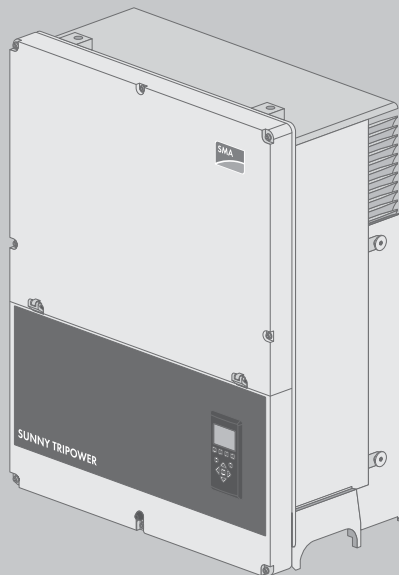




Installation Guide / Installationsanleitung /
Instrucciones de instalación / Instructions d'installation /
Istruzioni per l'installazione

SUNNY TRIPOWER 60



ENGLISH - Table of Contents

1	Introduction	14
1.1	Overview of Installation Area	15
1.2	Purpose of the Manual	15
1.3	Unpacking	17
1.4	Inverter Type Label	17
1.5	Installation Sequence	17
2	Installation	19
2.1	Environment and Clearances	19
2.2	Mounting the Wall Mounting Bracket	20
2.3	Mounting the Inverter	21
2.4	Disassembling the Inverter	22
2.5	Access to the Installation Area	22
2.6	AC Grid Connection	23
2.7	Cable Entry	24
2.8	Ethernet Connections	25
2.9	PV Connection	25
2.9.1	External PV Array Junction Boxes	25
2.10	Closure	27
3	Initial Setup and Start	27
3.1	User Interface	27
3.1.1	Operating Modes	27
3.2	Display	28
3.2.1	Initial Setup via LCS tool	28
3.2.2	Switching on the PV Load-Break Switch	29
3.2.3	Commissioning	29
3.2.4	Grid Code File	29
3.2.5	Configuring the Fallback	29

4	Service	30
4.1	Troubleshooting and Repair.....	30
4.2	Maintenance.....	35
5	Technical Data	36
5.1	Specifications.....	36
5.2	Disconnection Settings.....	38
5.3	Compliance with.....	39
5.4	Installation Conditions.....	40
5.5	Torque Specifications.....	41
5.6	Specifications for Grid Protection.....	41
5.7	Technical Data of the Communication Interface.....	42
5.8	Ethernet Connections.....	42
	5.8.1 Network Topology.....	43
6	Contact	44

DEUTSCH - Inhaltsverzeichnis

1	Einführung	48
1.1	Überblick über den Installationsbereich	49
1.2	Zweck des Handbuchs	49
1.3	Auspacken	51
1.4	Typenschild des Wechselrichters	51
1.5	Installationsreihenfolge	51
2	Installation	53
2.1	Umgebung und Abstände	53
2.2	Montage der Wandhalterung	54
2.3	Montage des Wechselrichters	55
2.4	Abbau des Wechselrichters	56
2.5	Zugang zum Installationsbereich	56
2.6	AC-Netzanschluss	57
2.7	Kabeleinführung	58
2.8	Ethernet-Anschlüsse	59
2.9	PV-Anschluss	59
2.9.1	Externe Generatoranschlusskästen	59
2.10	Schließen	61
3	Ersteinrichtung und Start	61
3.1	Benutzerschnittstelle	61
3.1.1	Betriebsarten	61
3.2	Display	62
3.2.1	Ersteinrichtung über LCS-Tool	63
3.2.2	PV-Lasttrennschalter einschalten	63
3.2.3	Inbetriebnahme	63
3.2.4	Grid-Code-Datei	64
3.2.5	Fallback konfigurieren	64

4	Service	65
4.1	Fehlersuche und -behebung.....	65
4.2	Wartung	71
5	Technische Daten	72
5.1	Spezifikationen	72
5.2	Abschalteinstellungen	74
5.3	Konformität	75
5.4	Installationsbedingungen.....	76
5.5	Drehmomentspezifikationen.....	77
5.6	Spezifikation für die Netzsicherungen.....	77
5.7	Technische Daten der Kommunikationsschnittstellen	78
5.8	Ethernet-Anschlüsse	79
	5.8.1 Netzwerktopologie	79
6	Kontakt	80

ESPAÑOL - Índice

1	Introducción	84
1.1	Vista general de la planta	85
1.2	Objetivo de estas instrucciones	85
1.3	Desembalaje	87
1.4	Placa de características del inversor	87
1.5	Orden de instalación	87
2	Instalación	89
2.1	Entorno y espacios libres	89
2.2	Montaje del soporte mural	90
2.3	Montaje del inversor	91
2.4	Desmontaje del inversor	92
2.5	Acceso al área de instalación	92
2.6	Conexión de red de CA	93
2.7	Entrada de cables	94
2.8	Conexiones de ethernet	95
2.9	Conexión fotovoltaica	95
2.9.1	Cajas de conexión del generador externas	95
2.10	Cierre	97
3	Configuración inicial y arranque	97
3.1	Interfaz de usuario	97
3.1.1	Modos de funcionamiento	97
3.2	Pantalla	98
3.2.1	Ajuste inicial mediante LCS-Tool	99
3.2.2	Activación del interruptor-seccionador fotovoltaico	99
3.2.3	Puesta en marcha	99
3.2.4	Archivo del código de red	100
3.2.5	Configuración del procedimiento de emergencia	100

- 4 Servicio técnico 101**
 - 4.1 Resolución de problemas 101
 - 4.2 Mantenimiento. 107
- 5 Datos técnicos. 108**
 - 5.1 Especificaciones. 108
 - 5.2 Ajustes de desconexión 110
 - 5.3 Conformidad 111
 - 5.4 Condiciones de la instalación 112
 - 5.5 Especificaciones del par de apriete. 113
 - 5.6 Especificaciones del circuito de la red eléctrica 113
 - 5.7 Especificaciones de las interfaces de comunicación 114
 - 5.8 Conexiones de ethernet. 115
 - 5.8.1 Topología de red. 115
- 6 Contacto 116**

FRANÇAIS - Table des matières

1	Introduction	121
1.1	Aperçu de la zone d'installation	122
1.2	Objet du manuel	122
1.3	Déballage	124
1.4	Plaque signalétique de l'onduleur	124
1.5	Séquence d'installation	124
2	Installation	126
2.1	Environnement et distances	126
2.2	Montage du support mural	127
2.3	Montage de l'onduleur	128
2.4	Démontage de l'onduleur	129
2.5	Accès à la zone d'installation	129
2.6	Raccordement au réseau AC	130
2.7	Entrée de câbles	131
2.8	Raccordements Ethernet	132
2.9	Raccordement photovoltaïque	132
2.9.1	Boîtiers de jonction externes	132
2.10	Fermer	134
3	Configuration initiale et démarrage	134
3.1	Interface utilisateur	134
3.1.1	Modes de fonctionnement	134
3.2	Écran	135
3.2.1	Configuration initiale via le LCS-Tool	136
3.2.2	Activation de l'interrupteur-sectionneur DC	136
3.2.3	Mise en service	136
3.2.4	Fichier de codes réseau	136
3.2.5	Configuration du repli automatique	136

4	Service	137
4.1	Recherche d'erreurs et dépannage	137
4.2	Entretien.....	142
5	Caractéristiques techniques	143
5.1	Spécifications.....	143
5.2	Réglages de déconnexion.....	145
5.3	Conformité.....	146
5.4	Conditions d'installation.....	147
5.5	Spécifications de couple	148
5.6	Spécifications pour la protection du réseau	148
5.7	Spécifications de l'interface de communication.....	149
5.8	Raccordements Ethernet	150
5.8.1	Topologie du réseau	150
6	Contact	151

ITALIANO - Indice

1	Introduzione	157
1.1	Panoramica sull'area di installazione	158
1.2	Scopo del presente manuale	158
1.3	Disimballaggio	160
1.4	Targhetta di identificazione dell'inverter	160
1.5	Ordine d'installazione	160
2	Installazione	162
2.1	Ambiente e distanze	162
2.2	Montaggio del supporto da parete	163
2.3	Montaggio dell'inverter	164
2.4	Rimozione dell'inverter	165
2.5	Accesso all'area di installazione	165
2.6	Collegamento rete CA	166
2.7	Introduzione dei cavi	167
2.8	Collegamenti Ethernet	168
2.9	Collegamento dell'impianto FV	168
2.9.1	Quadri di parallelo stringhe esterni	168
2.10	Chiusura	170
3	Setup iniziale e avviamento	170
3.1	Interfaccia utente	170
3.1.1	Modalità di funzionamento	170
3.2	Display	171
3.2.1	Setup iniziale attraverso LCS-Tool	172
3.2.2	Attivazione dell'interruttore del carico FV	172
3.2.3	Messa in servizio	172
3.2.4	File del codice di rete	172
3.2.5	Configurazione del fallback	172

4	Assistenza tecnica	173
4.1	Ricerca degli errori	173
4.2	Manutenzione	178
5	Dati tecnici	179
5.1	Specifiche	179
5.2	Impostazioni di scollegamento	181
5.3	Conformità	182
5.4	Condizioni di installazione	183
5.5	Specifiche di coppia	184
5.6	Specifiche dei fusibili di rete	184
5.7	Dati tecnici delle interfacce di comunicazione	185
5.8	Collegamenti Ethernet	186
	5.8.1 Topologia della rete	186
6	Contatti	187

Legal Provisions

The information contained in these documents is property of SMA Solar Technology AG. Any publication, whether in whole or in part, requires prior written approval by SMA Solar Technology AG. Internal reproduction used solely for the purpose of product evaluation or other proper use is allowed and does not require prior approval.

SMA Warranty

You can download the current warranty conditions from the Internet at www.SMA-Solar.com.

Trademarks

All trademarks are recognized, even if not explicitly identified as such. Missing designations do not mean that a product or brand is not a registered trademark.

The BLUETOOTH® word mark and logos are registered trademarks owned by Bluetooth SIG, Inc. and any use of these marks by SMA Solar technology AG is under license.

Modbus® is a registered trademark of Schneider Electric and is licensed by the Modbus Organization, Inc.

QR Code is a registered trademark of DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® and Pozidriv® are registered trademarks of Phillips Screw Company.

Torx® is a registered trademark of Acument Global Technologies, Inc.

SMA Solar Technology AG










Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Germany

Tel. +49 561 9522-0
Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
E-mail: info@SMA.de

Copyright © SMA Solar Technology AG.
All rights reserved.

IMPORTANT SAFETY INFORMATION

The following symbols are used in this document:

Symbol	Explanation
	Indicates a hazardous situation that, if not avoided, will result in death or serious injury
	Indicates a hazardous situation that, if not avoided, can result in death or serious injury
	Indicates a hazardous situation that, if not avoided, can result in minor or moderate injury
	Indicates a situation that, if not avoided, can result in property damage
	Indicates that the following section contains tasks that must be performed by qualified persons only
	Information that is important for a specific topic or goal, but is not safety-relevant
	Indicates a requirement for meeting a specific goal
	Desired result
	A problem that might occur

General Safety

⚠ CAUTION

This manual contains important instructions that must be followed during installation and maintenance of the inverter.

i Before Installation

Check the inverter and the packaging for damage. If in doubt, contact the supplier before commencing installation.

