nominale dell'inverter (800 V).

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

$$P = 3 \cdot R \cdot I^2$$

- ✓ R : resistenza longitudinale del cavo;
- ✓ I : corrente transigente.

10.1.9 TABULATI DI CALCOLO

Le tabelle che seguono riportano il dimensionamento delle linee elettriche in cavo interrato a 36 kV. I valori di portata indicati per i cavi tengono conto dei fattori correttivi introdotti nei paragrafi precedenti. Inoltre, viene inserito un ulteriore fattore correttivo utente, K_{custom} , pari a 1. Il fattore correttivo finale sarà diverso per le diverse terne in base alle condizioni di posa.

Oltre al dimensionamento vengono riportati i valori per la verifica della caduta di tensione e della perdita di potenza. La lunghezza di cui si tiene conto è quella massima del tratto di cavo.

Per quanto riguarda la potenza, fino all'edificio produttore si è considerata una potenza pari a quella uscente dall'impianto fotovoltaico, cioè 98.400 kVA. Dall'edificio produttore verso la SSE Rumanca2 si è considerata la potenza limitata al valore contrattualizzato con TERNA, cioè 75.000 kVA.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	93

Dati impianto												
LINEA	Potenza Apparente nominale [MVA]	Fattore di potenza cosφ	Potenza Attiva nominale [MW]	Lunghezza cavo [m]	Corrente di impiego I _b [A]	K _{TOT} correttivo	Portata minima del cavo I _{0_min} [A]	Sezione cavo [mm ²]	Portata cavo nominale I ₀ [A]	Portata cavo nelle cond. di posa I _z [A]	Verifica I ₀ > I _{0_min}	Dimensionamento in portata
PS1-PS3	4,40	0,90	3,96	655	70,57	0,834	84,6	3x1x185	320	267	OK	26%
PS2-PS5	4,00	0,90	3,60	420	64,15	0,834	76,9	3x1x185	320	267	OK	24%
PS3-MTR4	8,80	0,90	7,92	475	141,13	0,718	196,6	3x1x185	320	230	OK	61%
PS4-MTR4	4,40	0,90	3,96	195	70,57	0,970	72,7	3x1x185	320	310	OK	23%
PS5-MTR4	8,00	0,90	7,20	335	128,30	0,718	178,7	3x1x185	320	230	OK	56%
PS6-PS7	4,40	0,90	3,96	285	70,57	0,834	84,6	3x1x185	320	267	OK	26%
PS7-MTR2	8,80	0,90	7,92	805	141,13	0,757	186,5	3x1x185	320	242	OK	58%
PS8-PS9	4,40	0,90	3,96	400	70,57	0,718	98,3	3x1x185	320	230	OK	31%
PS9-MTR3	8,80	0,90	7,92	430	141,13	0,834	169,2	3x1x185	320	267	OK	53%
PS10-PS13	4,40	0,90	3,96	233	70,57	0,834	84,6	3x1x185	320	267	OK	26%
PS11-PS14	4,40	0,90	3,96	253	70,57	0,834	84,6	3x1x185	320	267	OK	26%
PS12-MTR2	4,40	0,90	3,96	497	70,57	0,757	93,3	3x1x185	320	242	OK	29%
PS13-MTR2	8,40	0,90	7,56	310	134,72	0,757	178,1	3x1x185	320	242	OK	56%
PS14-MTR3	8,40	0,90	7,56	205	134,72	0,757	178,1	3x1x185	320	242	OK	56%
PS15-MTR3	4,40	0,90	3,96	100	70,57	0,718	98,3	3x1x185	320	230	OK	31%
PS16-MTR3	4,00	0,90	3,60	148	64,15	0,718	89,4	3x1x185	320	230	OK	28%
PS17-MTR2	4,40	0,90	3,96	480	70,57	0,757	93,3	3x1x185	320	242	OK	29%
PS18-PS21	4,40	0,90	3,96	237	70,57	0,834	84,6	3x1x185	320	267	OK	26%
PS19-MTR1	8,80	0,90	7,92	147	141,13	0,757	186,5	3x1x185	320	242	OK	58%
PS20-PS19	4,40	0,90	3,96	220	70,57	0,757	93,3	3x1x185	320	242	OK	29%
PS21-MTR1	8,40	0,90	7,56	320	134,72	0,834	161,5	3x1x185	320	267	OK	50%
PS22-PS23	4,40	0,90	3,96	150	70,57	0,834	84,6	3x1x185	320	267	OK	26%
PS23-MTR1	8,40	0,90	7,56	575	134,72	0,834	161,5	3x1x185	320	267	OK	50%
BESS: PCS1-MTR5	16,00	0,90	14,40	125	256,60	0,656	391,5	3x1x630	620	406	OK	63%
BESS: PCS2-MTR5	16,00	0,90	14,40	90	256,60	0,656	391,5	3x1x630	620	406	OK	63%
BESS: PCS3-PCS1	8,00	0,90	7,20	30	128,30	0,970	132,3	3x1x185	320	310	OK	41%
BESS: PCS4-PCS2	8,00	0,90	7,20	30	128,30	0,970	132,3	3x1x185	320	310	OK	41%
BESS: PCS5-PCS6	8,00	0,90	7,20	75	128,30	0,970	132,3	3x1x185	320	310	OK	41%
BESS: PCS6-MTR5	16,00	0,90	14,40	120	256,60	0,656	391,5	3x1x630	620	406	OK	63%
MTR1-MTR5	25,60	0,90	23,04	1740	410,56	0,703	584,0	2x(3x1x400)	956	672	OK	61%
MTR2-MTR5	26,00	0,90	23,40	1725	416,98	0,703	593,1	2x(3x1x400)	956	672	OK	62%
MTR3-MTR5	25,60	0,90	23,04	1295	410,56	0,703	584,0	2x(3x1x400)	956	672	OK	61%
MTR4-MTR5	21,20	0,90	19,08	920	340,00	0,703	483,6	2x(3x1x400)	956	672	OK	51%
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	0,642	351,3	3x1x630	620	398	OK	57%
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	0,642	351,3	3x1x630	620	398	OK	57%
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	0,642	351,3	3x1x630	620	398	OK	57%
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	0,642	351,3	3x1x630	620	398	OK	57%
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	0,642	351,3	3x1x630	620	398	OK	57%
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	0,642	351,3	3x1x630	620	398	OK	57%
Edificio prod. - SSE TERNA	37,50	0,90	33,75	290	601,41	0,703	855,5	2x(3x1x630)	1240	872	OK	69%
Edificio prod. - SSE TERNA	37,50	0,90	33,75	290	601,41	0,703	855,5	2x(3x1x630)	1240	872	OK	69%

