

REGIONE BASILICATA

Comuni di **Montemilone e Venosa** (PZ)



Progetto per la realizzazione e l'esercizio di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 18,04 MW e delle opere connesse ed infrastrutture necessarie alla connessione alla RTN

STMG: 201900566 - Denominazione impianto Venosa 2

C.da Boreano - Venosa (PZ)

Committente:

Venosa Solar s.r.l.

Viale Santa Margherita Ligure 8 - Rimini (RN)

Advisory:

Acap Advisory - No 1 Poultry, London, Regno Unito



Servicer:

REGLOSER srl - Via 25 Aprile 6/b - Lavello (Pz)



Elaborato: **PROG_02**

Relazione tecnica di impianto

Data: Marzo 2023

Scala:

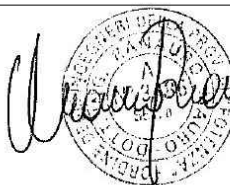
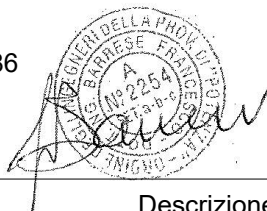
Progetto

- ☐ Preliminare
☒ Definitivo
☐ As Built

Project Engineer:

Ing. Francesco BARRESE Ordine Ingegneri
Potenza n. 2256

Ing. Mauro RANAURO
Ordine Ingegneri Potenza n. 3486



Venosa Solar s.r.l.
Viale S.Margherita Ligure 8
47924 - Rimini (RN)
P.Iva 04512700404

Revisione	Data	Descrizione	Redatto	Approvato	Autorizzato

Sommario

Premessa	2
Potenza impianto fotovoltaico	2
Normative di riferimento.....	2
Elenco componenti.....	3
Moduli fotovoltaici	4
Inverter fotovoltaici	4
Tracker	5
Trasformatori BT/MT.....	5
String-box	6
Media Tensione	7
Cablaggio di media tensione	8
Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo	8
Servizi ausiliari	9
Impianto TVCC	9
Informativa “minima” punto di ripresa	10
Allegati	10
1 Scheda tecnica modulo FV;.....	10
2 Scheda tecnica strutture di supporto;	10
3 Scheda tecnica SMA MV Power Station;	10
4 Scheda tecnica trasformatore SMA MT/bt;.....	10
5 Certificazione trasformatore MT/bt ai sensi della CEI 0-16 art. 8.3.15	10

Premessa

Il presente elaborato tecnico viene redatto in relazione al progetto, proposto dalla società VENOSA SOLAR SRL s.r.l. con sede legale a RIMINI, in via S. Margherita Ligure, 8, codice fiscale e partita IVA 04512700404, rappresentata legalmente dal sig. Marco Arcangeli, relativo alla realizzazione di un impianto agrofotovoltaico per la produzione di lavanda e di energia elettrica da fonte rinnovabile con potenza pari a 18,047 Mwp da connettere alla rete elettrica di trasmissione nazionale - RTN.

L'opera di che trattasi verrà realizzata nel Comune di Venosa (PZ), in contrada "Boreano".

Il progetto prevede la realizzazione di 3 lotti d'impianto (lotto1, lotto 2 e lotto 3), le cui rispettive cabine di campo sono collegate tra loro con linea interrata in BT fino alla cabina di raccolta e consegna, ubicata nel lotto 3. La linea interrata collegherà il Lotto 1 e il Lotto 2 muovendosi sulla S.P. 135 Boreano; dal Lotto 2 proseguirà fino a deviare in direzione SE ed intercettare il Lotto 3; dal Lotto 3 scendere in direzione SE fino ad incrociare la S.P. 18 Ofantina in località Perillo Soprano, attraverserà quest'ultima e si dirigerà in direzione SE fino ad arrivare alla sottostazione elettrica (S.S.E.) condivisa. Dalla S.S.E. partirà la linea interrata AT a 150 Kv fino alla Stazione Terna in località Perillo Soprano.

Nel territorio comunale di Venosa le particelle catastali interessate sono:

	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	Superficie Totale (ha)	Destinazione	TOTALE DISPONIBILE
Lotto 1	Venosa (PZ)	15	204	6,4	SEMINATIVO	6,9
	Venosa (PZ)	15	119	0,5	SEMINATIVO IRRIGUO	
Lotto 2	Venosa (PZ)	15	106	2	SEMINATIVO	4,3
	Venosa (PZ)	15	107	2,3	SEMINATIVO	
Lotto 3	Venosa (PZ)	17	494	4	SEMINATIVO	6,21
	Venosa (PZ)	17	159	1,41	SEMINATIVO	
	Venosa (PZ)	17	199	0,8	SEMINATIVO	

L'opera di che trattasi verrà realizzata nel Comune di Venosa (Pz), in un area agricola.

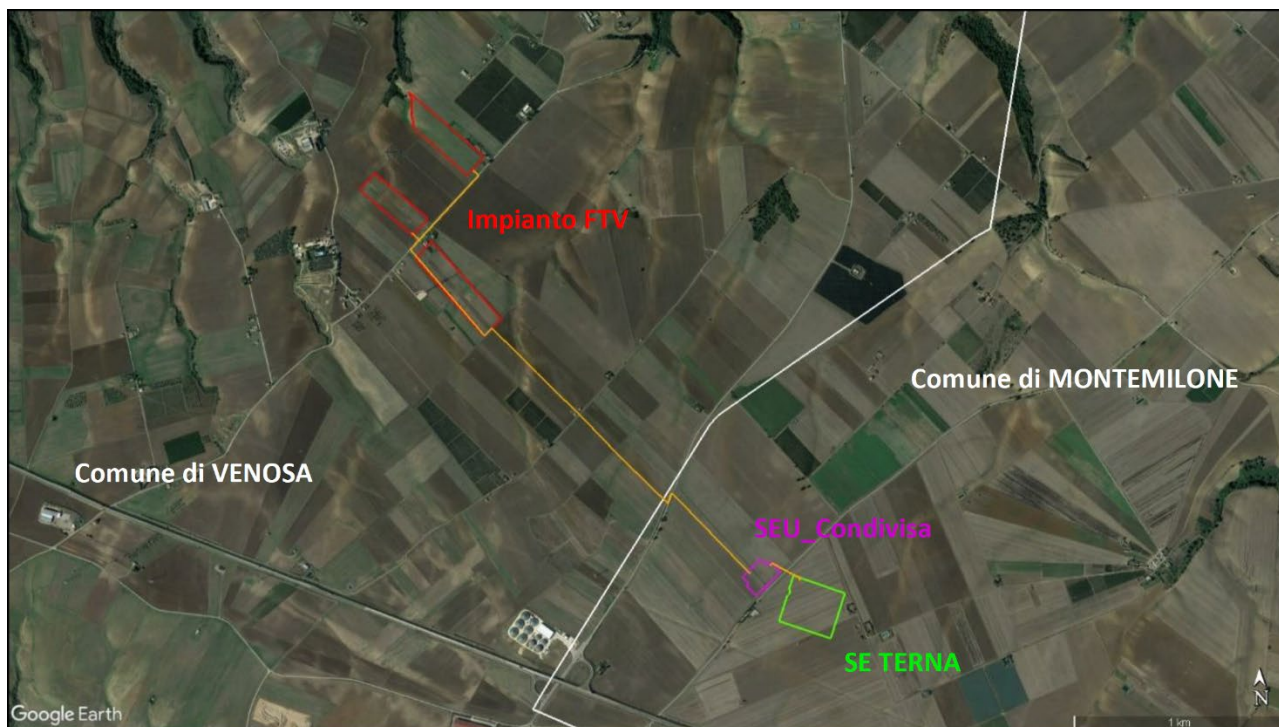


Figura 1: Inquadramento area d'interesse su ortofoto - Fonte: Google Earth

Potenza impianto fotovoltaico

La potenza nominale dell'impianto di generazione da moduli fotovoltaici, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli FV sarà pari a **18,047 Mw**, generata da 26.936 moduli fotovoltaici di potenza pari a 670 wp cadauno.