⚠ WARNING

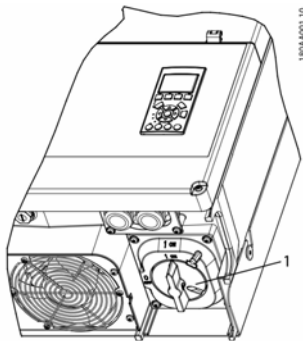
Installation

For optimum safety, follow the steps described in this document. Keep in mind that the inverter has two voltage carrying sides, the PV input and the utility grid.

⚠ DANGER

Disconnecting the inverter

Before working on the inverter, disconnect it from the utility grid by means of the main switch and switch off PV using the integrated PV load-break switch (DC load-break switch). Ensure that the inverter cannot be unintentionally reconnected. Use a voltage detector to ensure that the unit is disconnected and voltage free. The inverter can still be charged with very high voltage at hazardous levels even when it is disconnected from utility grid and PV modules. Wait at least five minutes after disconnection from the utility grid and PV modules before proceeding.



1 PV load-break switch

i INFORMATION

The PV load-break switch can be secured in the "Off" position using a padlock.

⚠ CAUTION

DC voltages up to 1000 V are present in a PV system even when the inverter is disconnected from the utility grid. Faults or inappropriate use may lead to electric arcing.

⚠ CAUTION

MAINTENANCE AND MODIFICATION

Only authorized personnel are permitted to repair or modify the inverter. To ensure personal safety, use only original spare parts available from the supplier. If non-original spare parts are used, compliance with CE/UL guidelines in respect of electrical safety, EMC and machine safety is not guaranteed.

⚠ WARNING

INSTALLER

Observe the National Electric Code, ANSI/NFPA 70. Input and output circuits are isolated from the enclosure. System grounding is the responsibility of the installer.

⚠ WARNING

RISK OF ELECTRIC SHOCK

These maintenance instructions are intended for use by qualified personnel only. To reduce the risk of electric shock, do not perform any maintenance work other than that specified in the user manual unless you are qualified to do so.

⚠ WARNING

The inverter is not equipped with a transformer and is intended to be installed according to NFPA 70, 690.35 with an ungrounded (floating) PV array.

⚠ WARNING

Input and output circuits are isolated from the enclosure. System grounding, if required by the Canadian Electrical Code, Part I, is the responsibility of the installer.

Figure 1.1

⚠ CAUTION

All persons responsible for the installation and maintenance of inverters must be:

- Trained and authorized in general safety rules for work on electric equipment.
- Familiar with local requirements, rules and regulations for the installation.

⚠ CAUTION

The inverter does not provide overcurrent protection. This must be provided by the installer. See table 5.8

⚠ CAUTION

The temperature of the cooling elements and components in the inverter can exceed 70 °C/158 °F. There is a risk of burns.

The inverter is to be installed in such way that hot components cannot be touched.

⚠ CAUTION

To reduce the risk of fire, connect the inverter only to a circuit provided with 125 A maximum branch-circuit overcurrent protection in accordance with the *National Electrical Code*®, ANSI/NFPA 70.



INFORMATION

Use 75 °C or 90 °C cables, either AWG copper or AWG aluminum. See Section 2.7, page 24.



INFORMATION

The symbol for grounding conductors used in this manual is identified in figure 2.18.

An illustration of the DC disconnect can be found in Section 3.2.2, page 29.



INFORMATION

For information about the operating temperature range, see Section 5.4, page 40.



INFORMATION

This manual contains information about field wiring connections and torque specifications. See Section 5.5, page 41.








INFORMATION

This device has been tested and found to comply with the thresholds for a Class B digital device, pursuant to part 15 of the FCC Rules. These thresholds are intended to provide an adequate level of protection against harmful interference when using the device in residential areas. The inverter generates, uses and can radiate radio frequency energy and, if not installed and used in accordance with the instructions, may cause harmful interference to radio communications. However, there is no guarantee that interference will not occur in a particular installation. If this device does cause harmful interference to radio or television reception, which can be determined by turning the device off and on, the user is encouraged to try to correct the interference by one or more of the following measures:

- Reorient or relocate the receiving antenna.
- Increase the distance between the device and receiver.
- Do not connect the device to a circuit for radio or television receivers.
- Consult your distributor or a trained radio/TV technician for help.

Symbols on the Inverter

Symbol	Explanation
	Danger to life due to electric shock The product operates at high voltages. All work on the product must be carried out by qualified persons only.
	Danger This symbol indicates that the inverter must be additionally grounded if additional grounding or equipotential bonding is required at the installation site.

Symbol	Explanation
	<p>Danger to life due to high voltages in the inverter; observe waiting time.</p> <p>High voltages that can cause lethal electric shocks are present in the live components of the inverter.</p> <p>Prior to performing any work on the inverter, disconnect it from all voltage sources as described in this document.</p>
	<p>Risk of burns due to hot surfaces</p> <p>The product can get hot during operation. Avoid contact during operation. Allow the product to cool down sufficiently before carrying out any work.</p>
	<p>Observe the documentation</p> <p>Observe all documentation supplied with the product.</p>

Compliance with

Further information can be found in the download area of www.SMA-Solar.com (see also Section 5, page 36).

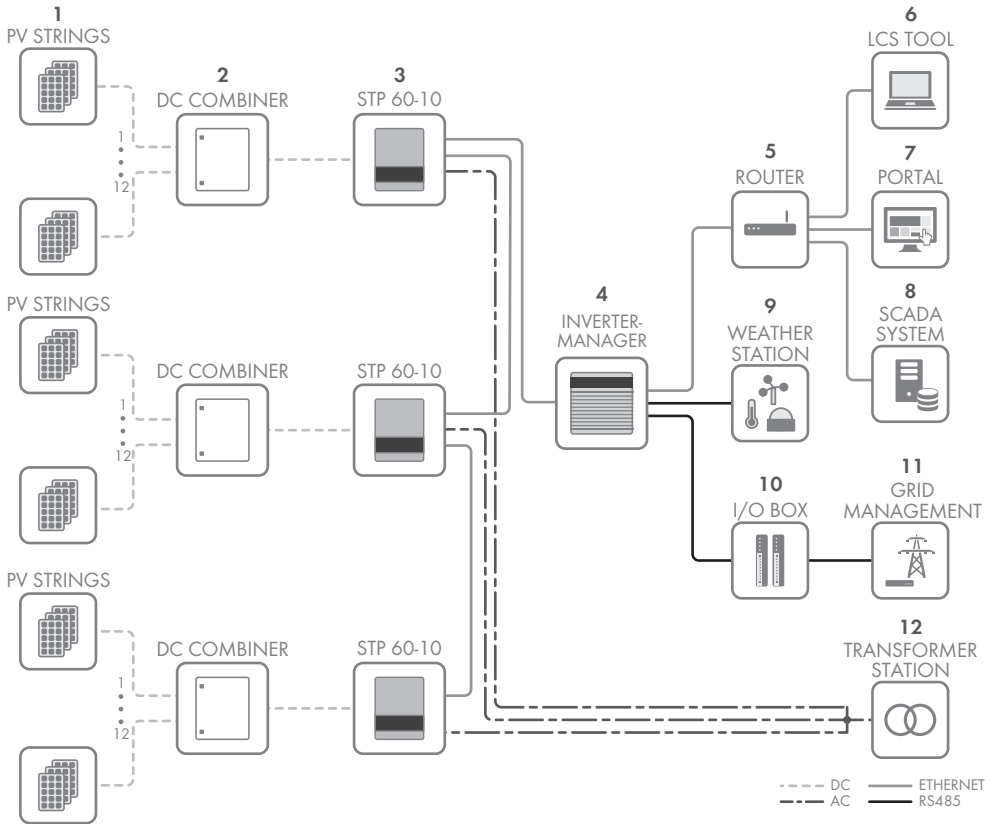
1 Introduction

The STP 60 inverters are designed to act exclusively as grid-tie inverters for PV systems. The inverters convert direct current generated by a PV array to grid-compliant three-phase alternating current. The device must be connected to the utility grid and a sufficient number of PV modules in order to operate properly. The STP 60 inverters are not suitable for any other applications (such as operation with battery or wind turbine systems).

The STP 60 system consists of four main components:

- Sunny Tripower 60
- PV array junction box
 - The PV array junction box makes it possible to combine the needed number of PV strings for the STP 60 inverter. A PV array junction box is needed for each STP 60 inverter.
- SMA Inverter Manager
 - The SMA Inverter Manager is always required for the operation of the Sunny Tripower 60. Up to 42 Sunny Tripower 60 inverters can be connected to one SMA Inverter Manager. The SMA Inverter Manager handles all communication of the inverters. It serves as central interface for data acquisition systems, upload to cloud services and power-plant control.
- Local commissioning and service tool (LCS tool)
 - The LCS tool is required for commissioning and servicing STP 60 inverters via the SMA Inverter Manager. The LCS tool acts as the primary user interface of the STP 60 system.

1.1 Overview of Installation Area



1	Strings
2	PV array junction box
3	Sunny Tripower 60
4	SMA Inverter Manager
5	Router
6	LCS tool
7	Portal
8	SCADA system
9	Weather station
10	I/O Box
11	Grid management
12	Transformer station

1.2 Purpose of the Manual

The installation manual provides information on the installation and commissioning of the STP 60 inverter series.

The following additional materials are available:

- Quick reference guide for commissioning of the STP 60 inverters – for information required to commission the STP 60 inverters as well as setup of inverter communication.
- Installation manual of the SMA Inverter Manager and the I/O box – for information required to commission the STP 60 inverters as well as setup of inverter communication.
- Planning guidelines – for information required for detailed inverter layout planning in a diversity of solar energy applications.

- Service manual for replacing the fan - for information required to replace a fan.
- Service manual for replacing the SPDs - contains information required to replace surge protection devices.

These documents are available in the download area at www.SMA-Solar.com. They can also be obtained from the PV inverter supplier.

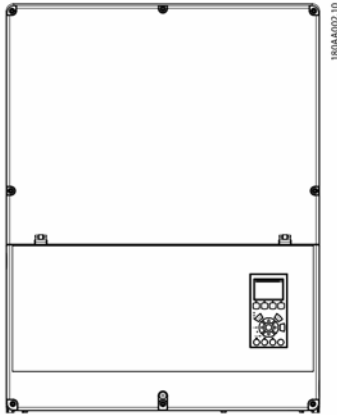


Figure 1.2 Sunny Tripower 60

Abbreviation	Description
ANSI	American National Standards Institute
AWG	American Wire Gauge
cat5e	Category 5 twisted pair cable (enhanced) for data transmission
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol - enables automatic assignment of the network address via the DHCP server
DSL	Digital Subscriber Line
EMC (directive)	Electromagnetic compatibility directive
ESD	Electrostatic Discharge
FCC	Federal Communications Commission
FRT	Fault Ride Through
GSM	Global System for Mobile Communications (standard for digital cellular mobile network)
HDD	Hard Disk Drive
IEC	International Electrotechnical Commission - international standards organization
IT	Isolated Terra
LCS	Local commissioning and service tool (LCS tool)