Tabella 22 - Dimensionamento cavi a 36 kV con criterio termico

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	94

Dati impianto																	
LINEA	Potenza Apparente nominale [MVA]	Fattore di potenza cosφ	Potenza Attiva nominale [MW]	Lunghezza cavo [m]	Corrente di impiego I _g [A]	Sezione cavo [mm ²]	Portata cavo nominale I _g [A]	Verifica I _g > I _{g, min}	Resistenza cavo [Ω]	Reattanza cavo [Ω]	Potenza reattiva [MVAR]	ΔV %	Verifica % < 3%	ΔV	Potenza persa [kW]	Δp %	Verifica Δp % < 3%
PS1-PS3	4,40	0,90	3,96	655	70,57	3x1x185	320	OK	0,1382	0,080	1,918	0,05%	OK		2,06	0,05%	OK
PS2-PS5	4,00	0,90	3,60	420	64,15	3x1x185	320	OK	0,0886	0,051	1,744	0,03%	OK		1,09	0,03%	OK
PS3-MTR4	8,80	0,90	7,92	475	141,13	3x1x185	320	OK	0,1002	0,058	3,836	0,08%	OK		5,99	0,07%	OK
PS4-MTR4	4,40	0,90	3,96	195	70,57	3x1x185	320	OK	0,0411	0,024	1,918	0,02%	OK		0,61	0,01%	OK
PS5-MTR4	8,00	0,90	7,20	335	128,30	3x1x185	320	OK	0,0707	0,041	3,487	0,05%	OK		3,49	0,04%	OK
PS6-PS7	4,40	0,90	3,96	285	70,57	3x1x185	320	OK	0,0601	0,035	1,918	0,02%	OK		0,90	0,02%	OK
PS7-MTR2	8,80	0,90	7,92	805	141,13	3x1x185	320	OK	0,1699	0,098	3,836	0,13%	OK		10,15	0,12%	OK
PS8-PS9	4,40	0,90	3,96	400	70,57	3x1x185	320	OK	0,0844	0,049	1,918	0,03%	OK		1,26	0,03%	OK
PS9-MTR3	8,80	0,90	7,92	430	141,13	3x1x185	320	OK	0,0907	0,052	3,836	0,07%	OK		5,42	0,06%	OK
PS10-PS13	4,40	0,90	3,96	233	70,57	3x1x185	320	OK	0,0492	0,028	1,918	0,02%	OK		0,73	0,02%	OK
PS11-PS14	4,40	0,90	3,96	253	70,57	3x1x185	320	OK	0,0534	0,031	1,918	0,02%	OK		0,80	0,02%	OK
PS12-MTR2	4,40	0,90	3,96	497	70,57	3x1x185	320	OK	0,1049	0,061	1,918	0,04%	OK		1,57	0,04%	OK
PS13-MTR2	8,40	0,90	7,56	310	134,72	3x1x185	320	OK	0,0654	0,038	3,661	0,05%	OK		3,56	0,04%	OK
PS14-MTR3	8,40	0,90	7,56	205	134,72	3x1x185	320	OK	0,0433	0,025	3,661	0,03%	OK		2,35	0,03%	OK
PS15-MTR3	4,40	0,90	3,96	100	70,57	3x1x185	320	OK	0,0211	0,012	1,918	0,01%	OK		0,32	0,01%	OK
PS16-MTR3	4,00	0,90	3,60	148	64,15	3x1x185	320	OK	0,0312	0,018	1,744	0,01%	OK		0,39	0,01%	OK
PS17-MTR2	4,40	0,90	3,96	480	70,57	3x1x185	320	OK	0,1013	0,059	1,918	0,04%	OK		1,51	0,03%	OK
PS18-PS21	4,40	0,90	3,96	237	70,57	3x1x185	320	OK	0,0500	0,029	1,918	0,02%	OK		0,75	0,02%	OK
PS19-MTR1	8,80	0,90	7,92	147	141,13	3x1x185	320	OK	0,0510	0,018	3,836	0,02%	OK		1,85	0,02%	OK
PS20-PS19	4,40	0,90	3,96	220	70,57	3x1x185	320	OK	0,0464	0,027	1,918	0,02%	OK		0,69	0,02%	OK
PS21-MTR1	8,40	0,90	7,56	320	134,72	3x1x185	320	OK	0,0673	0,039	3,661	0,05%	OK		3,68	0,04%	OK
PS22-PS23	4,40	0,90	3,96	150	70,57	3x1x185	320	OK	0,0317	0,018	1,918	0,01%	OK		0,47	0,01%	OK
PS23-MTR1	8,40	0,90	7,56	575	134,72	3x1x185	320	OK	0,1213	0,070	3,661	0,09%	OK		6,61	0,08%	OK
BESS: PCS1-MTR5	16,00	0,90	14,40	125	256,60	3x1x630	620	OK	0,0079	0,013	6,974	0,02%	OK		1,56	0,01%	OK
BESS: PCS2-MTR5	16,00	0,90	14,40	90	256,60	3x1x630	620	OK	0,0057	0,009	6,974	0,01%	OK		1,12	0,01%	OK
BESS: PCS3-PCS1	8,00	0,90	7,20	30	128,30	3x1x185	320	OK	0,0063	0,004	3,487	0,00%	OK		0,31	0,00%	OK
BESS: PCS4-PCS2	8,00	0,90	7,20	30	128,30	3x1x185	320	OK	0,0063	0,004	3,487	0,00%	OK		0,31	0,00%	OK
BESS: PCS5-PCS6	8,00	0,90	7,20	75	128,30	3x1x185	320	OK	0,0158	0,009	3,487	0,01%	OK		0,78	0,01%	OK
BESS: PCS6-MTR5	16,00	0,90	14,40	120	256,60	3x1x630	620	OK	0,0076	0,012	6,974	0,01%	OK		1,49	0,01%	OK
MTR1-MTR5	25,60	0,90	23,04	1740	410,56	2x(3x1x400)	956	OK	0,1757	0,186	11,159	0,24%	OK		88,87	0,35%	OK
MTR2-MTR5	26,00	0,90	23,40	1725	416,98	2x(3x1x400)	956	OK	0,1742	0,185	11,333	0,24%	OK		90,88	0,35%	OK
MTR3-MTR5	25,60	0,90	23,04	1295	410,56	2x(3x1x400)	956	OK	0,1308	0,139	11,159	0,18%	OK		66,14	0,26%	OK
MTR4-MTR5	21,20	0,90	19,08	920	340,00	2x(3x1x400)	956	OK	0,0929	0,098	9,241	0,10%	OK		32,22	0,15%	OK
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	3x1x630	620	OK	0,4410	0,700	6,127	0,76%	OK		67,24	0,48%	OK
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	3x1x630	620	OK	0,4410	0,700	6,127	0,76%	OK		67,24	0,48%	OK
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	3x1x630	620	OK	0,4410	0,700	6,127	0,76%	OK		67,24	0,48%	OK
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	3x1x630	620	OK	0,4410	0,700	6,127	0,76%	OK		67,24	0,48%	OK
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	3x1x630	620	OK	0,4410	0,700	6,127	0,76%	OK		67,24	0,48%	OK
MTR5-Edificio prod.	14,06	0,90	12,65	7000	225,44	3x1x630	620	OK	0,4410	0,700	6,127	0,76%	OK		67,24	0,48%	OK
Edificio prod. - SSE TERNIA	37,50	0,90	33,75	290	601,41	2x(3x1x630)	1240	OK	0,0183	0,029	16,346	0,04%	OK		19,82	0,05%	OK
Edificio prod. - SSE TERNIA	37,50	0,90	33,75	290	601,41	2x(3x1x630)	1240	OK	0,0183	0,029	16,346	0,04%	OK		19,82	0,05%	OK
POTENZA COMPLESSIVA IN USCITA	98,400												PERDITE TOTALI RETE		850,27	0,86%	OK

Tabella 23 - Verifica della caduta di tensione e della perdita di potenza dei cavi a 36 kV

10.1.10 DISPOSIZIONE DELLE FASI

Al fine di assicurare una corretta suddivisione della corrente è necessario posare i cavi con una certa sequenza di fasi. La tabella viene riportata per i cavi posati a trifoglio.

Numero di terne nello stesso strato									
Numero di terne	2		3			4			
Sequenza	T	T	T	T	T	T	T	T	T
	RS	SR	RS	SR	RS	RS	SR	RS	SR

Tabella 24 – Disposizione delle fasi delle terne poste nello stesso strato

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	95

11 CABINE GENERALI DI IMPIANTO

Il progetto prevede la costruzione di cinque cabine principali di impianto denominate MTR. Tali cabine potranno essere o interamente prefabbricate o avere struttura portante in calcestruzzo prefabbricato con stessi ingombri e caratteristiche prestazionali.

Tali edifici sono denominati MTR ovvero “Main Technical Room” e sono destinati ad ospitare i quadri a 36 kV per il collettamento dell’energia proveniente dai diversi sottocampi, il parallelo e la partenza verso il punto di consegna. Tutte le PS di impianto saranno convogliate nelle prime quattro MTR, mentre nella quinta, giungono le linee a 36 kV delle prime quattro: in questa avverrà l’entra/esce del BESS e la partenza verso edificio produttore e SE Terna.