La potenza di immissione, calcolata come somma delle potenze massime in uscita dagli inverters sarà pari a **18,047 MW**

Normative di riferimento

Le opere in argomento, saranno progettate, costruite e collaudate in osservanza di:

- la legge 1° marzo 1968, n. 186: Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici;
- la legge 18 ottobre 1977, n. 791: Attuazione della direttiva CEE n. 72/73 relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione;

- il D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392: Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini dell'installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza;
- il D. Lgs. 25 novembre 1996, n. 626: Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione;
- il D. Lgs. 31 luglio 1997, n. 277: Modificazioni al decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 626, recante attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione;
- il D.P.R. 22 ottobre 2001, n. 462: Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi;
- il DM 22 gennaio 2008, n. 37: Norme per la sicurezza, la progettazione, l'installazione e la manutenzione degli impianti tecnici;
- il D. Lgs. 09 aprile 2008, n. 81: Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- il D.Lgs. 16 giugno 2017, n. 106: Adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) n. 305/2011, che fissa che fissa condizioni armonizzate per la commercializzazione dei prodotti da costruzione e che abroga la direttiva 89/106/CEE;
- le direttive dell'Unione Europea vigenti in materia;
- le vigenti norme CEI applicabili;
- le vigenti norme UNI applicabili;
- le tabelle CEI UNEL applicabili;
- le prescrizioni dell'Ente Erogatore dell'energia elettrica;
- le prescrizioni degli Enti e delle Autorità locali e regionali;
- le prescrizioni dei Vigili del Fuoco;
- vincoli paesaggistici ed ambientali;
- disposizioni e prescrizioni delle Autorità locali, Enti ed Amministrazioni interessate;
- disposizioni nazionali derivanti da leggi, decreti e regolamenti applicabili, con eventuali aggiornamenti, vigenti al momento della consegna del nuovo impianto, con particolare attenzione a quanto previsto in materia antinfortunistica.
- ogni altra prescrizione, regolamentazione e raccomandazione applicabile agli impianti elettrici ed alle loro parti componenti.

Elenco componenti

L'impianto fotovoltaico è costituito da un unico campo con 26.936 moduli fotovoltaici monocristallini bifacciali da 670 Wp

I moduli saranno collegati tra loro in stringhe da 18 moduli ciascuna per un totale di 1.497 stringhe. Le stringhe a loro volta verranno connesse string box (DC combiner) e gli stessi verranno connessi ai singoli inverter centralizzati.

Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici scelti dal Produttori, sono ad altissima efficienza, di marca TrinaSolar, modello Vertex, mod TSM-DE21.W, con potenza 670W, costituiti da 132 celle, celle monocristalline PERC monofacciali di ultima generazione, tensione di esercizio fino a 1500V.



Figura 1: Modulo fotovoltaico Trinasolar, Vertex, mod TSM-DE21.W

L'impianto fotovoltaico ospiterà un totale di 1.497 stringhe che collegano 18 moduli ciascuna, con un totale di 26.936 moduli e una potenza di picco dell'impianto di 18.047,12 Kwp

Inverter fotovoltaici

La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata mediante n° 6 convertitori statici trifase centralizzati (central inverter) di marca SMA modello Sunny Central, 2 con uscita da 3060 kVA e 4 con uscita da 4.000 KVA in CA.



Figura 2: Inverter SMA Sunny Central UP 4000

L'inverter funziona automaticamente e controlla l'avvio e l'arresto dello stesso. Incorpora un avanzato sistema di tracciamento di massima potenza (MPPT) per massimizzare l'energia ottenuta dai pannelli fotovoltaici. Per ridurre al minimo le perdite durante il processo di investimento, utilizza la tecnologia di commutazione che utilizza transistor bipolari con gate isolati (IGBT).

L'inverter è progettato in conformità con le normative europee, pertanto soddisfa tutti i requisiti CE e le normative applicabili ed è certificato da TÜV Rheinland.

Verranno installati in totale 6 inverter SMA SUNNY UP , 4 da 4000 kVA e 2 da 3060 KVA , con una potenza totale in AC di 22,120 MVA.

Strutture di sostegno dei moduli

I moduli fotovoltaici saranno installati su strutture fisse, che verranno posizionati nella direttrice nord-sud.

Trasformatori MT/BT

Gli inverter indicati presentano uscita a tensione 434V, trifase, 50Hz.

Ogni inverter sarà accoppiato ad un trasformatore elevatore di tensione che porterà il vettore energia alla tensione di rete pari a 30kV trifase, 50Hz

A tale scopo verranno utilizzati trasformatori di distribuzione raffreddati ad aria e isolati in olio. Queste apparecchiature elevano il livello di tensione prodotto dagli inverter, portandolo da 434 V a 30.000 V, con un gruppo di connessione Dyn11.

I trasformatori avranno cadauno potenza nominale 2475kVA, e tensione di corto circuito pari a 6,00% per essere in linea con le disposizioni dell'art. 8.5.13 della norma CEI 0-16.



Figura 3: esempio di trasformatore ONAN

String-box

Il parallelo tra le stringhe dei moduli FV sarà realizzato con impiego di 16 string box per ciascun inverter.

Ciascun string-box sarà dotato di 18 ingressi di stringa. Ogni ingresso sarà protetto contro le correnti inverse da diodo di blocco e fusibile di protezione.

Sulla barratura di parallelo dello string box sarà collegato uno scaricatore di sovratensione e l'uscita per il collegamento con l'inverter sarà equipaggiata con interruttore magnetotermico.

Tutti i parametri di ciascuna stringa, nonché lo stato dei dispositivi saranno controllati da apposito software di gestione e trasmessi al sistema di supervisione centrale.



Figura 4: esempio di quadro di parallelo

Media Tensione

La cabina di ricezione sarà dotata di protezione generale CEI 0-16 con relative celle di misura, ed inoltre le due protezioni di linea dell'anello interno di distribuzione.

Ciascuna cabina interna sarà dotata di quadro di media tensione in entra-esci, costituito da 3 sezionatori sotto carico.

Per uniformità di prodotto e coordinamento si sceglie di impiegare le MV Power Station SMA.

La Medium Voltage Power Station offre una densità di potenza importante all'interno di un container marittimo standard da 20 piedi. Questa soluzione "plug and play" semplifica trasporto, installazione e messa in servizio. La stazione può essere utilizzata con temperature fino a 50 °C.



Figura 5: MPower Station SMA

Cablaggio di media tensione

La rete di media tensione all'interno del parco fotovoltaico sarà distribuita ad anello. La configurazione ad anello permette di interconnettere con due linee ciascuna cabina interna per cui in caso di guasto o interruzione su qualsiasi tratto sarà possibile isolare il tratto in guasto e mantenere in esercizio tutto il campo.

L'anello sarà esercito aperto, con due rami distinti, protetti da due interruttori con protezione 50, 51, 51N e 67, coordinate e selettive rispetto alla protezione generale CEI 0-16. Questo tipo di configurazione permetterà di individuare e localizzare in guasto, isolarlo e ripristinare la funzionalità dell'intero campo anche in condizione di primo guasto.

Sistema di protezione, monitoraggio, comando e controllo

L'intero parco fotovoltaico sarà controllato da: un sistema centralizzato di controllo in sala quadri e un sistema di telecontrollo da una o più postazioni remote.

I sistemi di controllo, di protezione e di misura centralizzati sono installati nell'edificio di stazione, interconnessi tra loro e con le apparecchiature installate tramite cavi a fibre ottiche e hanno la funzione di connettere l'impianto con i sistemi remoti di telecontrollo, di provvedere al controllo e all'automazione a livello di impianto di tutta la stazione, alla restituzione e alla registrazione cronologica degli eventi.