Abbreviation	Description
LED	Light-Emitting Diode
LVD (Directive)	Low Voltage Directive
MCB	Circuit breaker
MPP	Maximum Power Point
MPPT	Maximum Power Point Tracking determines the point of optimum PV power
NFPA	National Fire Protection Association
P	P is the symbol for active power and is measured in Watts (W).
PCB	Printed Circuit Board
PCC	Point of Common Coupling - point of interconnection The point on the public electricity network to which other customers are, or could be, connected.
Grounding conductor	Protective grounding
PELV	Protected Extra-Low Voltage
PLA	Power Level Adjustment = Output power limitation
P_{nom}	Power [W], Nominal active power
POC	Connection point The point at which the PV system is connected to the public utility grid.
P_{STC}	Power [W], Standard Test Conditions
PV	Photovoltaic, photovoltaic cells
RCD	Residual-Current Device
RCMU	Residual Current Monitoring Unit
R_{ISO}	Insulation resistance
ROCOF	Rate of Change of Frequency
Q	Q is the symbol for reactive power and is measured in reactive volt-amperes (VAr).
S	S is the symbol for apparent power and is measured in volt-amperes (VA).
STC	Standard Test Conditions
SW	Software
THD	Total Harmonic Distortion
TN-S	Terra Neutral - Separate. AC Network
TN-C	Terra Neutral - Combined. AC Network
TN-C-S	Terra Neutral - Combined - Separate. AC Network
TT	AC grid with separation between operational ground of the generator and ground of the load system

Abbreviation	Description
DNO	Distribution Network Operator

1.3 Unpacking

Contents:

- Inverter
- Wall mounting bracket
- Accessories bag containing:
 - 6 wall plugs 8 x 50 mm
 - 6 mounting screws 6 x 60 mm
 - 1 M25 cable gland with sealing grommet for Ethernet cables
 - 1 grounding bolt M6 x 12 mm
 - For STP 60-10-US additionally included: 2 x cable channel with conduit bracket (2")
- Installation manual
- Quick reference guide for installation

1.4 Inverter Type Label

The type label uniquely identifies the inverter. You will require the information on the type label to use the product safely and when seeking customer support from the SMA Service Line. You will find the following information on the type label:

- Device type (Model)
- Serial number (Serial No.)
- Date of manufacture
- Device-specific characteristics

1.5 Installation Sequence

1. Pay special attention to the important safety information at the beginning of this manual.
2. Mount the inverter according to Section 2.1, page 19, Section 2.2, page 20, Section 2.3, page 21.
3. Open the inverter in accordance with Section 2.5, page 22.
4. Install the AC supply in accordance with Section 2.6, page 23.
5. Install Ethernet in accordance with Section 5.8, page 42.
6. Install the PV module in accordance with Section 2.9, page 25 using a PV array junction box.
7. Close the inverter in accordance with Section 2.5, page 22.
8. Turn on AC.
9. Finalize commissioning by using the Local Commissioning and Service Tool (LCS Tool). The tool is available from the download area at www.SMA-Solar.com. The hardware requirements for the LCS tool are:
 - PC with Windows™ 7 and later
 - 1 GB HDD
 - 2 GB RAM

The LCS tool must be installed on a local PC drive. The PC must be connected to the system network of the SMA Inverter Manager. For setup via the LCS tool, refer to Section 3.2.1, page 28.
10. Switch on the PV system via the PV load-break switch.
11. Verify the installation by:
 - Inverter display: LED "On" is permanently green.
 - LCS tool: In the inverter view, the status is "On grid".
12. The inverter is in operation now.

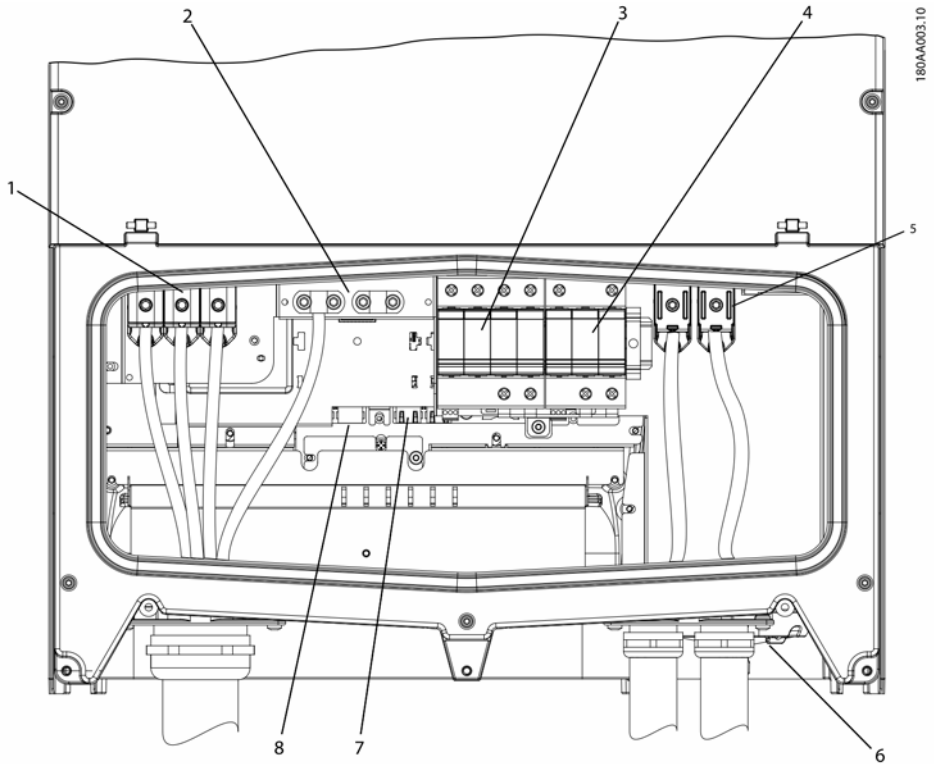


Figure 1.3 Overview of the installation area

PELV (safe to touch)

2	Device grounding
7	Ethernet interface x 2
8	RS-485 interface (not in use)

Live Parts

1	AC terminals
5	PV terminals

Miscellaneous

3	AC overvoltage protection (SPDs)
4	DC overvoltage protection (SPDs)
6	PV load-break switch

Table 1.2 Overview of the installation area

2 Installation

2.1 Environment and Clearances



Figure 2.1 Avoid constant contact with water

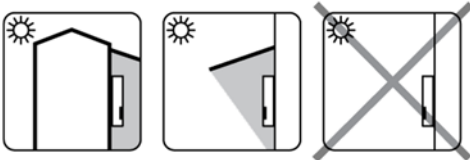


Figure 2.2 Avoid direct solar irradiation



Figure 2.3 Ensure adequate air flow

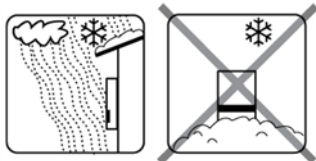


Figure 2.4 Ensure adequate air flow

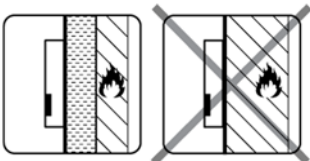


Figure 2.5 Mount on non-flammable surface

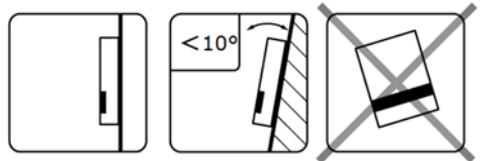


Figure 2.6 Mount upright on vertical surface. A backward tilt of ten degrees is allowed.



Figure 2.7 Avoid dust and ammonia gases

INFORMATION

When selecting the installation site, ensure that the product and warning messages on the inverter are visible at all times. For detailed information, see Section 5, page 36.

2.2 Mounting the Wall Mounting Bracket

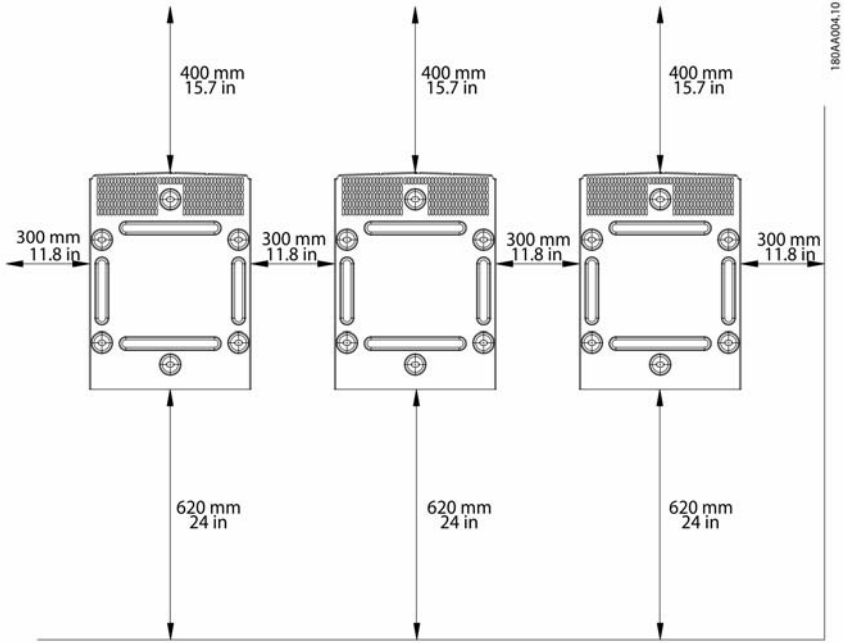


Figure 2.8 Safety clearances

i **INFORMATION**

Ensure a minimum clearance of 620 mm / 24 in. for sufficient airflow.

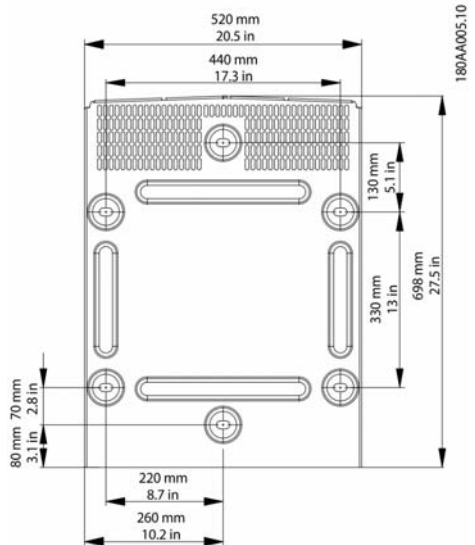


Figure 2.9 Wall mounting bracket

i INFORMATION

Use of the wall mounting bracket delivered with the inverter is mandatory. Warranty claims will expire if the inverter is operated without the wall mounting bracket. It is strongly recommended to use all six mounting holes.

Mounting of the wall mounting bracket:

- Mount the wall mounting bracket in the designated area.
- Use screws and wall plugs that can safely carry the weight of the inverter.
- Ensure that the mounting plate is correctly aligned.
- When installing one or several inverters, observe the safety clearances to ensure sufficient airflow. Clearances are specified in figure 2.8 and on the mounting plate label.
- Mounting multiple inverters side by side in a single row is recommended. Contact the supplier for guidelines when mounting inverters in more than one row.
- Ensure adequate clearance at the front, for safe installation and service access to the inverter.



Figure 2.10 Mounting of the wall mounting bracket

2.3 Mounting the Inverter

⚠ CAUTION

When handling the inverter observe the local health and safety regulations.

Procedure:

1. Lift the inverter. Locate the slots on the side of the wall mounting bracket. Use M12 or ½ in lifting bolts and matching nuts (not included in the scope of delivery).

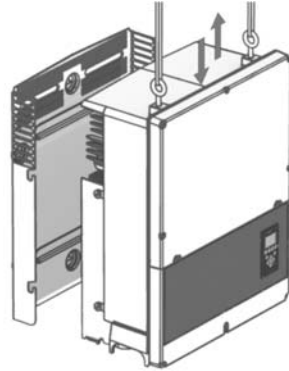


Figure 2.11 Position the inverter

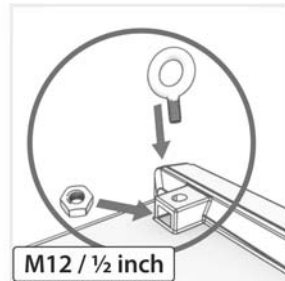


Figure 2.12 Lifting bolts

2. On the inverter, position the side screws against the wall mounting bracket slots.
3. Push the inverter as shown so the side screws slide into the two lower slots and the two upper slots. See figure 2.13 and figure 2.14.