La struttura di ciascuna MTR, avrà forma rettangolare con dimensioni planimetriche di 13,50 m x 4,00 m, e si svilupperà su un solo livello con altezza massima dal piano campagna pari a 3,20 m. La struttura portante verticale sarà costituita da pilastri in c.a. collegati ad una fondazione superficiale, composta da una piastra di fondazione dalle dimensioni planimetriche pari a 14,50 x 5,00 e spessore 0,4m. L’edificio presenta due distinte aperture, una per il locale quadri 36kV e l’altra per il locale trafo ausiliari, oltre alle griglie per l’areazione dei locali.

Solamente la MTR5, dovendo ospitare un numero maggiore di quadri, presenta dimensioni planimetriche superiori e pari a 19,00m x 4,00 m. La fondazione sarà costituita da una piastra rettangolare di spessore pari a 40 cm e dimensioni in pianta pari a 20,00m x 5,00m. L’altezza è sempre pari a 3,2m da p.c.

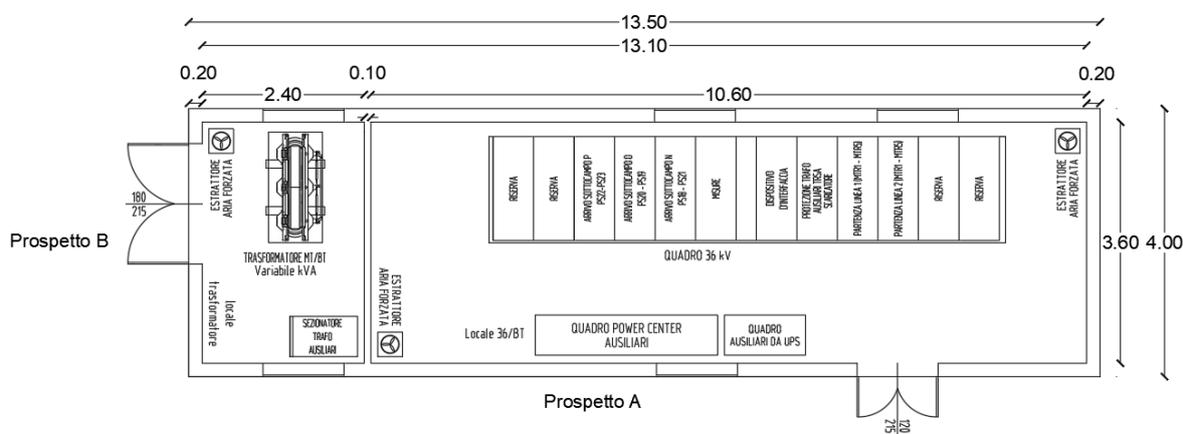


Figura 44 – Layout MTR1, MTR2, MT3 e MTR4

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	96

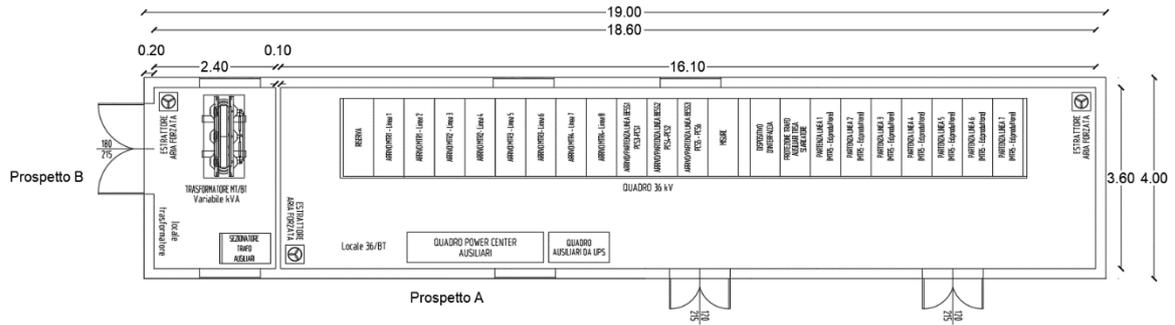


Figura 45 – Layout MTR5

11.1 QUADI BT E 36 kV

Il presente progetto definitivo prevede la realizzazione di più quadri 36kV all'interno di ciascuna delle quattro MTR di impianto, in funzione del numero di linee provenienti dai sottocampi in esse convogliate. All'interno di ciascuna MTR avverrà il parallelo e la misura della potenza a 36 kV da portare in MTR 5 priva del convogliamento verso edificio produttore e SE Terna. Unitamente a questo, è prevista anche l'installazione di quadri BT per l'alimentazione dei carichi ausiliari dell'impianto, quali i sistemi di monitoraggio, SCADA, ventilazione, antintrusione, etc.

Oltre ai sopra citati quadri, all'interno di ciascuna MTR, sarà presente un quadro misure, un quadro di protezione generale (CEI 0-16), un dispositivo di interfaccia e uno scomparto di protezione trafo per i servizi ausiliari (trafo presso cabina MTR).

Completano il quadro 36 kV, gli ulteriori scomparti necessari alla protezione linee destinate ai 5 rami dell'impianto A-B-C-D-E relativi all'area Ovest e all'area Est di impianto.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	97

12 CONTROL ROOM

L'edificio, denominato **“Control Room”**, è destinato ad ospitare gli uffici, il sistema di telecontrollo, nonché deposito materiali. La struttura avrà forma rettangolare, con dimensioni planimetriche di 12,00 m x 5,00 m, e si svilupperà su un solo livello con altezza massima dal piano di campagna pari a circa 4,00 m.

La struttura è composta da n.4 shelter prefabbricati affiancati, che verranno posati sopra una fondazione superficiale, composta da una platea nervata: sia la struttura prefabbricata che la fondazione verranno opportunamente calcolate ai sensi della NTC2018 e relativa circolare del 2019 ai fini del deposito al Genio Civile tenendo conto delle opportune azioni sismiche.

L'ottenimento dell'autorizzazione da parte dell'ente è condizione necessaria alla esecuzione delle opere di cui sopra. Le verifiche geotecniche delle fondazioni saranno affrontate in un secondo momento, in uno con il deposito al GC come previsto dal capitolo 6 della sopra citata vigente normativa tecnica. L'edificio presenta 3 distinte aperture, una per il locale uffici, una per il locale quadri SCADA e uno per il deposito/magazzino.

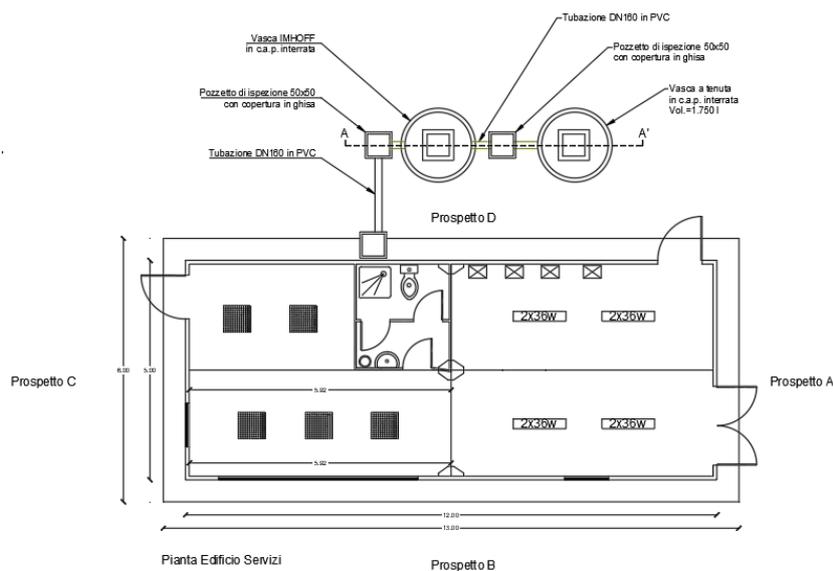


Figura 46 - Pianta Control Room di progetto

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	98

13 TOPOLOGIA DI IMPIANTO

L'impianto elettrico da realizzare rientra tra gli impianti di prima categoria (classificazione CEI 64-8 Art 21.1 – distribuzione e utenze in c.a. con tensione nominale minore di 1000V) e prevede la realizzazione di cabina di trasformazione propria.