Dalla sala quadri centralizzata sarà possibile il controllo della stazione qualora venga a mancare il sistema di teletrasmissione o quando questo è messo fuori servizio per manutenzione. In sala quadri la situazione dell'impianto (posizione degli organi di manovra), le misure e le segnalazioni sono rese disponibili su un display video dal quale è possibile effettuare le manovre di esercizio.



Figura 6: Sistema di supervisione SAM

Servizi ausiliari

A completamento dell'impianto di produzione saranno realizzati gli impianti ausiliari di gestione del parco FV.

Faranno parte degli impianti ausiliari:

- Impianto di illuminazione e fm di servizio dei locali tecnici;
- Impianto di videosorveglianza TVCC e antintrusione.

Gli impianti indicati saranno alimentati da apposito gruppo di misura in bassa tensione 400V, trifase con neutro, 50Hz, separato dal punto di immissione del parco fotovoltaico.

Questa configurazione permetterà di mantenere il regime di cessione totale dell'energia prodotta (al netto dell'autoconsumo dei trasformatori), pertanto non sarà necessaria una gestione dedicata per quanto riguarda le accise sull'energia consumata dai servizi ausiliari che verranno addebitati nella bolletta dedicata.

Nella cabina di ricezione sarà installato apposito quadro di distribuzione dei servizi ausiliari.

All'interno del campo FV la distribuzione dei servizi ausiliari utilizzerà tubazioni e vie cavi dedicate e distinte rispetto alla distribuzione MT e alla distribuzione in CC.

Ciascun locale tecnico (sala quadri, cabina di trasformazione, locale misure, ecc. sarà dotato di impianto di illuminazione realizzato con un apparecchio di illuminazione ordinaria, sorgente a led, 54W~~W~~ comandato da interruttore locale, e un apparecchio di illuminazione di emergenza 600lm, autonomia 1h con batteria di accumulo a bordo lampada.

L'illuminazione esterna sarà realizzata con proiettori led disposti perimetralmente al campo, nelle medesime posizioni in cui verranno posizionate le telecamere per evitare effetti di abbagliamento nelle riprese.

Impianto TVCC

I punti di ripresa saranno realizzati con apparecchio montato su palo con sbraccio. Verrà previsto un collegamento POE fino all'iniettore posto all'interno del box realizzato mediante cavo UTP cat 6 adatto alla posa in esterno (guaina in PVC di tipo Rz) protetto mediante guaina flessibile e fissato al palo mediante fascette metalliche.

Gli impianti elettrici utilizzatori dei dispositivi di ripresa dovranno essere realizzati in bassa Tensione di Sicurezza (in genere $\leq 24V_{cc}$) ed i circuiti terminali saranno realizzati a norma CEI.

Per installazioni su palo esistente di illuminazione in Classe II si dovrà porre la massima cura nell'esecuzione dei collegamenti elettrici affinché in essi venga mantenuto il doppio isolamento dell'installazione mentre nel caso di sistema TT (palo messo a terra) si dovrà porre la massima cura nel separare i circuiti terminali della videosorveglianza. In ogni caso pertanto i circuiti terminali della videosorveglianza verranno eseguiti:

- in cavo a doppio isolamento e/o cavo in FO posato direttamente all'interno del passaggio cavi del palo;
- in cavo a isolamento semplice (cavo di rete in rame) posato entro guaina isolante all'interno del passaggio cavi del palo.

I cavi di rete ed eventualmente di alimentazione elettrica alle telecamere dovranno essere posati in cavidotti di nuova posa.

Nello stesso tubo non dovranno esserci conduttori riguardanti servizi diversi anche se alla medesima tensione di esercizio. Ogni utilizzatore deve essere provvisto di possibilità di interruzione dell'alimentazione.

Tutti i conduttori infilati entro i pali e bracci metallici, saranno ulteriormente protetti, per assicurare il doppio isolamento, da una guaina isolante di diametro adeguato con rigidità dielettrica 10 kV/mm.

Tutti i collegamenti dovranno essere eseguiti a perfetta regola d'arte.

Informativa “minima” punto di ripresa

In ogni punto di ripresa dovranno essere installati idonei cartelli di informativa “minima”, riportanti il titolare del trattamento e la finalità perseguita.



Allegati

- 1 Scheda tecnica modulo FV;
- 2 Scheda tecnica SMA Sunny Central Power Station;
- 3 Scheda tecnica trasformatore SMA MT/bt;
- 4 Certificazione trasformatore MT/bt ai sensi della CEI 0-16 art. 8.3.15



BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE21

POWER RANGE: 650-670W

670W

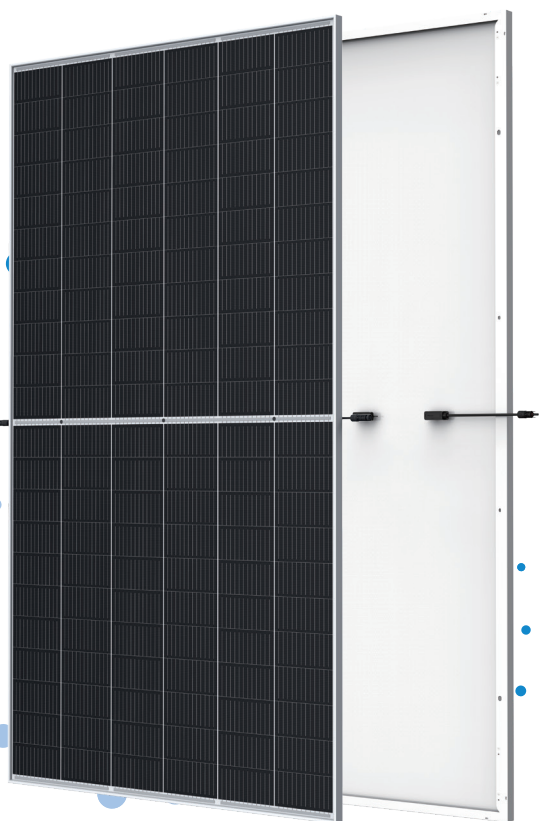
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.6%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

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



High power up to 670W

- Up to 21.6% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

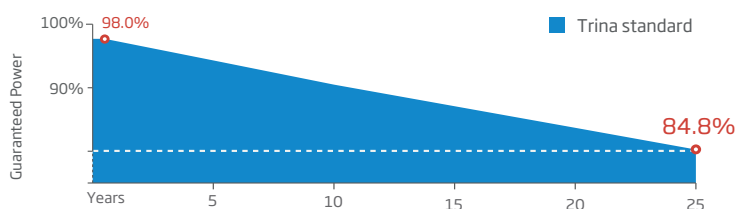
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive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