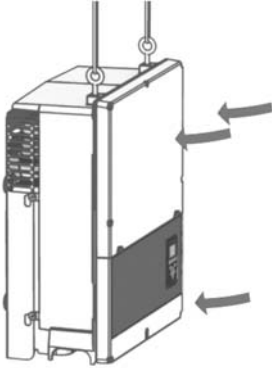


Figure 2.13 Sliding the screws into the slots

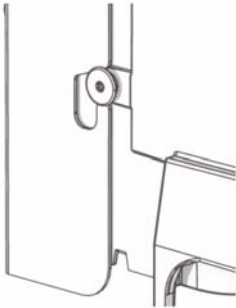


Figure 2.14 Detail of sliding into slot

4. Check that the four side screws sit securely in the mounting plate slots.
5. Release the inverter.

2.4 Disassembling the Inverter

Procedure:

1. Disassemble the inverter in the reverse mounting order.
2. Lift and slide the inverter out of the mounting plate slots.
3. Lift the inverter free of the mounting plate.

2.5 Access to the Installation Area

⚠ DANGER

Before working on the inverter, disconnect it from the utility grid by means of the main switch and switch off PV using the integrated PV load-break switch (DC load-break switch). Ensure that the inverter cannot be unintentionally reconnected. Use a voltage detector to ensure that the unit is disconnected and voltage free. The inverter can still be charged with very high voltage at hazardous levels even when it is disconnected from utility grid and PV modules. Wait at least five minutes after disconnection from the utility grid and PV modules before proceeding.

⚠ CAUTION

Observe ESD safety regulations. Discharge any electrostatic charge by touching the grounded enclosure, before handling any electronic component.

Procedure:

1. To open the cover, loosen the three lower front screws using a TX 30 screwdriver. The screws are captive screws and cannot fall out.
2. Open the cover and flap it back. A magnet enables the cover to stay open.
3. To close the cover, lower it into place and fasten the three front screws.



Figure 2.15 Loosen front screws and lift the cover

2.6 AC Grid Connection

⚠ DANGER

These instructions for AC grid connection are for qualified personnel only. To reduce the risk of electric shock, do not perform any maintenance work other than that specified in the user manual unless you are qualified to do so.

⚠ CAUTION

For fuse and RCD information, refer to Section 5, page 36. AC fuse rating must not exceed the ampacity of the conductors used.

i INFORMATION

All electrical installations in the U.S. and Canada must be made in accordance with the local standards and *National Electrical Code*® ANSI/NFPA70 or the *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1.

- Before connecting the inverter to the utility grid, contact your local grid operator. The electrical connection of the inverter must be carried out by qualified persons only.
- Ensure that no cables used for electrical connection are damaged.

IMI Detection

The inverter has built-in IMI/RCMU (Insulation Monitoring Interrupter / Residual Current Monitoring Unit) according to the UL 1741 for non-isolated EPS interactive PV inverters. It acts on continuous ground fault current and a sudden change in the ground fault current. This functionality is activated during normal operation.

Insulation Resistance Detection

The inverter has a built-in insulation resistance detection / ISO circuit, which is certified according to the UL 1741 for non-isolated EPS interactive PV inverters. The insulation resistance detector performs a measurement of the connected PV system resistance to ground before the inverter connects to the grid. If the resistance is below the grid code set value, the inverter will wait and re-measure the resistance after a short while. When the resistance is above the grid code set value, the inverter performs a self-test and connects to the grid.

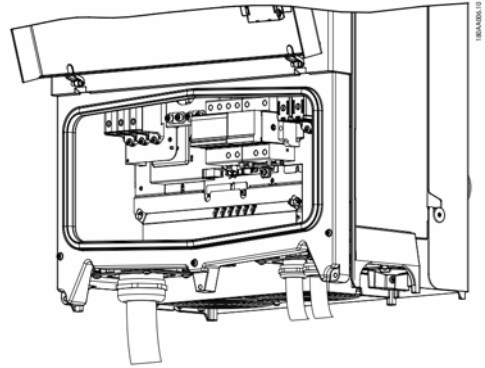


Figure 2.16 Installation area

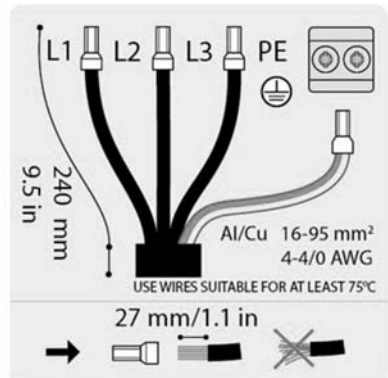


Figure 2.17 AC cable wire strip

i INFORMATION

For AC connection, cables with multi-strand, fine-strand or extra fine-strand conductors can be used (see figure 2.18).

When using fine-strand or extra fine-strand conductors, bootlace ferrules must be used for the connection.

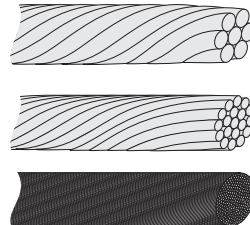


Figure 2.18 Cables with different conductors (from top to bottom): multi-strand, fine-strand and extra fine-strand

The STP 60 inverter may only be connected to a three-phase grid.

On the AC cable, strip insulation on all four wires. The protective conductor (PE) must be longer than the grid wires.

1. Verify that the nominal voltage of the inverter matches the grid voltage.
2. Ensure that the main circuit breaker is released, and take precautions to prevent reconnection.
3. Open the front cover.
4. Insert the cable through the AC cable gland to the connecting terminal plate.
5. Connect the three grid wires (L1, L2, L3) and the grounding conductor (PE) to the connecting terminal plate with the respective markings. The grounding conductor is marked with the symbol shown in figure 2.19.
6. Optional: Make an extra PE connection at the secondary PE grounding points using the external device grounding bolt delivered with the inverter. See figure 5.2.
7. All wires must be properly fastened with the correct torque. See Section 5.5, page 41.

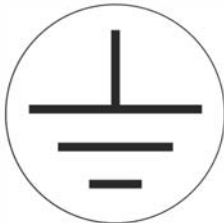


Figure 2.19 Protective conductor symbol

2.7 Cable Entry

Options for cable entry

- For STP 60-10: cable glands (pre-mounted)
- For STP 60-10-US: 2" cable conduit adapter (included in the scope of delivery)

When replacing the 2" cable conduit adapter ensure that the screws are tightened in the sequence shown in figure 2.20 and figure 2.21. First tighten all screws with 0.75 Nm and then 2.5 Nm.

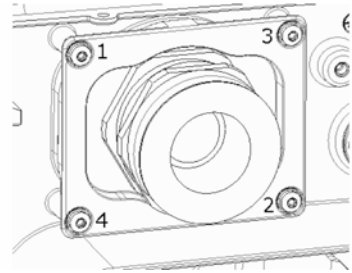


Figure 2.20 AC mounting bracket

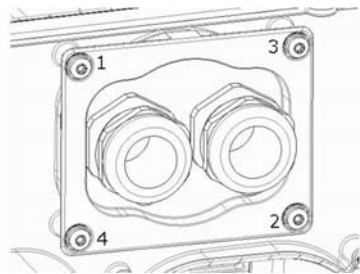


Figure 2.21 DC mounting bracket

⚠ WARNING

LEAKAGE CURRENT HAZARD

Insufficient grounding of the inverter can lead to serious injuries or lethal injuries.

- Ensure the correct grounding of the devices by a certified electrical installer.

Terminal	Range ¹⁾	Maximum permissible conductor temperatures	Conductor material	Cable sheath diameter with supplied cable gland
AC+PE	16 to 95 mm ² 6 to 4/0 AWG	90°C	Al/Cu	37 to 44 mm
PV	16 to 95 mm ² 6 to 4/0 AWG	90°C	Al/Cu	14 to 21 mm

Table 2.1 Suitable conductor sizes

¹⁾ Always observe the ampacity of cables used.

2.8 Ethernet Connections

When used outdoors, make sure to use a suitable cable (see Section 5.7 "Technical Data of the Communication Interface", page 42). If the cable is very stiff, an intermediate terminal should be used to achieve greater flexibility of the cable before it is connected to the inverter. For some cables, it might be sufficient to remove the hard outer mantle of the part of the cable inside the inverter enclosure. In this way, the RJ-45 Ethernet connectors mounted on the printed circuit boards are protected against excessive stress, which could lead to damages or problems with the connection.

Procedure:

1. Do not remove the RJ-45 connector on the Ethernet cable.
2. Run the cables through the base of the inverter via cable glands. See figure 2.22.
3. Cut slice in rubber grommet. Place the grommet in the gland to ensure proper seal.
4. Plug into the Ethernet connector.



Figure 2.22 Run cables through cable glands

2.9 PV Connection

2.9.1 External PV Array Junction Boxes

PV strings must be connected to the DC input via an external PV array junction box. The PV array junction box connects the PV strings of the PV array and protects the individual strings against overcurrent with appropriate fuse protection.

i INFORMATION

The same number and type of modules must be connected to all PV strings connected to the PV array junction box. In addition, all connected modules must have the same orientation.

i INFORMATION

Observe correct fuse rating. Consult the module manufacturer's manuals for information on correct string fuse rating.

Use a suitable voltage detector that can measure up to 1000 V DC. Verify the polarity and maximum voltage of the PV arrays by measuring the PV open-circuit voltage.

⚠ CAUTION

The inverter is protected against short-term reverse polarity. Not correcting reverse polarity results in irreparable defects of the inverter and will void the warranty.

- Make sure that the cables are properly connected to the inverter so that the inverter can feed in DC input voltage.

The combined output from the DC combiner must be connected to the DC input of the STP 60 inverter.

⚠ CAUTION

PV array is floating, with both the (+) and (-) conductors connected to the PV inputs of the inverter. Neither conductor is connected to ground.

The DC power can be disconnected with the inverter-integrated DC load-break switch.

⚠ CAUTION

Do NOT connect PV to ground!

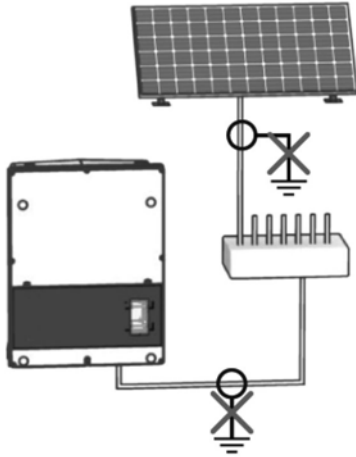


Figure 2.24 Do not connect PV to ground!

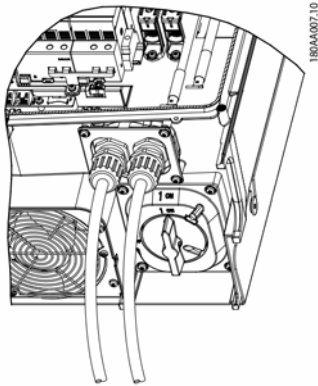


Figure 2.25: DC connection area

INFORMATION

Cables with multi-strand, fine-strand or extra fine-strand conductors can be used for AC connection (see figure 2.26).

When using fine-strand or extra fine-strand conductors, bootlace ferrules must be used for the connection.