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

Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico, il sistema supportato dall'inverter è di tipo IT.

13.1 SISTEMA TN-S

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

- T → Il centro stella del trasformatore è collegato direttamente a terra (nel caso in particolare il neutro del trasformatore dei servizi ausiliari);
- N → Le masse sono collegate a terra;
- S → I conduttori di neutro e di protezione sono separati.

Lo schema di connessione è mostrato nella figura seguente.

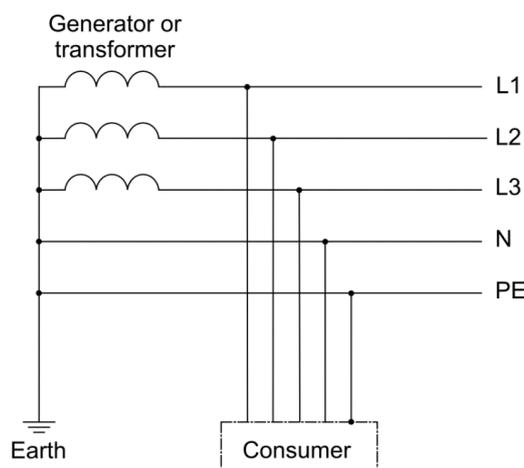


Figura 47 – Sistema TN-S

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

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

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

(CEI 64-8 Art. 413.1.3)

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	99

$$I_a \leq \frac{U_0}{Z_g}$$

dove:

- U_0 = Tensione nominale verso terra dell'impianto (valore in Volt);
- Z_g = Impedenza totale del circuito di guasto, che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto dove si verifica il guasto e il tratto del conduttore di protezione PE tra il punto del guasto e la sorgente (valore in Ohm);
- I_a = Corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro il tempo definito in tabella in funzione della tensione nominale U_0 (valore in Ampere). La tabella viene applicata ai circuiti terminali protetti con dispositivi di protezione contro le sovracorrenti aventi corrente nominale o regolata che non supera 32 A.

Per altri tipi di circuiti rispetto a quelli presenti in tabella e per dispositivi di protezione con correnti di interruzione superiore a 32 A, il tempo di interruzione non deve essere superiore a 5s.

Se si usa un interruttore differenziale I_a è la corrente differenziale nominale di intervento.

Sistema	50 V < U_e ≤ 120 V [s]		120 V < U_e ≤ 230 V [s]		230 V < U_e ≤ 400 V [s]		U_e > 400 V [s]	
	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.	c.a.	c.c.
TN	0,8	NOTA 3	0,4	5	0,2	0,4	0,1	0,1

U_e è la tensione nominale verso terra in c.a. o in c.c.

NOTA 1 Per le tensioni che sono entro la banda di tolleranza precisata nella Norma CEI 8-6 si applicano i tempi di interruzione corrispondenti alla tensione nominale.

NOTA 2 Per valori di tensione intermedi, si sceglie il valore prossimo superiore della Tabella 41A.

NOTA 3 L'interruzione può essere richiesta per ragioni diverse da quelle relative alla protezione contro i contatti elettrici.

NOTA 4 Quando la prescrizione di questo articolo sia soddisfatta mediante l'uso di dispositivi di protezione a corrente differenziale, i tempi di interruzione della presente Tabella si riferiscono a correnti di guasto differenziali presunte significativamente più elevate della corrente differenziale nominale dell'interruttore differenziale (tipicamente 5 $I_{\Delta n}$).

Figura 48 – Tempi di interruzione massimi al variare della tensione del circuito

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

13.2 SISTEMA IT

Il sistema supportato dagli inverter è un sistema IT.

Il Sistema IT (CEI64-8) è definito nel seguente modo:

- I → Il centro stella del trasformatore è isolato da terra o collegato a terra mediante

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRri007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	100

un'impedenza di valore sufficientemente elevato

- T → Le masse sono collegate ad un impianto di terra locale

Lo schema di connessione è mostrato nella figura seguente.

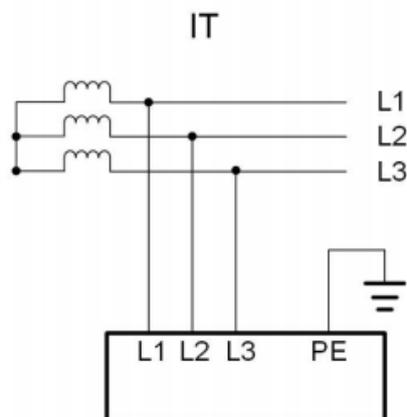


Figura 49 – Sistema IT

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

Il centro stella del trasformatore di potenza sarà isolato da terra, mentre gli inverter saranno collegati ad una rete di terra. Inoltre, saranno collegati a terra anche le strutture metalliche dei pannelli e delle Power Station. Le strutture metalliche dei pannelli saranno collegate anche tra loro per realizzare un'equipotenzialità.

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

(CEI 64-8 Art. 413.1.5)

$$I_d \leq \frac{U_L}{R_E}$$

dove:

- U_L = Tensione nominale verso terra dell'impianto in Volt;
- R_E = Resistenza del dispersore al quale sono collegate le masse (valore in Ohm);
- I_d = Corrente di guasto del primo guasto di impedenza trascurabile tra un conduttore di linea ed una massa (valore in Ampere). Il valore tiene conto delle correnti di dispersione e dell'impedenza totale verso terra dell'impianto elettrico.

Un dispositivo di controllo dell'isolamento deve essere previsto per indicare il manifestarsi di un primo guasto tra una parte attiva e masse o terra. Questo dispositivo deve azionare un segnale sonoro e/o visivo che deve continuare ad essere azionato sino a che il guasto persista.

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	101

Se ci sono entrambi i segnali sonoro e visivo, il segnale sonoro può essere cancellato.

Il dispositivo di controllo dell'isolamento è necessario poiché se apparisse un secondo guasto prima dell'eliminazione del guasto precedente, i vantaggi del sistema IT si perderebbero.

Essendo che l'impianto di messa a terra è lo stesso per tutti gli inverter ed essendo che non è presente il conduttore di neutro, una volta manifestatosi un primo guasto, le condizioni per l'interruzione automatica dell'alimentazione nel caso di un secondo guasto su di un conduttore attivo differente sono simili a quelle relative al sistema TN e deve essere soddisfatta la seguente condizione:

$$I_a \leq \frac{U}{2Z_g}$$

Dove

- U → Tensione, in c.c. o in c.a., tra i conduttori di linea (valore in Volt);
- I_a → Corrente che provoca l'intervento automatico del dispositivo di protezione entro i tempi indicati per il sistema TN precedentemente descritto (valore in Ampere);
- Z_g → Impedenza dell'anello di guasto comprendente il conduttore di linea e il conduttore di protezione del circuito (valore in Ohm);

Nei sistemi IT possono essere utilizzati i seguenti dispositivi di controllo e di protezione:

- Dispositivi di controllo dell'isolamento;
- Dispositivi di protezione contro le sovracorrenti;
- Dispositivi di protezione a corrente differenziale;

Quando viene usato un dispositivo di protezione a corrente differenziale, non può essere escluso il suo intervento dovuto a correnti di dispersione capacitive.