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



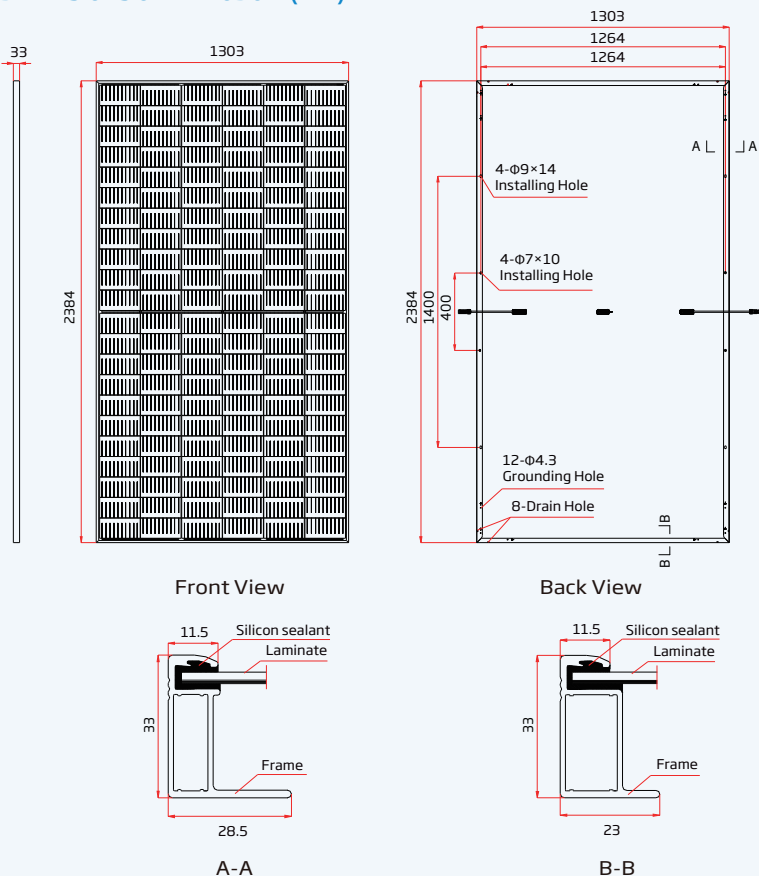
Comprehensive Products and System Certificates



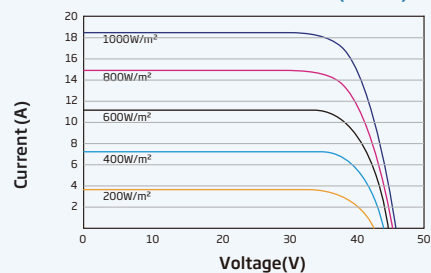
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



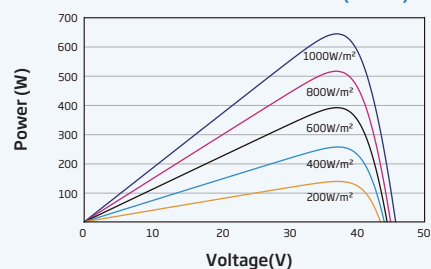
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



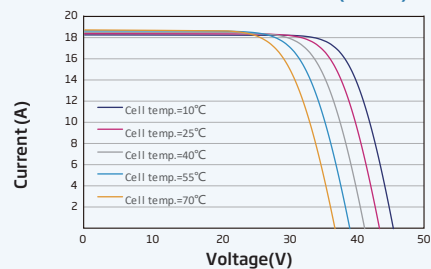
I-V CURVES OF PV MODULE(655 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(655W)



I-V CURVES OF PV MODULE(655 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	650	655	660	665	670
Power Tolerance-P _{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.4	37.6	37.8	38.0	38.2
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	17.39	17.43	17.47	17.51	17.55
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	18.44	18.48	18.53	18.57	18.62
Module Efficiency η_m (%)	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	492	496	500	504	508
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	34.9	35.1	35.3	35.4	35.6
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	14.09	14.13	14.17	14.22	14.26
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	14.86	14.89	14.93	14.96	15.01

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	33.3 kg (73.4 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

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

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

Requirements for medium-voltage transformers and transformers for internal power supply for **SUNNY CENTRAL** and **SUNNY CENTRAL STORAGE**

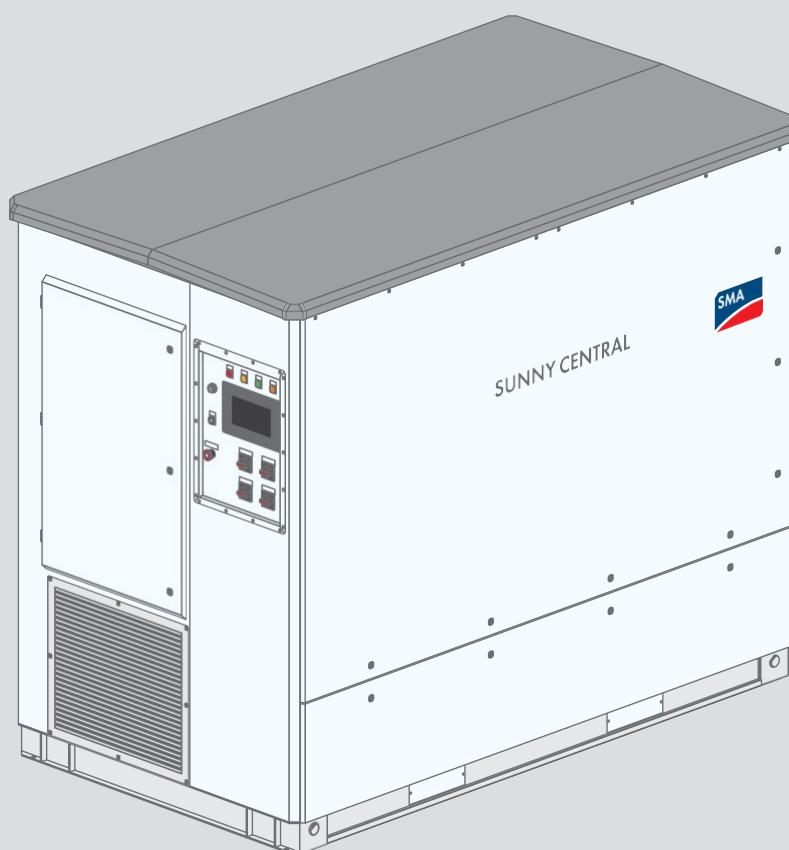


Table of Contents

1	Information on this Document.....	3
1.1	Validity.....	3
1.2	Limited statutory warranty.....	3
2	Technical requirements for the MV transformer.....	4
2.1	General Requirements.....	4
2.2	Requirements for two-winding transformers used to connect one inverter.....	5
2.3	Requirements for four-winding transformers used to connect two inverters.....	6
2.4	Requirements for multi-winding transformers used to connect three inverters.....	8
2.5	Requirements for multi-winding transformers used to connect four inverters.....	8
3	Technical requirements for the transformer for internal power supply.....	9
3.1	General Requirements.....	9
3.2	Requirements for the connection to the park-side utility grid.....	9
3.3	Requirements for the connection to the AC output of the inverter.....	10
4	Appendix.....	11
4.1	Technical data of the inverter.....	11
4.2	Technical Data of the Transformers.....	14

1 Information on this Document

1.1 Validity

This document applied to all device types of the Sunny Central inverter.

It describes the requirements for MV transformers and transformers for internal power supply that are connected to Sunny Central inverters and provided by the customer.

Please note that not all Sunny Central inverters can be combined with all MV transformers. For more details, please refer to the following pages.

1.2 Limited statutory warranty

SMA Solar Technology AG only provides statutory warranty for products purchased from SMA Solar Technology AG.

SMA Solar Technology AG America LLC only provides statutory warranty for products purchased from SMA Solar Technology AG America LLC.

The statutory warranty for the inverters and other products purchased from SMA does not apply if the requirements described in this document are not met.

2 Technical requirements for the MV transformer

2.1 General Requirements

- ☐ The MV transformer can be of the liquid-immersed transformer type (for example, with mineral oil or organic oil) or of the dry-type transformer.
- ☐ The MV transformer must be designed at its low-voltage windings for voltages that arise during pulsed mode of the inverter.
- ☐ The power connection used must have suitable insulation resistance since voltages to ground of ± 2400 V at the most occur when the inverter is in pulsed mode (see Section 4.1 "Technical data of the inverter", page 11).