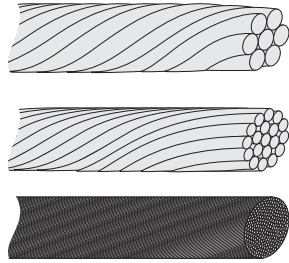


Figure 2.26 Cables with different conductors (from top to bottom): multi-strand, fine-strand and extra fine-strand

1. Switch the PV load-break switch on the inverter to "Off" and, if available, also on the PV array junction box.
2. Connect the PV cables from the PV array junction box to the inverter. Ensure correct polarity, see figure 2.27.
3. All wires must be properly fastened with the correct torque. See Section 5.5, page 41.

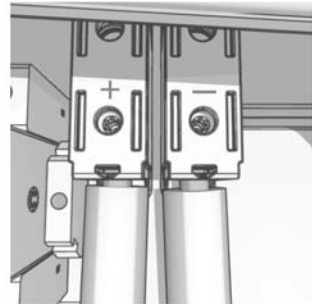


Figure 2.27 Connect to PV input

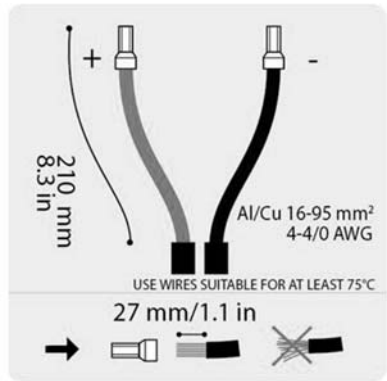


Figure 2.28 DC label

3.2 Display



INFORMATION

It may take some time until the display responds after switching on.

The integrated display on the inverter front gives the user access to information about the PV system and the inverter.

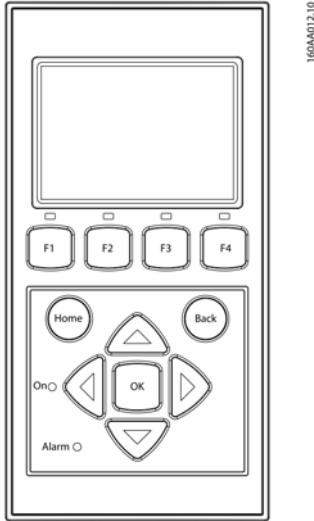


Figure 3.1 Overview of display buttons and functionality

Button	Function
F1	Adjust the contrast level of display. Use arrow up/down button while pressing the F1 button.
F2	No function
F3	
F4	
Home	Return to main screen
OK	No function
Arrow upwards	A step up
Arrow downwards	A step down
Arrow right	Toggles screen right
Arrow left	Toggles screen left
Back	Return to main screen

Button	Function
On	green LED
Alarm	red LED

Table 3.2: Display buttons and functionality

The screen design is divided into different sections:

1. Main screen. Current and daily yield. This section contains:
 - Actual output power (kW)
 - Yield of the current day (kWh)
 - Total yield (kWh)
 - Current date
 - Current time
 - Operating mode (#)
2. Inverter information. This section contains:
 - Inverter device type
 - Inverter name
 - Inverter serial number
 - IP address
 - Serial number of the SMA Inverter Manager
 - Software version of the inverter
3. Actual values. This section contains:
 - PV voltage and current
 - Phase-to-phase voltages
 - Phase currents
 - Power frequency

3.2.1 Initial Setup via LCS tool

The STP 60 inverters and the SMA Inverter Manager must be commissioned via the local commissioning and service tool (LCS tool). Commissioning is required before the STP 60 inverters are connected to the utility grid and start to feed-in power.

The LCS tool enables the selection of predefined country data sets for different utility grids. Customer-specific country data sets must be provided by SMA and imported via the LCS tool (see installation manual of the SMA Inverter Manager / SMA Digital I/O Box / LCS Tool).

After installation, check all cables and close the inverter.

Turn on AC power.

⚠ WARNING

Selecting the correct grid code is important in order to comply with the local and national standards.

It is possible to create customer-specific grid code files with adjusted set values (see Section 3.2.4).

3.2.2 Switching on the PV Load-Break Switch

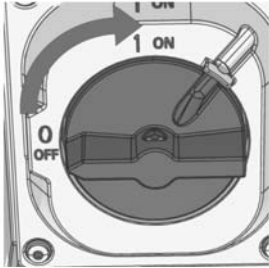


Figure 3.2. PV load-break switch

Switch on the PV load-break either via inverter or PV array junction box.

3.2.3 Commissioning

The inverter starts automatically if sufficient solar irradiation is available. Commissioning takes a few minutes. During this period, the inverter performs a self-test.

**INFORMATION**

The inverter is protected against short-term reverse polarity. The inverter does not generate feed-in power until any reverse polarity is corrected.

⚠ CAUTION

Prolonged reverse polarity leads to a failure of the inverter and thus will void the warranty.

- Make sure that the cables are correctly connected to the inverter.

3.2.4 Grid Code File

**INFORMATION**

If the desired grid code is not available, or if the LCS tool displays a warning about incompatible software versions, the grid code and software library must be updated on the LCS tool.

It is possible to create customer-specific grid code files with adjusted set values. For this purpose, please contact SMA Technology AG.

3.2.5 Configuring the Fallback

If the communication between the inverter and the SMA Inverter Manager is interrupted, the inverter switches to a previously defined operating state (Fallback). The desired operating state when communication is interrupted, can be activated and configured with the customer-specific grid code file.

**INFORMATION**

Observe the specifications of your electric utility company.

Parameters	Configurable value range
Switch-on time after interrupted communication	2 to 20 sec.
Length of fallback	0 to 30 days
Reaction P	0 to 100%
Reaction Q	0 to 100%

Table 3.3 Configurable parameters after communication interruption

4 Service

4.1 Troubleshooting and Repair

The information is organized in tables showing messages appearing in the LCS tool, known as events. The tables contain descriptions of events as well as explanations of which actions to take when an event occurs.

Type of event	Indicates whether the event is of the grid, PV, internal or fail safe category.
ID	The specific event ID.
Display	Text shown in display.
Description	Description of the event.
Measure	Description of which action to take prior to contacting any other parties.
DNO	If the prescribed action has not identified the malfunction, contact the DNO for further assistance.
SMA Service Line	If the prescribed action has not identified the malfunction, contact Service for further assistance (see Section 6 "Contact", page 44).
PV	If the prescribed action has not identified the malfunction, contact the PV module supplier for further assistance.

Grid-Related Events

ID	Status message	Description	Measure	DNO	SMA Service Line	PV
1-6		Grid voltage too low.	Check voltage and AC installation. If the voltage is zero, check the fuses.	x	-	-
7-9		Grid voltage average too high for ten minutes.	Check that the installation is correct in accordance with the installation manual. If so, request a new grid code file with increased voltage limit or reactive power for voltage suppression.	x	-	-
10-15		Grid voltage too high.	Check voltage and AC installation.	x	-	-
16-18		The inverter has detected a voltage peak on the grid.	Check voltage and AC installation.	x	-	-
19, 22		Power frequency too low or too high.	Check power frequency.	x	-	-
31-33		DC current share in utility grid is too high.	For repeated daily occurrences, perform onsite grid analysis.	-	x	-
34-37		The residual-current monitoring unit (RCMU) detected an overcurrent.	Turn off both DC and AC supply and wait until the display turns off. Then turn on DC and AC supply and observe if the event reoccurs. Visual inspection of all PV cables and modules.	-	x	-

ID	Status message	Description	Measure	DNO	SMA Service Line	PV
40	Utility grid not OK.	The utility grid has been outside the permissible range for more than ten minutes (frequency and/or voltage).	Check power frequency, grid voltage, software version and grid code setting.	x	-	-
41-43		Fault ride through. The inverter has detected that the grid voltage was below or above a certain level.	If this event is reported several times each day, perform onsite grid analysis.			
48, 51		Power frequency too low or too high.	Check power frequency and AC installation.	x	-	-
54-56		DC current share in utility grid is too high (stage 2).	For repeated daily occurrences, perform onsite grid analysis.	x	-	-
61		Grid failure, open phase detected.	If the event reoccurs several times each day, contact the responsible grid operator.	x	-	-
62		Grid failure.	If the event reoccurs several times each day, contact the responsible grid operator.	x	-	-
64-81		Grid voltage on phase too low.	Check voltage and AC installation. If the voltage is zero, check the fuses.	x	-	-

Table 4.1 Grid-related events

PV-Related Events

ID	Status message	Description	Measure	DNO	SMA Service Line	PV
103	PV current is too high/ waiting	Too many PV modules connected in parallel. Should only appear on newly installed systems.	Check number of strings in parallel and current ratings. Has the current limit been exceeded? Reconnect strings in parallel.	-	x	x
115, 260	PV ISO too low	The resistance between the PV strings and ground (PE) is too low for the inverter to be commissioned. The inverter automatically performs a new measurement after 10 minutes.	Make a visual inspection of all PV cables and modules for correct installation according to the installation manual. The event could indicate that the PE connection is missing.	-	x	x
258	PV voltage too high/ waiting	The DC voltage is too high.	Make sure that PV system and layout correspond to recommendations in the manuals.	-	x	x
278		DC voltage warning.	Make sure that PV system and layout correspond to recommendations in the manuals.	-	x	x

Table 4.2 PV-related events

System-Related Events

ID	Status message	Description	Measure	DNO	SMA Service Line	PV
2000		Communication assembly is booting.	-	-	-	-
2010, 2011		The software update of the main CPU has started / has finished.	-	-	-	-
2012 - 2018		The software update failed.	Restart the software update. If an error occurs during the update, contact Service.	-	x	-
2030		Transmission of the grid code to the main computer failed.	If the occurs repeatedly, contact Service.	-	x	-
2050		Ethernet connection is active	No measures required. This error identifies bad Ethernet cables.	-	-	-
2051		Ethernet connection is disconnected	No measure necessary. This error is used, for example, to identify bad Ethernet cables.	-	-	-
2052, 2053		Transmission of the grid code from the SMA Inverter Manager to the STP 60-10 has started / finished.	-	-	-	-

ID	Status message	Description	Measure	DNO	SMA Service Line	PV
2054		Transmission of the grid code from the SMA Inverter Manager to the STP 60-10 failed.	If this event occurs frequently, contact Service.	-	-	-
2055	Fallback activated	The inverter switched to the fallback mode after the communication with the SMA Inverter Manager was interrupted.		-	-	-
2056	Fallback completed	The inverter has switched back to normal operation after having been in the fallback mode due to a communication disturbance with the SMA Inverter Manager.		-	-	-

Table 4.3 System-related events

Internal Events

ID	Status message	Description	Measure	DNO	SMA Service Line	PV
201 – 208		The internal temperature of the inverter is too high.	Verify that no objects or dust are on top of the inverter and make sure that the air ducts are clear and not blocked.	-	x	-
209, 210		Voltage in DC link is too high.	If the event persists, reset the inverter by disconnecting DC and AC. If the event is repeated, check the maximum PV voltage using the display to see if it is above the limits.	-	x	-
211	Low fan speed	Fan speed is too low.	Check whether the inverter fan is blocked.	-	x	-
213 – 215		Internal error. Voltage measured before and after the relay differs too much.	Contact Service.	-	x	-
216 – 218		Current measured on AC side is too high.	Contact Service.	-	x	-
219 – 221		Internal error. Voltage measured before and after the relay differs too much.	Contact Service.	-	x	-
225 – 240, 275		Failure in memory/EEPROM.	Restart the inverter. If the event persists, call Service.	-	x	-
241, 242, 245, 249		Internal communications fault.	Restart the inverter. If the event persists, call Service.	-	x	-