13.3 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI

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

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

La norma CEI 64-8, prescrive che a tutti i componenti dell'impianto sia applicata una misura di protezione contro i contatti diretti. Nel caso in esame, trattandosi d'impianti accessibili anche a

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	102

persone non aventi conoscenze tecniche o esperienza sufficiente a evitare i pericoli dell'elettricità (persone non addestrate), è necessario adottare le misure di protezione totale citate in precedenza.

13.4 ISOLAMENTO DELLE PARTI ATTIVE

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

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

13.5 PROTEZIONE CON INVOLUCRI E BARRIERE

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

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

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

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

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

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	103

14 DATASHEET

14.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Tiger Neo N-type 78HL4-BDV 605-625 Watt

BIFACIAL MODULE WITH
DUAL GLASS

N-Type

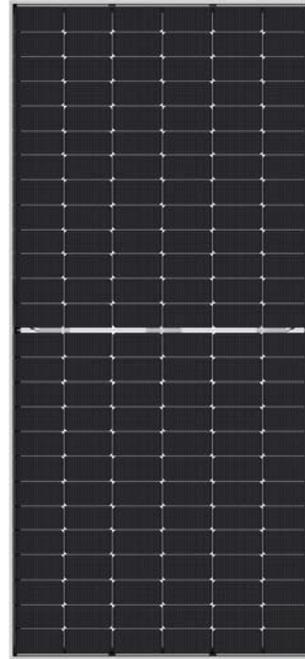
Positive power tolerance of 0~+3%

IEC61215(2016), IEC61730(2016)

ISO9001:2015: Quality Management System

ISO14001:2015: Environment Management System

ISO45001:2018
Occupational health and safety management systems



Key Features



SMBB Technology

Better light trapping and current collection to improve module power output and reliability.



PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee via optimized mass-production process and materials control.



Higher Power Output

Module power increases 5-25% generally, bringing significantly lower LCOE and higher IRR.



Hot 2.0 Technology

The N-type module with Hot 2.0 technology has better reliability and lower LID/LETID.

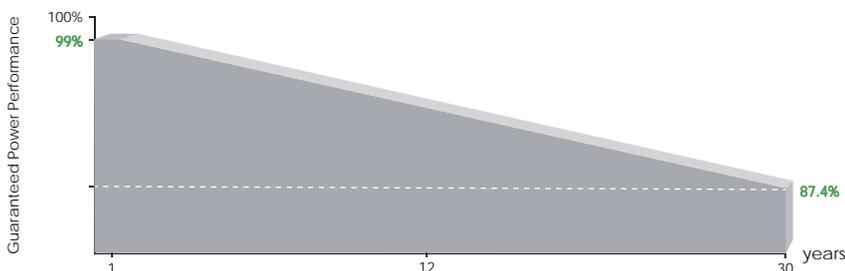


Enhanced Mechanical Load

Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).



LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

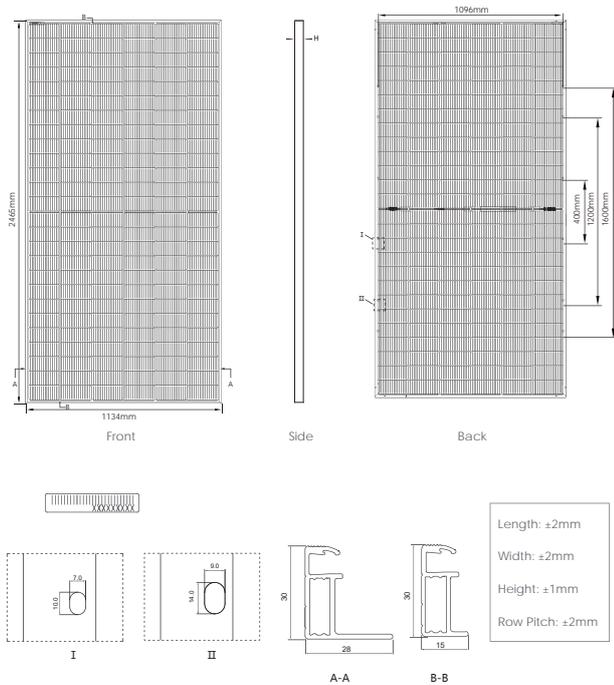


12 Year Product Warranty

30 Year Linear Power Warranty

0.40% Annual Degradation Over 30 years

Engineering Drawings

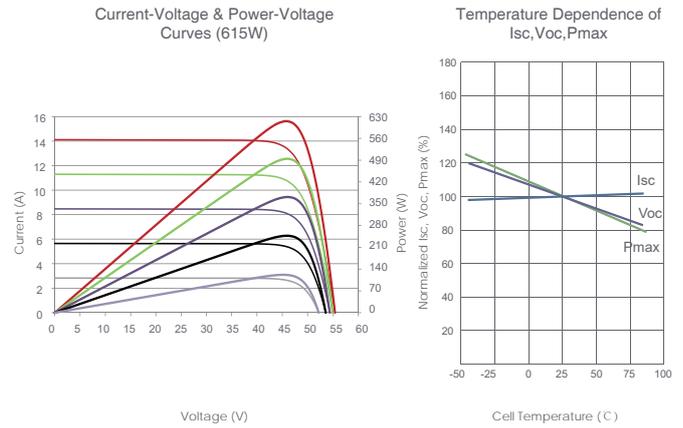


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

36pcs/pallets, 72pcs/stack, 576pcs/ 40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	N type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2×78)
Dimensions	2465×1134×30mm (97.05×44.65×1.18 inch)
Weight	34.6kg (76.38 lbs)
Front Glass	2.0mm, Anti-Reflection Coating
Back Glass	2.0mm, Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm ² (+): 400mm, (-): 200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM605N-78HL4-BDV		JKM610N-78HL4-BDV		JKM615N-78HL4-BDV		JKM620N-78HL4-BDV		JKM625N-78HL4-BDV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	605Wp	455Wp	610Wp	459Wp	615Wp	462Wp	620Wp	466Wp	625Wp	470Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	45.42V	42.23V	45.60V	42.35V	45.77V	42.46V	45.93V	42.57V	46.10V	42.68V
Maximum Power Current (Imp)	13.32A	10.77A	13.38A	10.83A	13.44A	10.89A	13.50A	10.95A	13.56A	11.01A
Open-circuit Voltage (Voc)	55.17V	52.41V	55.31V	52.54V	55.44V	52.66V	55.58V	52.79V	55.72V	52.93V
Short-circuit Current (Isc)	13.95A	11.26A	14.03A	11.33A	14.11A	11.39A	14.19A	11.46A	14.27A	11.52A
Module Efficiency STC (%)	21.64%		21.82%		22.00%		22.18%		22.36%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.29%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.25%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.045%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	80±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		Rear Side Power Gain				
		5%	15%	25%	35%	45%
5%	Maximum Power (Pmax)	635Wp	641Wp	646Wp	651Wp	656Wp
	Module Efficiency STC (%)	22.73%	22.91%	23.10%	23.29%	23.48%
15%	Maximum Power (Pmax)	696Wp	702Wp	707Wp	713Wp	719Wp
	Module Efficiency STC (%)	24.89%	25.10%	25.30%	25.51%	25.71%
25%	Maximum Power (Pmax)	756Wp	763Wp	769Wp	775Wp	781Wp
	Module Efficiency STC (%)	27.05%	27.28%	27.50%	27.73%	27.95%

*STC: Irradiance 1000W/m²

Cell Temperature 25°C

AM=1.5

NOCT: Irradiance 800W/m²

Ambient Temperature 20°C

AM=1.5

Wind Speed 1m/s

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	106

14.2 INVERTER

SC 4000 UP / SC 4200 UP / SC 4400 UP / SC 4600 UP



Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 150% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35 °C

Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

Flexible

- One device for all applications
- PV application, optionally available with DC-coupled storage system

Easy to Use

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

SUNNY CENTRAL UP

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 4600 kVA and system voltages of 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV and battery power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