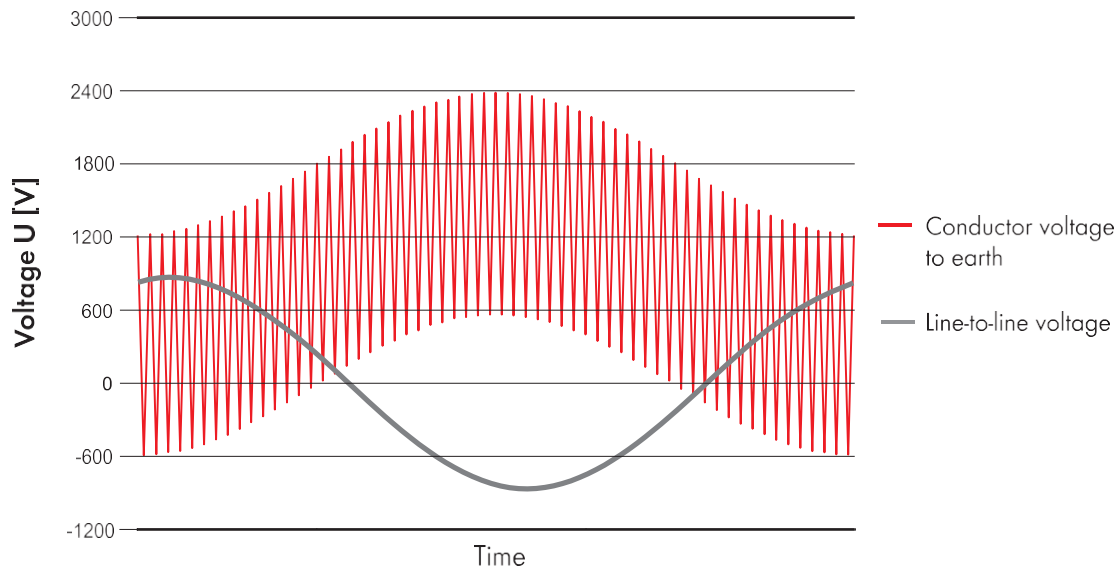


Figure 1: AC voltage level for SC 2500-EV

- ☐ The low-voltage windings of the MV transformer must be designed for voltages that are capable of a rate of rise in voltage dV/dt of up to $500 \text{ V}/\mu\text{s}$ to ground. The line-to-line voltages are sinusoidal.
- ☐ It is recommended to provide a shield winding grounded on the tank between the low-voltage windings and the high-voltage windings. This serves as an additional dV/dt filter.
- ☐ Each inverter requires a separate, galvanically insulated low-voltage winding. Therefore, the parallel operation of several inverters on one low-voltage winding is not permissible.
- ☐ The voltages at the low-voltage windings of the MV transformer must match the AC output voltage of the inverter (see Section 4.1 "Technical data of the inverter", page 11).
- ☐ The voltage level on the high-voltage side of the MV transformer must be selected according to the grid-connection point. The MV transformer must be connected to the medium-voltage grid or the high-voltage grid. Connection to the low-voltage grid is not permissible.
- ☐ When connecting to the medium-voltage grid, the use of a MV transformer with tap changer on the high voltage side is recommended. MV transformer with tap changer on the high-voltage side enables an adaptation to the voltage level of the medium-voltage grid.
- ☐ The MV transformer must be rated according to the temperature-dependent power behavior of the inverter.
- ☐ For thermal design, the load curve of the MV transformer and the ambient conditions at the respective mounting location must be taken into account. When operating with an additional reactive power supply, the increased loads in the design of the MV transformer are to be observed (for information about the reactive power supply of the inverter, see the inverter documentation).
- ☐ When designing the MV transformer for use with the Sunny Central Storage, it is important to remember that due to battery operation the MV transformer hardly cools down at all at night.

- ☐ The MV transformer must be designed for the AC output currents of the inverter (see Section 4.1 "Technical data of the inverter", page 11).
- ☐ If grounding of the MV transformer on the medium voltage side is required, the type of grounding regarding the entire system including the MV transformer must be taken into consideration.
- ☐ The consequences of any error, such as a short circuit, ground fault or voltage failure, must be taken into account when considering the overall system.
- ☐ The country-specific power frequency must be taken into account.
- ☐ The applicable country-specific standards and directives must be taken into account.
- ☐ SMA reserves the right to measure the currents of the sine-wave filter capacitors during commissioning and, if necessary, to optimize the entire system.

2.2 Requirements for two-winding transformers used to connect one inverter

- ☐ The following vector groups are recommended for handling the corresponding neutral points.

Insulated neutral point on medium-voltage side	Resonant grounding on medium-voltage side	Low-resistance grounded neutral point
Dy11, Dy5, Dy1, Dd0, Dd6 Yd11, Yd5, Yd1	YNy0 YNd11, YNd5, YNd1	YNy0

- ☐ If there is a neutral-point terminal on the low-voltage side, this neutral-point terminal must not be grounded or connected.

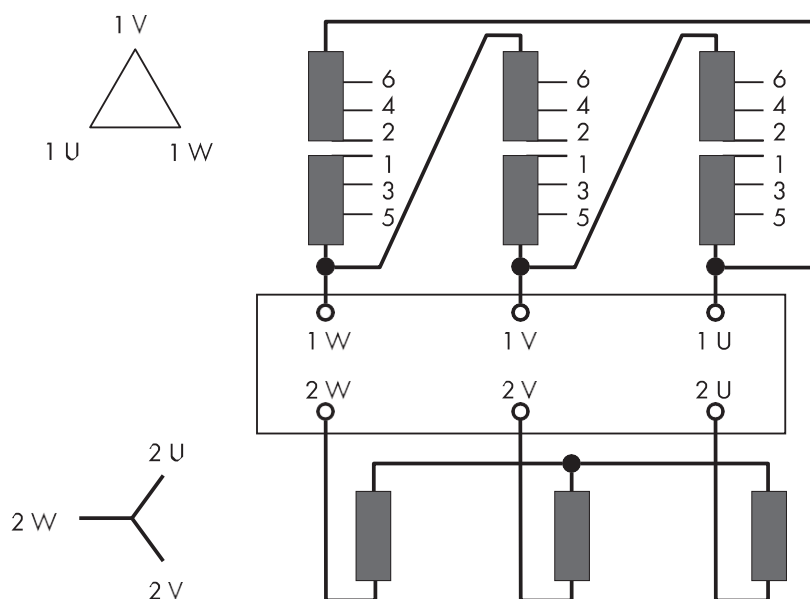


Figure 2: Circuit diagram of two-winding transformers (example)

- The relative impedance voltage V_k of the MV transformer between grid-connection point and AC output of the inverter must be between the minimum value $V_{k \min}$ and the maximum value $V_{k \max}$. The relative impedance voltage is based on the nominal power of the MV transformer (see Section 4.2 "Technical Data of the Transformers", page 14).

2.3 Requirements for four-winding transformers used to connect two inverters

A four-winding transformer (double story transformer) consists of two high-voltage windings and two low-voltage windings.

- It is recommended for four-winding transformers to provide a separate shield winding that is grounded at the tank, between each low-voltage winding and high-voltage winding.