ID	Status message	Description	Measure	DNO	SMA Service Line	PV
248		Internal CPU error.	Restart the inverter. If the event persists, call Service.	-	x	-
252– 254		Current measured on AC side is too high.	If the event repeats, call Service.	-	x	-
243, 263		Internal error.	Restart the inverter. If the event persists, call Service.	-	x	-
279		Temperature sensor error.	If the event persists, call Service.	-	x	-
280		Self-test 24-hour timeout. Self-test must run at least once per 24 hours.	None.	-	-	-
281		Too many RCMU events during the past 24 hours. Only four automatic reconnect attempts after event 34 is allowed during a 24-hour period. The inverter will automatically try to reconnect after a certain period.	Wait up to 24 hours. If event 34 recurs, follow the action for event 34.	-	x	-
282		Grid code settings invalid.	Restart the inverter. If the event persists, ask Service to generate a new grid code file or reselect a standard grid code.	-	x	-
283		Gatedrive error.	Restart the inverter. If the event persists, call Service.	-	x	-
323		Internal fan error. Maximum output power has been reduced.	If the event repeats, call Service.	-	x	-

Table 4.4 Internal events

Events Caused by the Self-Test

ID	Description	Measure	DNO	SMA Service Line	PV
100	PV input current is negative. Sensor fault.	Check the polarity of the PV system. If polarity is correct, call Service.	-	x	-
264, 266	Measurement circuit test failed.	Restart the inverter. If the event persists, call Service.	-	x	-
272	PV overvoltage protection device error. Inverter will continue operation without overvoltage protection.	Replace PV overvoltage protection device. See SPD replacement instructions for details.	-	x	-
273	Grid overvoltage protection device error. Inverter will continue operation without overvoltage protection.	Replace PV overvoltage protection device. See SPD replacement instructions for details.	-	x	-
274	Overvoltage protection device status unknown.	Restart the inverter. If the event persists, call Service.	-	x	-
350– 352	Residual-current monitoring unit (RCMU) self-test failed.	Contact Service.	-	x	-
353	Current sensor test failed.	Contact Service.	-	x	-
356– 361	Transistor and relay test failed or inverter relay has failed (contact assumed welded).	Contact Service.	-	x	-
366	Residual-current monitoring unit (RCMU) self-test failed.	Contact Service.	-	x	-

Table 4.5 Events caused by the self-test

4.2 Maintenance

Ensure that the heat sink at the rear of the inverter is not covered.

Clean the contacts of the PV load-break switch once a year. Clean by cycling the switch to on and off positions ten times. The PV load-break switch is located at the bottom of the inverter.

For correct operation and a long service life, ensure free air circulation for the following areas:

- around the heat sink at the top and side of the inverter where the air exhausts, and
- towards the fan at the inverter base.

To clear obstructions, clean using compressed air, a soft cloth, or a brush.

⚠ WARNING

The temperature of the heat sink can exceed 70 °C.

5 Technical Data

5.1 Specifications

Parameters	STP 60-10
AC	
Nominal apparent power ¹⁾	60000 VA
Nominal active power ²⁾	60000 W
Reactive power range ¹⁾	0 to 60000 var
Nominal AC voltage (voltage range)	3P + PE (WYE) / 400 V to 480 V (± 10%)
Supported grounding systems	TT, TN
Nominal AC current	3 x 87 A
Max. AC current	3 x 87 A (3 x 72 A at 480 V)
AC total harmonic distortion (THD at nominal output power)	< 1%
Inrush current	9.2 A/5 ms
Maximum residual output current	Root-mean-square value 49.8 A over 3 periods
Power factor - standard	> 0.99 at nominal power
Displacement power factor	0 overexcited to 0 underexcited
Stand-by power consumption (for communication)	3 W
Nominal power frequency (range)	50 Hz/60 Hz (± 10%)
DC	
Input voltage range (at 400 Vac / at 480 Vac)	565 V to 1000 V / 680 V to 1000 V
Nominal voltage DC (at 400 Vac / at 480 Vac)	630 V / 710 V
MPP voltage range (at 400 Vac / at 480 Vac)	570 V to 800 V / 685 V to 800 V
Initial input voltage (at 400 Vac / at 480 Vac)	600 V / 720 V
Max. input voltage	1000 V
Min. power on the grid	100 W
Max. input current / max. short-circuit current	110 A / 150 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	1/1 (split up by external PV array junction box)
Overvoltage categories	AC: Overvoltage category III (OVC III), PV: Overvoltage category II (OVC II)
Efficiency	
Max. EU efficiency	98.8%
EU efficiency at 630 VDC	98.3%
CEC weighted efficiency (at 400 / at 480 Vac)	98.0% / 98.5%
MPPT efficiency, static	99.9%
Enclosure	

Parameters	STP 60-10
Dimensions (W / H / D)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22.5 × 12")
Weight	75 kg (165 lbs) ³⁾
Acoustic noise level	58 dB(A) (typical)

Table 5.1 Specifications

¹⁾ at nominal grid voltage

²⁾ at nominal grid voltage, $\cos(\phi) = 1$.

³⁾ depending on the options installed

⁴⁾ under any conditions

Parameters	STP 60 series
Protection class (according to IEC 62109-1)	I (Information)
Electrical	
Electrical safety	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62109-1/IEC 62109-2 (Class I, grounded - Communication part Class II, PELV) • UL 1741 with not isolated, grid-tie PV inverters • IEEE 1547
Functional	
Functional safety	<ul style="list-style-type: none"> • Voltage and frequency monitoring • Monitoring of DC current share in AC current • Insulation resistance monitoring • FI monitoring • UL1998
Islanding detection - grid failure	<ul style="list-style-type: none"> • Active frequency shift • Disconnection • Three-phase monitoring • ROCOF/SFS
RCD compatibility ¹⁾	Typ B, 600 mA

Table 5.2 Safety specifications

¹⁾ depending on local regulations

5.2 Disconnection Settings

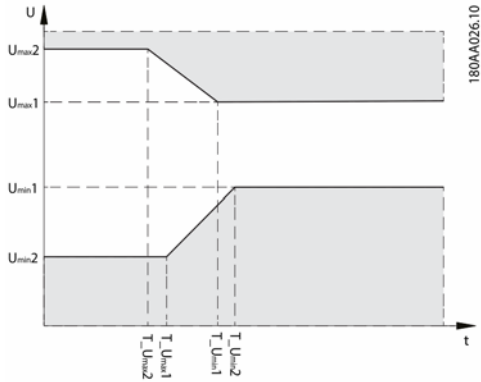


Figure 5.1 Overvoltage and undervoltage disconnect

Nom. grid		Vmin2 [V]	T_Vmin2 [s]	Vmin1 [V]	T_Vmin1 [s]	Vmax1 [V]	T_Vmax1 [s]	Vmax2 [V]	T_Vmax2 [s]
Nominal voltage: 400 V	Standard	200.00	0.16	352.00	2.00	440.00	1.00	480.00	0.16
	Range	160-240	0.1-3.0	300-380	0.5-3.0	420-480	0.5-3.0	440-520	0.1-3.0
Nominal voltage: 480 V	Standard	240.00	0.16	423.00	2.00	528.00	1.00	576.00	0.16
	Range	192-288	0.1-3.0	360-456	0.5-3.0	504-576	0.5-3.0	528-624	0.1-3.0

Table 5.3 Standards for voltage disconnection and disconnection times

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Standard	57.00	0.16	59.30	10.00	60.50	0.16	-	-
Range	56.5-57.5	0.1-3.0	57.0-59.8	0.16-300	60.1-60.9	0.16-3.0	60.1-61.0	0.1-3.0

Table 5.4 Default frequency disconnection and disconnection times

INFORMATION

The values apply only to IEEE 1547.

5.3 Compliance with

International standards	STP 60 series
Efficiency	EU efficiency, Standard: EN 50530
	CEC weighted efficiency, standard CEC directive
	Test procedure: Performance test protocol for evaluating inverters that are used in grid-tie PV systems (draft): March 1 st 2005
EC Low-voltage directive	2006/95/EC
EC directive for electromagnetic compatibility (EMV)	2004/108/EC
Safety	IEC 62109-1/IEC 62109-2
	UL 1741
	UL 508i
Functional safety	IEC 62109-2
	UL 1741/IEEE 1547
EMC, interference immunity	EN 61000-6-1
	EN 61000-6-2
EMC, emission	EN 61000-6-3
	EN 61000-6-4
	CISPR 11 Class B
	FCC Part 15
Harmonic currents	EN 61000-3-12
CE	Yes
Properties of the supply grid	IEC 61727
	EN 50160
	IEEE 1547 UI

Table 5.5 Compliance with international standards

Approvals and certificates are available in the download area at www.SMA-Solar.com.

5.4 Installation Conditions

Parameters	Specification
Operating temperature range	-25 °C to 60 °C (-13 °F to 140 °F)*
Storage temperature	-40 °C to 60 °C
Relative humidity	5% to 95%, (non-condensing)
Pollution degree	PD2
Environmental category IEC62109-1	Outdoor, wet (see Section 2, page 19)
Environmental class in accordance with IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Cooling concept	Forced cooling
Air quality - general	ISA S71.04-1985 Class G3 (at 75% rF)
Air quality - coastal, heavy industrial and agricultural zones	Must be measured and classified in accordance with ISA S71.04-1985: G3 (at 75% RH)
Vibration	< 1 G
Enclosure protection class	IP65
UL 50E enclosure type	NEMA 3R
Maximum operating altitude above mean sea level	2000 m (6500 ft) above sea level (power reductions may occur starting at an altitude of 1000 m).**
Installation	Avoid constant contact with water. Avoid direct solar irradiation. Ensure adequate air flow. Mount on non-flammable surface. Mount upright on vertical surface. Prevent dust and ammonia gases.

* Potential power reduction above 45 °C (113 °F) (for further information see technical information "Efficiencies and Derating")

** Installation at altitudes > 2000 m are possible on request; contact SMA Solar Technology AG for this.

Table 5.6 Installation conditions

5.5 Torque Specifications

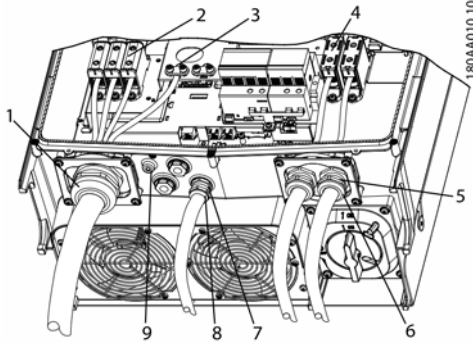


Figure 5.2 Overview of inverter with torque indications

Parameters	Tools	Torque
1 M63 cable gland	Wrench 65/68 mm	6 Nm (53 in-lbf)
2 AC terminals	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
3 Primary grounding conductor (secondary grounding conductor directly to the right of it)	TX 30	3.9 Nm (35 in-lbf)
4 Terminals on DC	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
5 M32 cable gland	Wrench, 36 mm	6 Nm (53 in-lbf)
6 Swivel nut for M32 cable gland	Wrench, 36 mm	1.8 Nm (16 in-lbf)
7 M25 cable gland	Wrench 33 mm	10 Nm (89 in-lbf)
8 Swivel nut for M25 cable gland	Wrench 33 mm	1.8 Nm (16 in-lbf)
9 M6 equipment grounding (equipotential bonding terminal)	TX 20	3.9 Nm (35 in-lbf)
Front screw (not shown)	TX 30	1.5 Nm (13 in-lbf)

Table 5.7: Torques

CAUTION

If the blind plugs are removed (see (7) in figure 5.2), use the following fittings: 3, 3S, 4, 4X, 6, 6P.