SUNNY CENTRAL UP

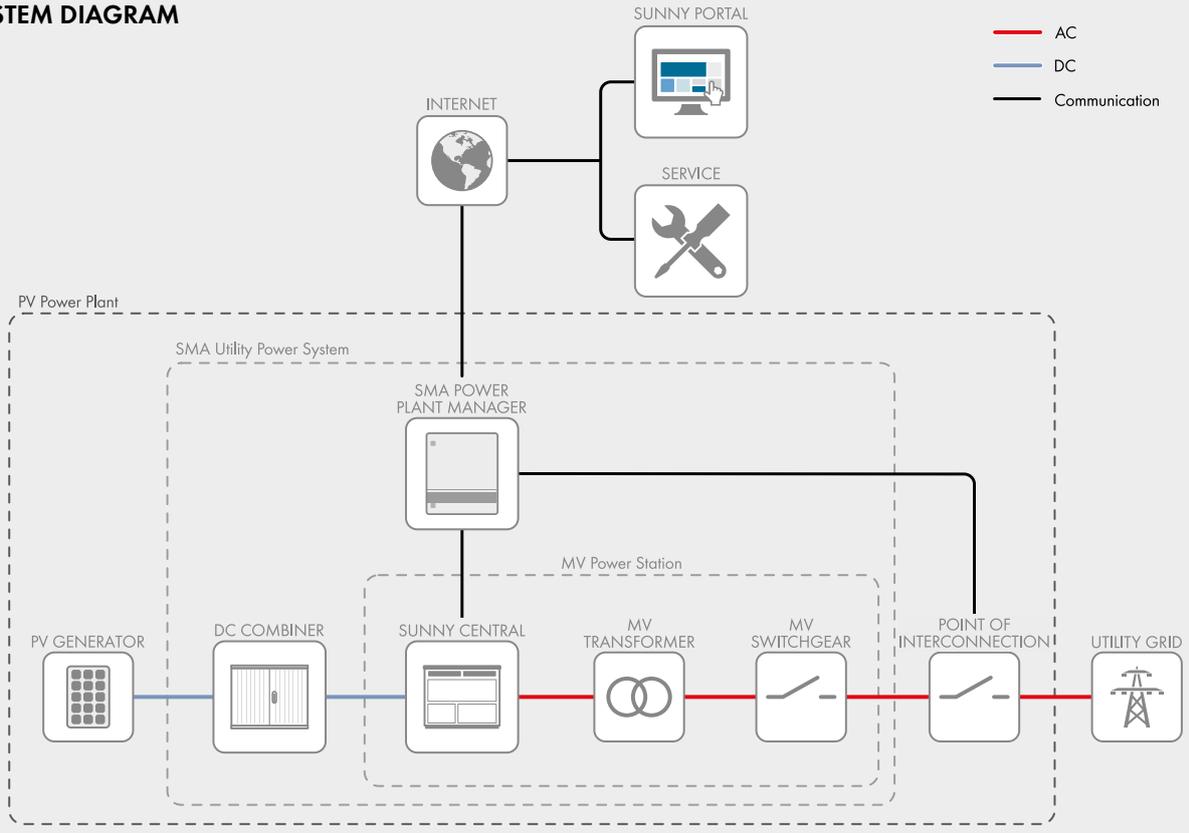
Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA ¹⁾²⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ¹⁾³⁾ / 3780 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW ¹⁾²⁾ / 2880 kW	3360 kW ¹⁾³⁾ / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾⁸⁾	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional - not available * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

- 1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
- 2) Efficiency measured without internal power supply
- 3) Efficiency measured with internal power supply
- 4) Self-consumption at rated operation
- 5) Self-consumption at < 75% P_n at 25 °C
- 6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °C
- 7) Sound pressure level at a distance of 10 m

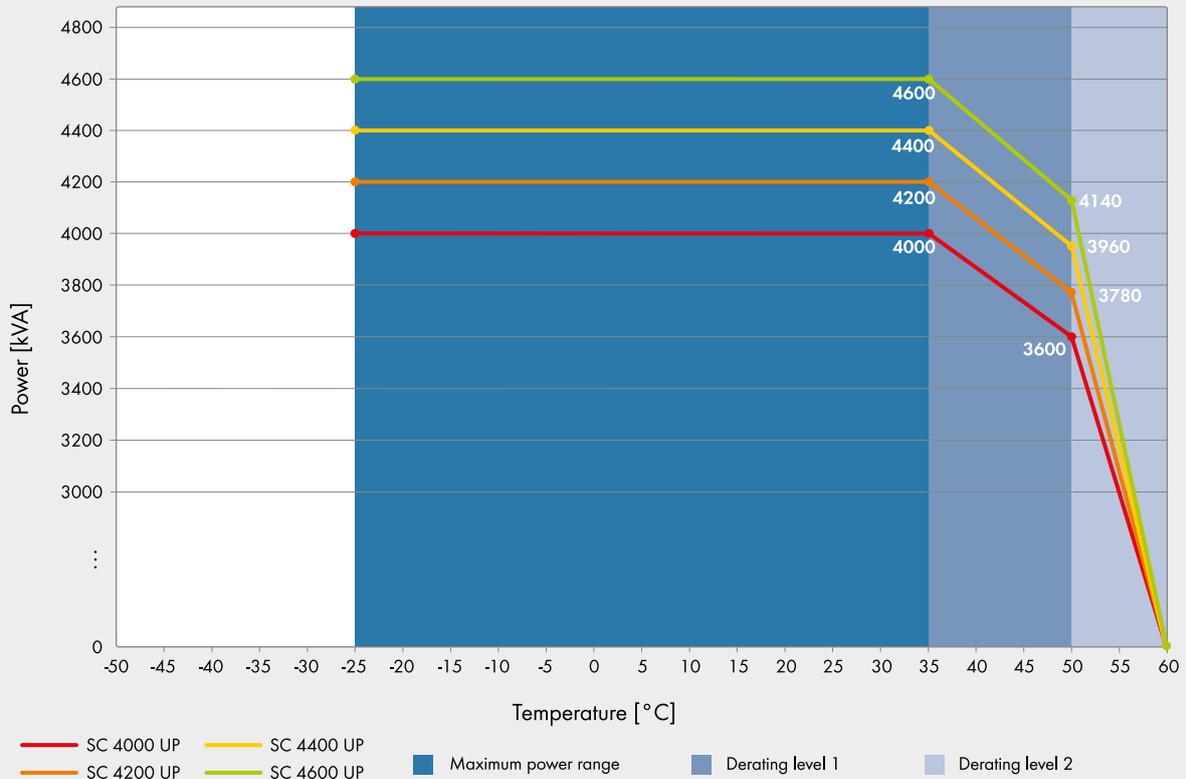
- 8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
- 9) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
- 10) Depending on the DC voltage
- 11) Earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage
- 12) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1050 V_{DC}
- 13) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1000 V_{DC}
- 14) Nominal AC power at 35 °C achievable up to a maximum of 1025 V_{DC}

Technical Data	SC 4400 UP	SC 4600 UP
DC side		
MPP voltage range V _{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	962 to 1325 V / 1000 V	1003 to 1325 V / 1040 V
Min. DC voltage V _{DC, min} / Start voltage V _{DC, Start}	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Max. DC voltage V _{DC, max}	1500 V	1500 V
Max. DC current I _{DC, max}	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current I _{DC, SC}	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35 °C / at 50 °C)	4400 kVA ¹³⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ¹⁴⁾ / 4140 kVA
Nominal AC active power at cos φ = 0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	3520 kW ¹³⁾ / 3168 kW	3680 kW ¹⁴⁾ / 3312 kW
Nominal AC current I _{AC, nom} (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{11) 8)}	660 V / 528 V to 759 V	690 V / 552 V to 759 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.9% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4400 UP	SC 4600 UP

SYSTEM DIAGRAM



TEMPERATURE BEHAVIOR (at 1000 m)



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	111

14.3 POWER STATION

MV POWER STATION

4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



MVPS-4000-S2 / MVPS-4200-S2 / MVPS-4400-S2 / MVPS-4600-S2



Resistente

- La stazione e tutti i componenti sono sottoposti a test
- Perfetta per condizioni ambientali estreme

Pratica

- Sistema "plug and play"
- Completamente preassemblata per un'installazione e messa in servizio semplice

Conveniente

- Semplicità di progetto e installazione
- Costi di trasporto ridotti grazie alla piattaforma da 20 piedi

Flessibile

- Un unico design per tutto il mondo
- DC-Coupling Ready
- Numerose opzioni

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Soluzione chiavi in mano per centrali fotovoltaiche

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central UP e Sunny Central Storage UP e i componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza maggiore e può essere fornita chiavi in mano in tutto il mondo. Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 V_{CC}, la soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a test. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi. Naturalmente la MV Power Station è predisposta per i collegamenti CC.