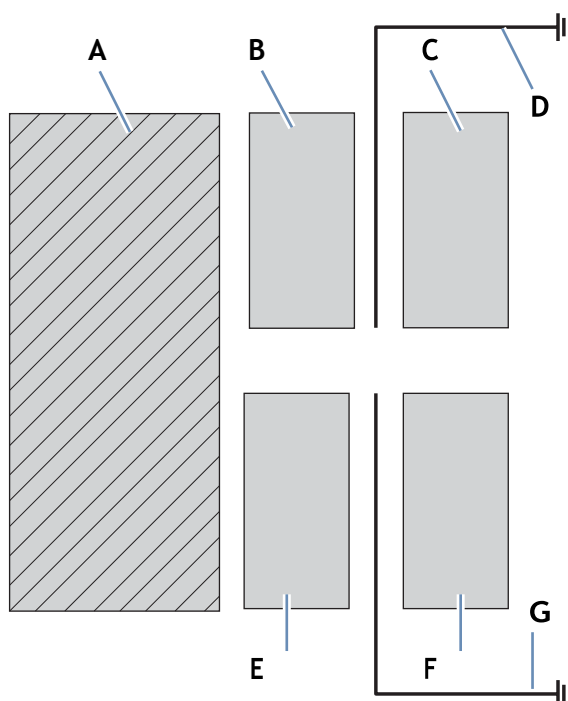


Figure 3: Four-winding transformers with separate shield windings

Position	Designation
A	Core
B	Low-voltage winding 1
C	High-voltage winding 1
D	Shield winding 1
E	Low-voltage winding 2

Position	Designation
F	High-voltage winding 2
G	Shield winding 2

- Four-winding transformers with varying vector groups can be used. The following vector groups are recommended for handling the corresponding neutral points.

Insulated neutral point on medium-voltage side	Resonant grounding on medium-voltage side	Low-resistance grounded neutral point
Dy11y11, Dy5y5, Dy1y1, Dd0d0, Dd6d6 Yd11d11, Yd5d5, Yd1d1	YNy0y0 YNd11d11, YNd5d5, YNd1d1	YNy0y0

- If there is a neutral-point terminal on the low-voltage side, this neutral-point terminal must not be grounded or connected.

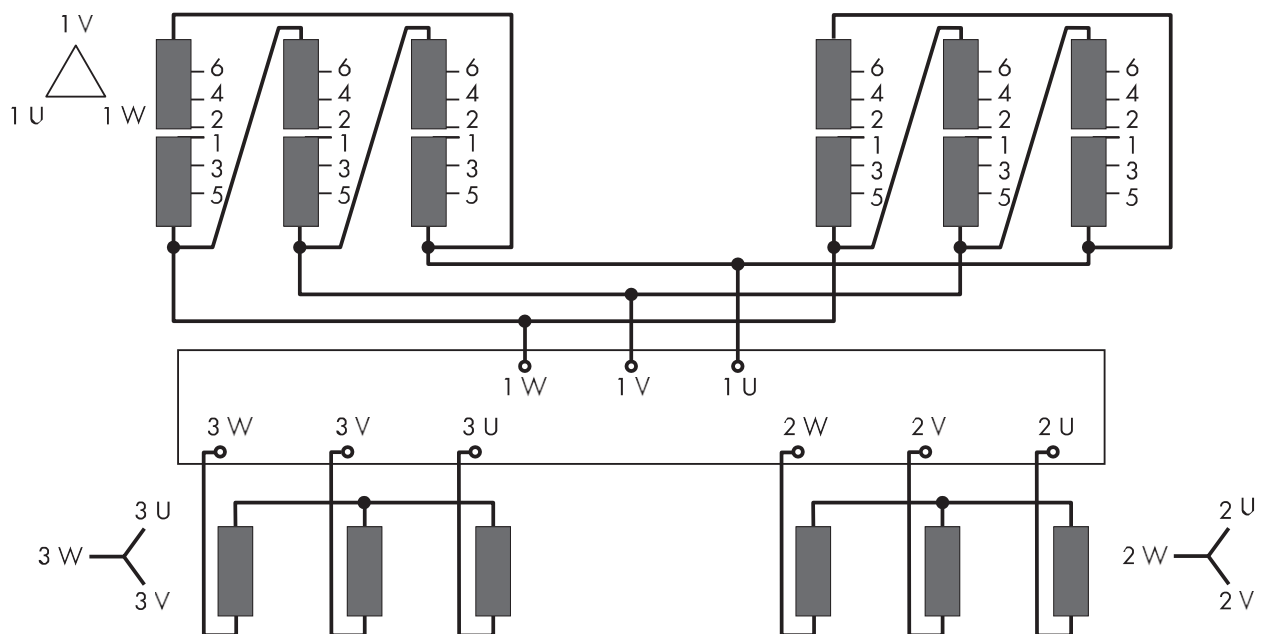


Figure 4: Circuit diagram of four-winding transformers (example)

- Four-winding transformers must be designed for an asymmetrical load flow in the low-voltage systems. This means that for long-term operation, the transformer must be designed for the feed-in of one inverter only.
- Four-winding transformers must be designed for the use of inverters of the Sunny Central Storage series so that full power can be fed in at one of the low-voltage windings and that full power can be used at the other low-voltage winding. The transformer must be designed for continuous operation in this operating state.
- The relative impedance voltage V_k of the MV transformer between grid-connection point and AC output of the inverter must be between the minimum value $V_{k\min}$ and the maximum value $V_{k\max}$. The relative impedance voltage is based on half the nominal power of the MV transformer (see Section 4.2 "Technical Data of the Transformers", page 14).
- The difference of the relative impedance voltages between the grid-connection point of the AC outputs of the two inverters must not exceed 0.5% (see Section 4.2 "Technical Data of the Transformers", page 14).

□

Example: Permissible Difference of Impedance Voltages $V_{k \text{ dif max}}$

The value of the relative impedance voltage from the high-voltage winding to low-voltage winding 1 is 6.0%. The value of the relative impedance voltage from the high-voltage winding to low-voltage winding 2 is 5.6%. The deviation of the relative impedance voltages is permissible since the difference amounts to 0.4% and is thus smaller than 0.5%.

Example: Non-Permissible Difference of Impedance Voltages $V_{k \text{ dif max}}$

The value of the relative impedance voltage from the high-voltage winding to low-voltage winding 1 is 6.0%. The value of the relative impedance voltage from the high-voltage winding to low-voltage winding 2 is 5.4%. The deviation of the relative impedance voltages is not permissible since the difference amounts to 0.6% and is thus greater than 0.5%.

- The value of the relative impedance voltage V_{k1-2} between the two low-voltage winding must be at least 9%. The impedance voltage is based on half the nominal power of the MV transformer. This value can be determined by shorting a low-voltage winding and increasing the voltage on the other low-voltage winding until the nominal current of a low-voltage system flows. During this time, the high-voltage windings are in no-load operation.

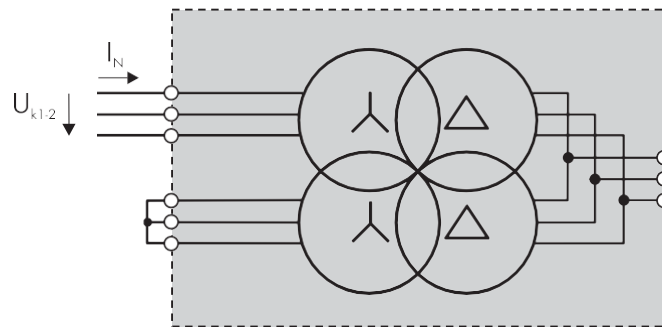


Figure 5: Circuit diagram for determining the impedance voltage U_{k1-2} in four-winding transformers (example)

2.4 Requirements for multi-winding transformers used to connect three inverters

The requirements for MV transformers to which three inverters are to be connected are the same as for two-winding transformers. Three two-winding active parts are mounted in a tank. All three active parts must be set up with separated cores.

2.5 Requirements for multi-winding transformers used to connect four inverters

The requirements for MV transformers to which four inverters are to be connected are the same as for four-winding transformers. Two four-winding active parts of double story design are mounted in a tank. Both active parts must be set up with separated cores.

3 Technical requirements for the transformer for internal power supply

3.1 General Requirements

The inverters are equipped by default with an internal transformer for internal power supply. However, the inverters can also be supplied externally.