5.6 Specifications for Grid Protection

Parameters	Specification
Maximum inverter current, I_{ACmax}	87 A
Recommended type of time-lag fuse gL/gG (IEC 60269-1)	100 to 125 A
Recommended type of the time-lag fuse Class T (UL/USA)	125 A
Recommended circuit breaker type B or C	125 A
Maximum fuse rating	125 A

Table 5.8: Specifications for grid protection



INFORMATION

Observe local regulations.

5.7 Technical Data of the Communication Interface

Interface	Parameters	Parameter details	Specification
Ethernet	Cable	Cable sheath diameter (\varnothing)	2 x 5 to 7 mm
		Cable type	STP cable (Shielded Twisted Pair, CAT 5e or SFTP CAT 5e) ¹⁾
		Cable characteristic impedance	100 Ω to 120 Ω
	RJ45 connector: 2 pcs. RJ45 for Ethernet	Wire size	24-26 AWG (depending on the design of the RJ-45 plug)
		Cable shield termination	Via RJ45 plug
	Galvanic interface insulation		Yes, 500 Vrms
	Direct protection against contact	Double/reinforced insulation	Yes
	Short-circuit protection		Yes
	Communication	Network topology	Star connection, ring connection and daisy chain
	Cable	Max. cable length between inverters	100 m (328 ft)
Max. number of inverters	Per SMA Inverter Manager	42	

Table 5.9 Technical data of the communication interface
¹⁾(see Section 2.8 "Ethernet Connections", page 25)

5.8 Ethernet Connections

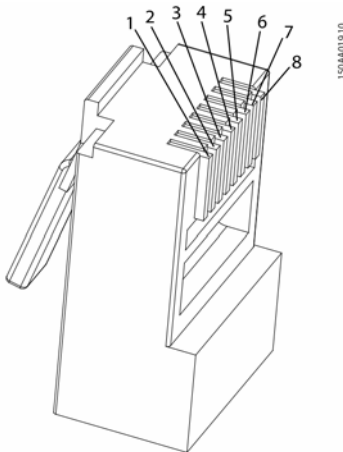


Figure 5.4 Pin assignment of the RJ-45 plug for Ethernet

Pin assignment Ethernet	Color standard	
	Cat. 5 T-568A	Cat. 5 T-568B
1. RX+	Green/white	Orange/white
2. RX	Green	Orange
3. TX+	Orange/white	Green/white
4.	Blue	Blue
5.	Blue/white	Blue/white
6. TX-	Orange,	Green
7.	Brown/white	Brown/white
8.	Brown	Brown

5.8.1 Network Topology

The inverter has two Ethernet RJ-45 pin connectors that enable the connection of several inverters in line topology (as an alternative to the usual star topology).

i **INFORMATION**

Ring topology (C in figure 5.5) is only permitted if realized with Ethernet switch supporting spanning tree.

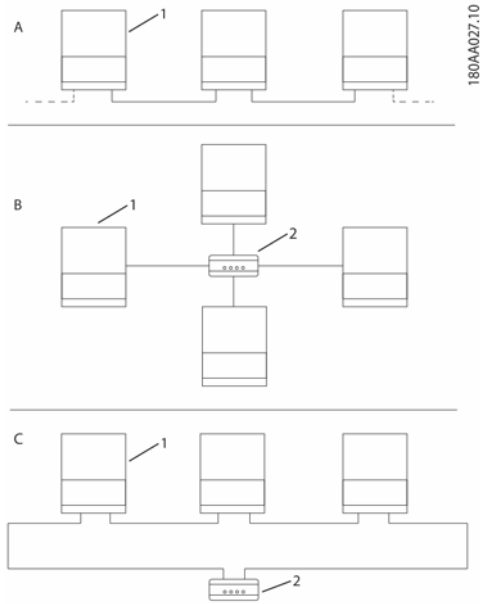


Figure 5.5 Network topology

A	Linear daisy chain
B	Star topology
C	Ring topology (only if spanning tree is used)
1	Sunny Tripower 60
2	Ethernet switch

Status of the LEDs next to the Ethernet port is explained in table 5.12. There are two LEDs per interface.

Status	Yellow LED	Green LED
Off	10 MBit/s connection speed	No link
On	100 MBit data transfer rate	Link
Flashing	-	Action

Table 5.12 LED status

6 Contact

If you experience any technical problems with our products, please contact the SMA Service Line. We require the following information in order to provide you with the necessary assistance:

- Inverter device type
- Inverter serial number
- Inverter firmware version
- Special country-specific settings of the inverter (if applicable)
- Type and number of PV modules connected
- Mounting location and altitude of the inverter
- Display message

Rechtliche Bestimmungen

Die in diesen Unterlagen enthaltenen Informationen sind Eigentum der SMA Solar Technology AG. Die Veröffentlichung, ganz oder in Teilen, bedarf der schriftlichen Zustimmung der SMA Solar Technology AG. Eine innerbetriebliche Vervielfältigung, die zur Evaluierung des Produktes oder zum sachgemäßen Einsatz bestimmt ist, ist erlaubt und nicht genehmigungspflichtig.

SMA Garantie

Die aktuellen Garantiebedingungen können Sie im Internet unter www.SMA-Solar.com herunterladen.

Warenzeichen

Alle Warenzeichen werden anerkannt, auch wenn diese nicht gesondert gekennzeichnet sind. Fehlende Kennzeichnung bedeutet nicht, eine Ware oder ein Zeichen seien frei.

Die BLUETOOTH® Wortmarke und Logos sind eingetragene Warenzeichen der Bluetooth SIG, Inc. und jegliche Verwendung dieser Marken durch die SMA Solar Technology AG erfolgt unter Lizenz.

Modbus® ist ein eingetragenes Warenzeichen der Schneider Electric und ist lizenziert durch die Modbus Organization, Inc.

QR Code ist eine eingetragene Marke der DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® und Pozidriv® sind eingetragene Marken der Firma Phillips Screw Company.







Torx® ist eine eingetragene Marke der Firma Acument Global Technologies, Inc.

SMA Solar Technology AG


Sonnenallee 1
 34266 Niestetal
 Deutschland
 Tel. +49 561 9522-0
 Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
 E-Mail: info@SMA.de
 Copyright © SMA Solar Technology AG.
 Alle Rechte vorbehalten.

WICHTIGE SICHERHEITSHINWEISE

In diesem Dokument werden folgende Symbole verwendet:

Symbol	Erklärung
 GEFAHR	Warnhinweis, dessen Nichtbeachtung unmittelbar zum Tod oder zu schwerer Verletzung führt
 WARNUNG	Warnhinweis, dessen Nichtbeachtung zum Tod oder zu schwerer Verletzung führen kann
 VORSICHT	Warnhinweis, dessen Nichtbeachtung zu einer leichten oder mittleren Verletzung führen kann
 ACHTUNG	Warnhinweis, dessen Nichtbeachtung zu Sachschäden führen kann
 FACHKRAFT	Hinweis, dass der folgende Abschnitt Tätigkeiten beinhaltet, die ausschließlich von Fachkräften durchgeführt werden dürfen
	Information, die für ein bestimmtes Thema oder Ziel wichtig, aber nicht sicherheitsrelevant ist
<input type="checkbox"/>	Voraussetzung, die für ein bestimmtes Ziel gegeben sein muss
<input checked="" type="checkbox"/>	Erwünschtes Ergebnis
x	Möglicherweise auftretendes Problem

Allgemeine Sicherheit

 **VORSICHT**

Dieses Handbuch enthält wichtige Anweisungen, die beim Einbau und der Wartung des Wechselrichters zu befolgen sind.

i Vor der Installation

Prüfen, ob der Wechselrichter und die Verpackung beschädigt sind. Wenden Sie sich im Zweifelsfall vor der Installation an den Lieferanten.

⚠️ WARNUNG

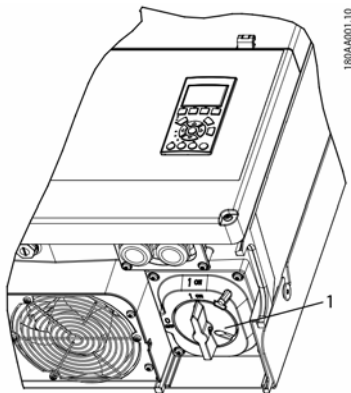
InstallationService

Zur Gewährleistung der optimalen Sicherheit sind die in diesem Dokument beschriebenen Schritte zu befolgen. Beachten Sie, dass der Wechselrichter über zwei spannungsführende Bereiche verfügt: den PV-Eingang und das AC-Netz.

⚠️ GEFAHR

Trennung des Wechselrichters

Schalten Sie vor Beginn der Arbeiten am Wechselrichter das AC-Netz am Netzschalter und PV über den eingebauten PV-Lastschalter (DC-Lasttrennschalter) ab. Stellen Sie sicher, dass das Gerät nicht versehentlich wiederangeschlossen werden kann. Überprüfen Sie Mithilfe eines Spannungsprüfers, dass das Gerät abgeschaltet und spannungsfrei ist. Auch bei freigeschalteter AC-Netzversorgung und abgeschalteten Solarmodulen kann der Wechselrichter nach wie vor unter gefährlicher Hochspannung stehen. Warten Sie nach jeder Trennung vom Stromnetz und von den PV-Modulen mindestens 5 Minuten, bevor Sie fortfahren.



1 PV-Lasttrennschalter

i HINWEIS

Der PV-Lastschalter kann in der „Aus“-Stellung mit einem Vorhängeschloss gesichert werden.

⚠️ VORSICHT

Auch wenn der Wechselrichter vom AC-Netz getrennt ist, sind in einem PV-System DC-Spannungen bis zu 1000 V vorhanden. Fehler oder unsachgemäße Verwendung können einen Lichtbogenüberschlag verursachen.

⚠️ VORSICHT

WARTUNG UND ÄNDERUNG

Reparaturen oder Umrüstungen am Wechselrichter dürfen nur von befugtem Fachpersonal durchgeführt werden. Es dürfen ausschließlich die über Ihrem Lieferanten erhältlichen Originalersatzteile verwendet werden, um eine Gefährdung von Personen auszuschließen. Werden keine Originalersatzteile verwendet, ist die Einhaltung der CE-/UL-Richtlinien in Bezug auf elektrische Sicherheit, EMV und Maschinensicherheit nicht gewährleistet.

⚠️ WARNUNG

INSTALLATEUR

Beachten Sie die US-Sicherheitsstandards NEC, ANSI/NFPA 70.

Eingangs- und Ausgangstromkreise sind vom Gehäuse isoliert. Die Erdung der Anlage unterliegt der Zuständigkeit des Installateurs.

⚠️ WARNUNG

GEFAHR EINES STROMSCHLAGS

Diese Wartungsanweisungen richtet sich ausschließlich an qualifiziertes Fachpersonal. Um das Risiko eines elektrischen Schlages zu verringern, dürfen keine Wartungsarbeiten ausgeführt werden, die nicht ausdrücklich in der Bedienungsanleitung beschrieben sind, außer Sie sind zu deren Ausführung qualifiziert.

Abbildung 1.1

⚠️ WARNUNG

Es handelt sich um einen traflosen Wechselrichter der gemäß NFPA 70, 690.35 mit ungeerdeten PV-Generatoren (mit frei schwebenden Potentialen) betrieben wird.

⚠️ WARNUNG

Eingangs- und Ausgangsstromkreise sind vom Gehäuse isoliert.