MV POWER STATION

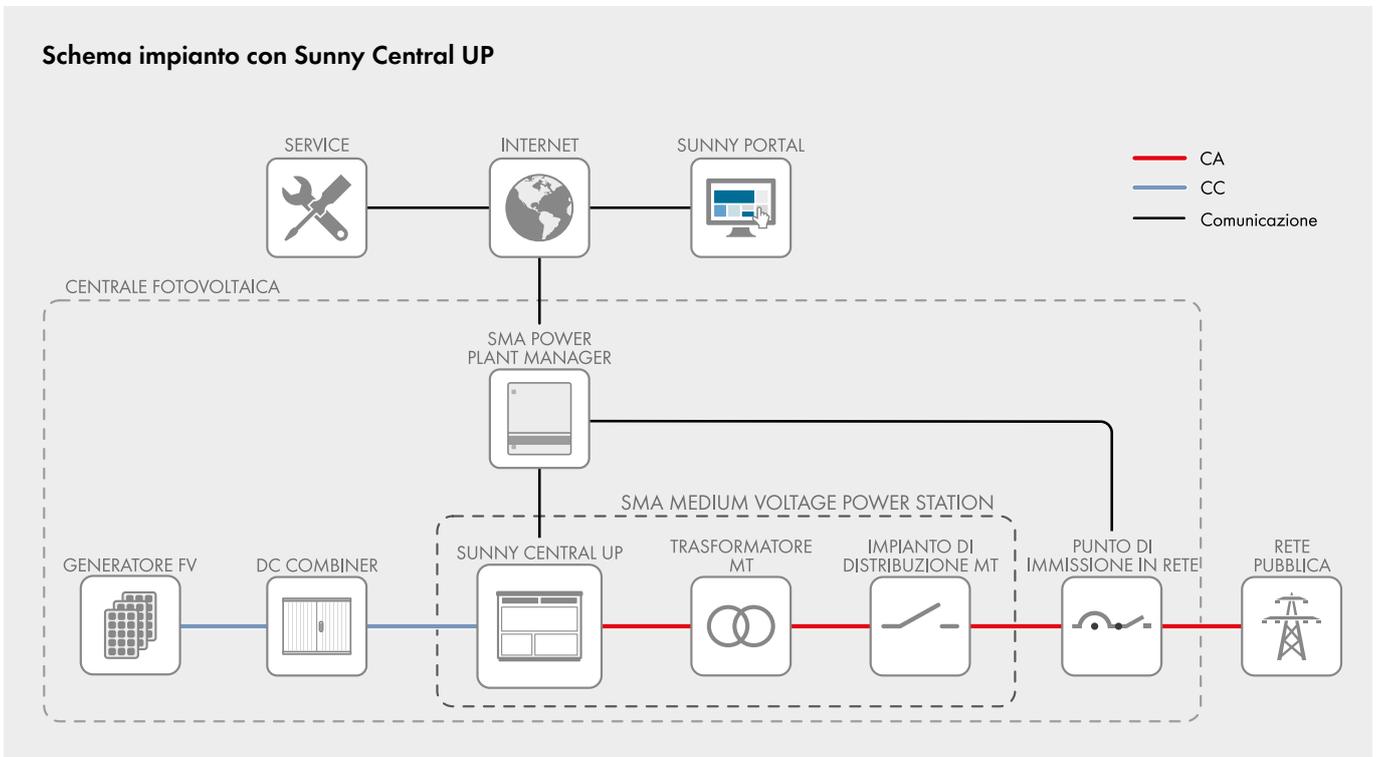
4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Dati tecnici	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4000 UP oppure 1 x SCS 3450 UP oppure 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP oppure 1 x SCS 3600 UP oppure 1 x SCS 3600 UP-XT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	○	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +35°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	da 10 kV a 35 kV	da 10 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3%	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Grado di rendimento max ³⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CEC ⁴⁾	98,8% / 98,6% / 98,5%	98,8% / 98,7% / 98,5%
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder	● / ○ / ○	
2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○	
Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4000-S2	MVPS-4200-S2

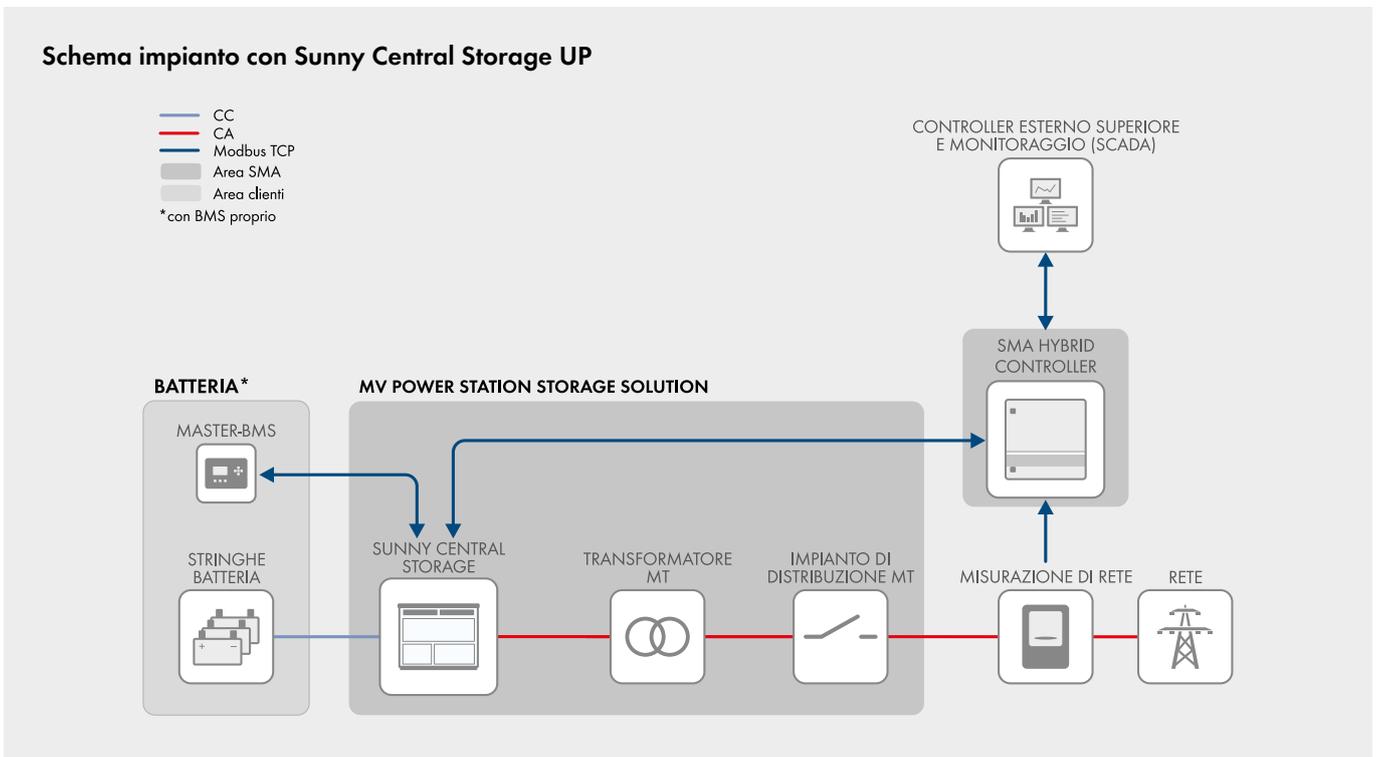
- 1) Dati riferiti all'inverter. Per ulteriori dettagli si veda la scheda tecnica dell'inverter.
 2) KNAN = estere con raffreddamento naturale ad aria
 3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione
 4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione

Dati tecnici	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Ingresso (CC)		
Inverter selezionabili	1 x SC 4400 UP oppure 1 x SCS 3800 UP oppure 1 x SCS 3800 UP-XT	1 x SC 4600 UP oppure 1 x SCS 3950 UP oppure 1 x SCS 3950 UP-XT
Tensione d'ingresso max	1500 V	1500 V
Numero ingressi CC	a seconda dell'inverter scelto	
Zone Monitoring integrato	○	
Amperaggi disponibili dei fusibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Uscita (CA) lato di media tensione		
Potenza nominale con SC UP (da -25°C a +35°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3960 kVA	4600 kVA / 4140 kVA
Potenza nominale con SCS UP (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3365 kVA
Potenza di carica SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	3950 kVA / 3300 kVA	4130 kVA / 3455 kVA
Potenza di scarica con SCS UP-XT (da -25°C a +25°C / 40°C opzionale 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Tensioni nominali tipiche CA	da 10 kV a 35 kV	da 10 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Fattore massimo di distorsione	< 3%	
Immissione di potenza reattiva (fino a max 60% della potenza nominale)	○	
Fattore di potenza a potenza nominale / fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Rendimento inverter		
Grado di rendimento max ³⁾ / Grado di rendimento europeo ³⁾ / Grado di rendimento CEC ⁴⁾	98,8% / 98,7% / 98,5%	98,8% / 98,7% / 98,5%
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I	
Separazione galvanica	●	
Resistenza ad archi elettrici cabina elettrica MT (secondo IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Peso	< 18 t	
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Temperatura ambiente da -25°C a +45°C / da -25°C a +55°C / da -40°C a +45°C	● / ○ / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60529	Cabine elettriche IP23D, elettronica inverter IP54	
Ambiente: standard / critico	● / ○	
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	95% (per 2 mesi/anno)	
Altitudine operativa max. s.l.m. 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fabbisogno d'aria fresca inverter	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capicorda	
Collegamento CA	Connettore angolare conico esterno	
Tap changer per trasformatore di media tensione: senza / con	● / ○	
Avvolgimento di schermatura per trasformatore MT: senza / con	● / ○	
Pacchetto monitoraggio	○	
Colore involucro cabina	RAL 7004	
Trasformatore per utilizzatori esterni: senza / 10 / 20 / 30 / 40 / 50 / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Impianto di distribuzione in media tensione: senza / 1 feeder / 3 feeder	● / ○ / ○	
2 feeder con sezionatore di carico, 1 feeder trasformatore con interruttore di potenza, resistenza ad arco elettrico interno IAC A FL 20 kA 1 s secondo IEC 62271-200	● / ○ / ○	
Resistenza ai cortocircuiti impianto di distribuzione in media tensione (20 kA 1 s / 20 kA 3 s / 25 kA 1 s)	● / ○ / ○	
Accessori dei quadri di distribuzione in media tensione: senza / contatti ausiliari / motore per feeder trasformatore / collegamento a cascata / monitoraggio	● / ○ / ○ / ○ / ○ / ○	
Contenitore di raccolta olio integrato: senza / con	● / ○	
Standard (per ulteriori standard si veda la scheda tecnica dell'inverter)	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN50588-1, CSC Certificate	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	MVPS-4400-S2	MVPS-4600-S2

Schema impianto con Sunny Central UP



Schema impianto con Sunny Central Storage UP



CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	116

14.4 CAVI 36 KV

MEDIUM VOLTAGE CABLE

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

APPLICATIONS AND CHARACTERISTICS

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

SHOCK PROOF SK2 has a very good shock resistance characteristics.

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

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

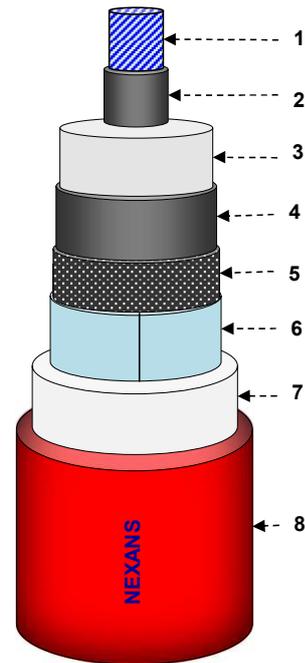
This type of cable can be directly buried without additional protections because it is comparable to an armoured cable.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

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

CONSTRUCTION

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



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

STANDARDS

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

MARKING by ink of the following legend:

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

<Year> = year of manufacturing

<S> = section of the conductor



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



Longitudinal waterproof



Radial waterproof



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



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



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

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

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

Note

Laying condition:

- depth (m):

- soil thermal resistivity (°Cm/W):

- metallic layers connection:

trefoil formation

0,8

1,5

solid bonding (earthed at both ends)

X = phase reactance

C = capacitance

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

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRrti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	119

14.5 CAVI BT

FG16R16 0,6/1 kV G16TOP

Cca - s3, d1, a3



In accordo alla normativa Europea Prodotti da Costruzione CPR
According to the requirements of the European Construction Product Regulation CPR

Norma di riferimento CEI UNEL 35318

Descrizione del cavo

Anima

Conduttore a corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto

Isolante

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

Colori delle anime

● nero

Rivestimento interno

Riempitivo/guainetta di materiale non igroscopico

Guaina

In PVC speciale di qualità R16, colore grigio

Marcatura

Stampigliatura ad inchiostro ogni 1 m:

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

Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP anno

Marcatura metrica progressiva

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

Applicazioni

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

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

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

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

Standard

CEI UNEL 35318

Cable design

Core

Stranded flexible annealed bare copper conductor

Insulation

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

Core identification

● black

Bedding

Filler/sheath non hygroscopic material

Sheath

Special PVC grey outer sheath, R16 type grey colour

Marking

Ink marking each meter interval on the outer sheath:

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

Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP year

Progressive metric marking

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

Applications

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

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

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

Can be directly buried.

TEMPERATURA
FUNZIONAMENTO /
OPERATING
TEMPERATURE



TEMPERATURA
CORTOCIRCUITO /
SHORT-CIRCUIT
TEMPERATURE



UE 305/11
CPR



FLESSIBILE /
FLEXIBLE



Condizioni di posa / Laying conditions

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



TUBO
O CANALINA
IN ARIA /
DUCT OR
CABLE TRAY



CANALE
INTERRATO /
BURIED TROUGH



TUBO
INTERRATO /
BURIED DUCT



ARIA LIBERA /
OPEN AIR



INTERRATO CON
PROTEZIONE /
BURIED
WITH PROTECTION



FG16R16 0,6/1 kV G16TOP



FG16R16

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

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

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

Note / Notes:

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

CODICE ELABORATO	OGGETTO DELL'ELABORATO	PAGINA
R.7 – RENO808PDRti007R0	RELAZIONE TECNICA E CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI	122

14.6 CAVI CC

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



Application

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

Global data

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

Notes on installation

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

Design features

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

Electrical parameters

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

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



Chemical parameters

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

Thermal parameters

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

Mechanical parameters

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

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

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