General Requirements

- ☐ The transformer for internal power supply must be of three-phase design.
- ☐ The secondary side of the transformer for internal power supply must supply a voltage of 230 V/400 V (3/N/PE) to connect to the inverter.
- ☐ The transformer for internal power supply must be designed for an asymmetric load of 80%.
- ☐ A transformer for internal power supply with the Dyn5 or Dyn11 vector group is recommended.
- ☐ A shield winding that has to be grounded at the enclosure must be provided between the windings of the transformer for internal power supply.
- ☐ The transformer for internal power supply must be equipped with an external protection against overload.
- ☐ The ambient conditions of the transformer for internal power supply must be taken into account.
- ☐ The country-specific power frequencies must be taken into account.
- ☐ The applicable country-specific standards and directives must be taken into account.
- ☐ The transformer for internal power supply must provide a power of at least 8.4 kVA per inverter.
- ☐ Several inverters can be supplied by one transformer for internal power supply if this transformer can provide a power of at least 8.4 kV per inverter.
- ☐ The transformer for internal power supply must have external short-circuit protection ensuring that any potential short-circuit currents are limited to 10.0 kA at the inverter.

3.2 Requirements for the connection to the park-side utility grid

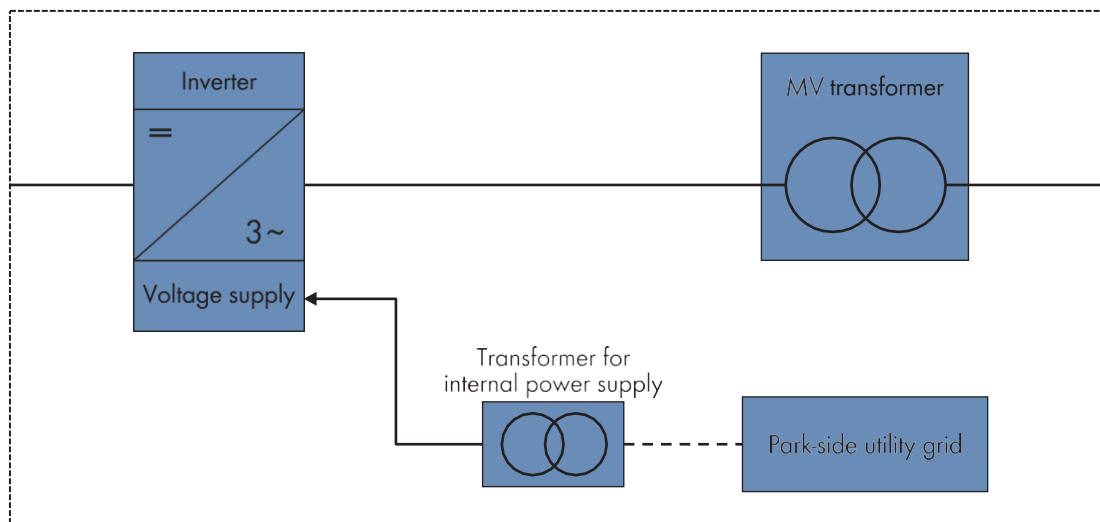


Figure 6: Connection of the transformer for internal power supply to the park-side utility grid

- ☐ For the connection to the park-side utility grid, the primary voltage of the transformer for internal power supply must be equal to the grid voltage.

3.3 Requirements for the connection to the AC output of the inverter

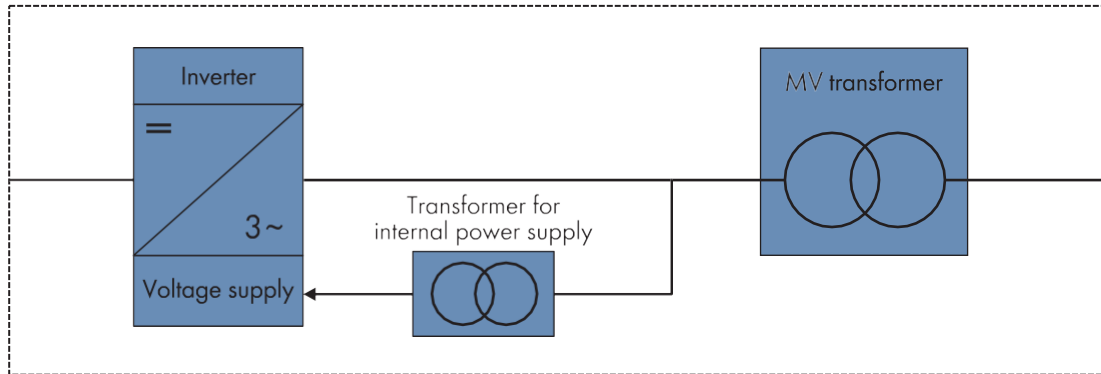


Figure 7: Connection of the transformer for internal power supply to the inverter's AC output

- ☐ The primary voltages of the transformer for internal power supply must correspond to the AC output voltages of the inverter (see Section 4.1 "Technical data of the inverter", page 11).
- ☐ On the primary side, the transformer for internal power supply must be suitable for the pulsed mode of an inverter.
- ☐ On the primary side, the transformer for internal power supply must be suitable for voltages that arise from pulsed mode of the inverter.
- ☐ The power connection used must have suitable insulation resistance since voltages to ground of $\pm 2,400$ V at the most occur when the inverter is in pulsed mode (see Section 4.1 "Technical data of the inverter", page 11).
- ☐ On the primary side, the transformer for internal power supply must be designed for voltages reaching a rate of rise in voltage dV/dt of up to 500 V/ μ s to ground. The line-to-line voltages are sinusoidal.
- ☐ The windings of the transformer for internal power supply must be galvanically insulated. Do not use autotransformers.

4 Appendix

4.1 Technical data of the inverter

Sunny Central

Inverter type	DC voltage	AC voltage	AC peak voltage to ground	AC current	
				at 35 °C	at 50 °C
SC 2200	1100 V	385 V	±1800 V	3300 A	3000 A
SC 2475	1100 V	434 V	±1800 V	3292 A	2993 A
SC 2500-EV	1500 V	550 V	±2400 V	2624 A	2362 A
SC 2750-EV	1500 V	600 V	±2400 V	2646 A	2406 A
SC 3000-EV	1500 V	655 V	±2400 V	2646 A	2380 A

Sunny Central UP

Inverter type	DC voltage	AC voltage	AC peak voltage to ground	AC current	
				at 25 °C	at 50 °C
SC 4000 UP	1500 V	600 V	±2400 V	3850 A	3273 A
SC 4200 UP	1500 V	630 V	±2400 V	3850 A	3273 A
SC 4400 UP	1500 V	660 V	±2400 V	3850 A	3273 A
SC 4600 UP	1500 V	690 V	±2400 V	3850 A	3273 A

Sunny Central US

Inverter type	DC voltage	AC voltage	AC peak voltage to ground	AC current	
				at 35 °C	at 50 °C
SC 1760-US	1000 V	385 V	±1800 V	2640 A	2640 A
SC 1850-US	1000 V	385 V	±1800 V	2774 A	2774 A
SC 2000-US	1000 V	385 V	±1800 V	3300 A (apparent current) 3000 A (active current)	3000 A
SC 2000-EV-US	1500 V	550 V	±2400 V	2310 A (apparent current) 2100 A (active current)	2310 A (apparent current) 2100 A (active current)
SC 2200-US	1000 V	385 V	±1800 V	3300 A	3000 A

Inverter type	DC voltage	AC voltage	AC peak voltage to ground	AC current	
				at 35 °C	at 50 °C
SC 2500-EV-US	1500 V	550 V	±2400 V	2624 A	2362 A
SC 2750-EV-US	1500 V	600 V	±2400 V	2646 A	2406 A

Sunny Central UP-US

Inverter type	DC voltage	AC voltage	AC peak voltage to ground	AC current	
				at 25 °C	at 50 °C
SC 4000 UP-US	1500 V	600 V	±2400 V	3850 A	3273 A
SC 4200 UP-US	1500 V	630 V	±2400 V	3850 A	3273 A
SC 4400 UP-US	1500 V	660 V	±2400 V	3850 A	3273 A
SC 4600 UP-US	1500 V	690 V	±2400 V	3850 A	3273 A

Sunny Central Storage

Inverter type	DC voltage	AC voltage	AC peak voltage to ground	AC current		
				at 25 °C	at 40 °C	at 50 °C
SCS 1900	1100 V	337 V	±1800 V	3300 A	3060 A	2930 A
SCS 2200	1100 V	385 V	±1800 V	3300 A	3120 A	3000 A
SCS 2475	1100 V	434 V	±1800 V	3292 A	3113 A	2993 A
SCS 2500-EV	1500 V	550 V	±2400 V	2624 A	2467 A	2362 A
SCS 2750-EV	1500 V	600 V	±2400 V	2646 A	2502 A	2406 A
SCS 2900	1100 V	520 V	±1800 V	3220 A	3027 A	2898 A
SCS 3000-EV	1500 V	655 V	±2400 V	2646 A	2486 A	2380 A

Sunny Central Storage UP

Inverter type	DC voltage	AC voltage	AC peak voltage to ground	AC current		
				at 25 °C	at 40 °C	at 50 °C
SCS 2750 UP	1500 V	600 V	±2400 V	2646 A	2502 A	2406 A
SCS 3450 UP	1500 V	600 V	±2400 V	3320 A	3081 A	2988 A
SCS 3600 UP	1500 V	630 V	±2400 V	3320 A	3081 A	2988 A
SCS 3800 UP	1500 V	660 V	±2400 V	3320 A	3081 A	2988 A
SCS 3950 UP	1500 V	690 V	±2400 V	3320 A	3081 A	2988 A

Sunny Central Storage US

Inverter type	DC voltage	AC voltage	AC peak voltage to ground	AC current		
				at 25 °C	at 40 °C	at 50 °C
SCS 2200-US	1000 V	385 V	±1800 V	3300 A	3120 A	3000 A
SCS 2475-US	1000 V	434 V	±1800 V	3292 A	3113 A	2993 A
SCS 2500-EV-US	1500 V	550 V	±2400 V	2624 A	2467 A	2362 A
SCS 2750-EV-US	1500 V	600 V	±2400 V	2646 A	2502 A	2406 A
SCS 2900-US	1000 V	520 V	±1800 V	3220 A	3027 A	2898 A

Sunny Central Storage UP-US

Inverter type	DC voltage	AC voltage	AC peak voltage to ground	AC current		
				at 25 °C	at 40 °C	at 50 °C
SCS 2750 UP-US	1500 V	600 V	±2400 V	2646 A	2502 A	2406 A
SCS 3450 UP-US	1500 V	600 V	±2400 V	3320 A	3081 A	2988 A
SCS 3600 UP-US	1500 V	630 V	±2400 V	3320 A	3081 A	2988 A
SCS 3800 UP-US	1500 V	660 V	±2400 V	3320 A	3081 A	2988 A
SCS 3950 UP-US	1500 V	690 V	±2400 V	3320 A	3081 A	2988 A

4.2 Technical Data of the Transformers

Sunny Central

Type of the Inverter	Two-winding transformers			Four-winding transformers				
	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \text{ dif max}}$	$V_{k \text{ 1-2 min}}$
SC 2200	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 2475	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 2500-EV	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 2750-EV	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 3000-EV	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %

Sunny Central UP

Type of the Inverter	Two-winding transformers			Four-winding transformers				
	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \text{ dif max}}$	$V_{k \text{ 1-2 min}}$
SC 4000 UP	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 4200 UP	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 4400 UP	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 4600 UP	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %

Sunny Central US

Type of the Inverter	Two-winding transformers			Four-winding transformers				
	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \text{ dif max}}$	$V_{k \text{ 1-2 min}}$
SC 1760-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 1850-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 2000-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 2000-EV-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 2200-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 2500-EV-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 2750-EV-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %

Sunny Central UP-US

Type of the Inverter	Two-winding transformers			Four-winding transformers				
	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \text{ dif max}}$	$V_{k \text{ 1-2 min}}$
SC 4000 UP-US	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 4200 UP-US	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %

Type of the Inverter	Two-winding transformers			Four-winding transformers				
	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \text{ dif max}}$	$V_{k \text{ 1-2 min}}$
SC 4400 UP-US	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SC 4600 UP-US	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %

Sunny Central Storage

Type of the Inverter	Two-winding transformers			Four-winding transformers				
	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \text{ dif max}}$	$V_{k \text{ 1-2 min}}$
SCS 1900	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 2200	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 2475	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 2500-EV	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 2750-EV	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 2900	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 3000-EV	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %

Sunny Central Storage UP

Type of the Inverter	Two-winding transformers			Four-winding transformers				
	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \text{ dif max}}$	$V_{k \text{ 1-2 min}}$
SCS 2750 UP	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 3450 UP	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 3600 UP	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 3800 UP	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 3950 UP	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %

Sunny Central Storage US

Type of the Inverter	Two-winding transformers			Four-winding transformers				
	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \text{ dif max}}$	$V_{k \text{ 1-2 min}}$
SCS 2200-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 2475-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 2500-EV-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 2750-EV-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 2900-US	5.0 %	6.0 %	8.5 %	5.0 %	6.0 %	8.5 %	0.5 %	9.0 %

Sunny Central Storage UP-US

Type of the Inverter	Two-winding transformers			Four-winding transformers				
	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \min}$	$V_{k \text{ nom}}$	$V_{k \max}$	$V_{k \text{ dif max}}$	$V_{k \text{ 1-2 min}}$
SCS 2750 UP-US	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 3450 UP-US	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 3600 UP-US	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 3800 UP-US	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %
SCS 3950 UP-US	6.0 %	-	8.5 %	6.0 %	-	8.5 %	0.5 %	9.0 %



SMA Solar Technology AG · Sonnenallee 1 · 34266 Niestetal · GERMANY

SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1

34266 Niestetal

GERMANY

Tel.: +49 561 9522-0

Fax: +49 561 9522-100

E-Mail: info@SMA.de

Internet: www.SMA.de

To whom it may concern

Author Thomas Weiss

Phone
+49 561 9522- 4755

Fax
+49 561 9522- 100

E-Mail thomas.weiss@sma.de

Date 28.01.2019

**Medium Voltage Grid Connection in Italy
MVPS Compliance according to CEI 0-16**

Hereby we confirm that our Medium Voltage Power Station (MVPS) is compliant to the Italian Standard CEI 0-16. According paragraph 8.5.13 of this standard there is a limit on 20 kV grid connection for Medium Voltage Transformers (MVT), defined with a transformer power of 2000 kVA and a short circuit voltage V_{cc} of 6 %. Higher power classes are allowed in case of using higher short circuit impedances, to reduce the short circuit power according to paragraph 8.5.13. SMA will deliver the following transformers for 20 kV grid connection:

MVPS	DC Voltage	MVT power	AC Voltage	V_{cc}
2200	1000 V	2000 kVA	20 kV	> 6.00 %
2475	1000 V	2250 kVA	20 kV	> 6.75 %
2500	1500 V	2250 kVA	20 kV	> 6.75 %
2750	1500 V	2500 kVA	20 kV	> 7.50 %
3000	1500 V	2700 kVA	20 kV	> 8.10 %

There is also a limit for the maximum power of 6000 kVA that can be energized at the same time according to paragraph 8.5.14 of the standard CEI 0-16. In this case SMA Solar Technology AG can offer the option Cascade Control for a delayed switching of the MV transformers, to reduce the inrush current

Yours sincerely,

SMA Solar Technology AG

i.A. 

i. A. Thomas Weiss

Technical Product Manager

Business Unit Utility


i.A.

i. A. Bernhard Voll

Platform Product Manager

Business Unit Utility