Die Erdung der Anlage, sofern vom kanadischen Sicherheitsstandard Teil I gefordert, fällt in die Zuständigkeit des Installateurs.

⚠️ VORSICHT

Alle Personen, die mit der Installation und Wartung von Wechselrichtern betraut sind, müssen:

- in allgemeinen Sicherheitsrichtlinien für Arbeiten an elektrischen Betriebsmitteln geschult und befugt sein.
- mit lokalen Anforderungen, Regelungen und Richtlinien zur Installation vertraut sein.

⚠️ VORSICHT

Der Wechselrichter bietet keinen Überstromschutz. Dieser muss vom Installateur bereitgestellt werden. Siehe Tabelle 5.8.

⚠️ VORSICHT

Die Temperatur der Kühlelemente und Bauteile im Wechselrichter kann 70 °C/158 °F überschreiten. Es besteht Verbrennungsgefahr.

Der Wechselrichter ist in einer Weise zu installieren, dass eine Berührung der heißen Bereiche durch Personen nicht zu erwarten ist.

⚠️ VORSICHT

Um die Brandgefahr zu reduzieren, schließen Sie gemäß dem *National Electrical Code*®, ANSI/NFPA 70 nur an einen Stromkreis mit maximal 125 A Zweig-Überstromschutz an.



HINWEIS

Benutzen Sie 75 °C oder 90 °C spezifizierte Kabel, entweder AWG Kupfer oder AWG Aluminium. Siehe Kapitel 2.7, Seite 60.

HINWEIS

Das in diesem Handbuch verwendete Symbol für Schutzleiter finden Sie in Abbildung 2.18.

Eine Illustration des DC-Freischalters finden Sie in Kapitel 3.2.2, Seite 65.

HINWEIS

Informationen über den Umgebungstemperaturbereich finden Sie in Kapitel 5.4, Seite 78.



HINWEIS

Dieses Handbuch enthält Informationen zu Feldverdrahtungsanschlüssen und Drehmomentvorgaben. Siehe Kapitel 5.5, Seite 79.






HINWEIS

Dieses Gerät ist geprüft worden und hält die Grenzwerte für ein Gerät der Kategorie B gemäß Teil 15 der FCC Richtlinien ein. Diese Grenzwerte sollen einen angemessenen Schutz vor schädlichen Störungen sicher stellen, wenn das Gerät in Wohngebieten verwendet wird. Der Betrieb des Wechselrichters kann, wenn er nicht gemäß den Anweisungen installiert und benutzt wird, durch hochfrequente elektromagnetische Abstrahlungen Funkkommunikationen beeinträchtigen. Es kann jedoch nicht garantiert werden, dass Störungen in einzelnen Anlagen nicht auftreten. Wenn das Gerät Störungen im Rundfunk- oder Fernsehempfang verursacht, was durch vorübergehendes Ausschalten des Geräts überprüft werden kann, versuchen Sie, die Störung durch eine der folgenden Maßnahmen zu beheben:

- Verändern Sie die Ausrichtung oder den Standort der Empfangsantenne.
- Erhöhen Sie den Abstand zwischen dem Gerät und Ihrem Rundfunk- oder Fernsehempfänger.
- Schließen Sie das Gerät an einen anderen Stromkreis an als den Rundfunk- oder Fernsehempfänger.
- Wenden Sie sich an Ihren Händler oder einen ausgebildeten Rundfunk- und Fernsehtechniker.

Symbole auf dem Wechselrichter

Symbol	Erklärung
	<p>Lebensgefahr durch elektrischen Schlag</p> <p>Das Produkt arbeitet mit hohen Spannungen. Alle Arbeiten am Produkt dürfen ausschließlich durch Fachkräfte erfolgen.</p>
	<p>Gefahr</p> <p>Dieses Symbol weist darauf hin, dass der Wechselrichter zusätzlich geerdet werden muss, wenn vor Ort eine zusätzliche Erdung oder ein Potenzialausgleich gefordert ist.</p>
	<p>Lebensgefahr durch hohe Spannungen im Wechselrichter, Wartezeit einhalten</p> <p>An den spannungsführenden Bauteilen des Wechselrichters liegen hohe Spannungen an, die lebensgefährliche Stromschläge verursachen können. Vor allen Arbeiten am Wechselrichter den Wechselrichter immer wie in diesem Dokument beschrieben spannungsfrei schalten.</p>
	<p>Verbrennungsgefahr durch heiße Oberfläche</p> <p>Das Produkt kann während des Betriebs heiß werden. Vermeiden Sie Berührungen während des Betriebs. Lassen Sie vor allen Arbeiten das Produkt ausreichend abkühlen.</p>
	<p>Dokumentationen beachten</p> <p>Beachten Sie alle Dokumentationen, die mit dem Produkt geliefert werden.</p>

Konformität

Weitere Informationen sind im Download-Bereich unter www.SMA-Solar.com erhältlich (siehe auch Kapitel 5, Seite 74).

1 Einführung

Die STP 60-Wechselrichter sind ausschließlich für den Betrieb als netzgekoppelte PV-Anlagen konzipiert. Die Wechselrichter wandeln Gleichstrom aus Solarmodulen in netzkonformen 3-phasigen Wechselstrom um. Für den Betrieb müssen diese an ein Versorgungsnetz angeschlossen sowie mit einer ausreichenden Anzahl von PV-Modulen verbunden sein. Für andere Anwendungen (wie für den Betrieb mit Batterie oder Windkraftanlagen) sind die STP 60-Wechselrichter nicht geeignet.

Die STP 60-Anlage besteht aus 4 Hauptkomponenten:

- Sunny Tripower 60
- Generatoranschlusskasten (GAK).

Der Generatoranschlusskasten ermöglicht die Bündelung der erforderlichen Anzahl an PV-Strings für den STP 60-Wechselrichter. Jeder STP 60-Wechselrichter benötigt einen Generatoranschlusskasten.

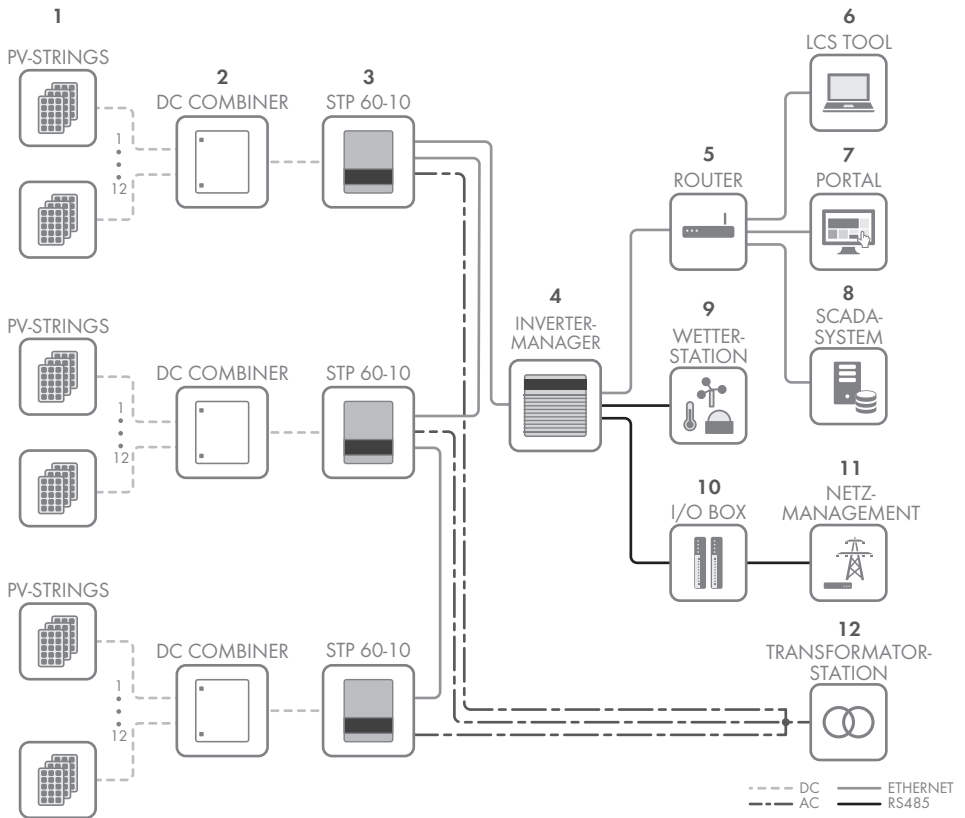
- SMA Inverter Manager

Der SMA Inverter Manager ist für den Betrieb des Sunny Tripower 60 immer erforderlich. An jeden SMA Inverter Manager können bis zu 42 Sunny Tripower 60 angeschlossen werden. Der SMA Inverter Manager verwaltet die gesamte Kommunikation der Wechselrichter. Er dient als zentrale Anlagenschnittstelle für Datenerfassungssysteme, Hochladen in Cloud-Dienste und Kraftwerk-Leittechnik.

- Lokales Inbetriebnahme- und Service-Tool (LCS-Tool)

Das LCS-Tool ist für die Inbetriebnahme und den Service von STP 60-Wechselrichtern über den SMA Inverter Manager erforderlich. Das LCS-Tool dient als primäre Benutzeroberfläche für die STP 60-Anlage.

1.1 Überblick über den Installationsbereich



1	PV-Strings
2	Generatoranschlusskasten (GAK)
3	Sunny Tripower 60
4	SMA Inverter Manager
5	Router
6	LCS-Tool
7	Portal
8	SCADA-System
9	Wetterstation
10	I/O Box
11	Netzverwaltung
12	Transformatorstation

1.2 Zweck des Handbuchs

Die Installationsanleitung enthält Informationen zur Installation und Inbetriebnahme der STP 60-Wechselrichterserie.

Folgende zusätzliche Materialien sind verfügbar:

- Schnelleinstieg zur Installation des STP 60-Wechselrichters – enthält notwendige Informationen zur Inbetriebnahme der STP 60-Wechselrichter sowie zur Einrichtung der Wechselrichter-Kommunikation.
- Installationsanleitung des SMA Inverter Manager und der I/O Box – enthält notwendige Informationen zur Inbetriebnahme der STP 60-Wechselrichter sowie zur Einrichtung der Wechselrichter-Kommunikation.

- Planungsleitfaden – enthält alle notwendigen Informationen zur Einsatzplanung des Wechselrichters in verschiedenen Solarenergieanwendungen.
- Serviceanleitung für den Austausch des Lüfters – enthält Informationen zum Austausch eines defekten Lüfters.
- Serviceanleitung für den Austausch der SPD's – enthält Informationen zum Austausch der Überspannungsschutzgeräte

Diese Dokumente sind im Downloadbereich unter www.SMA-Solar.com verfügbar. Sie können Sie auch über den Lieferanten des Solar-Wechselrichters beziehen.

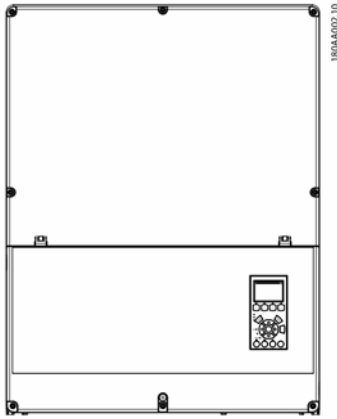


Abbildung 1.2 Sunny Tripower 60

Abkürzung	Beschreibung
ANSI	American National Standards Institute (US-amerikanische Stelle zur Normung industrieller Verfahrensweisen)
AWG	American Wire Gauge (Kodierung für Drahtdurchmesser)
cat5e	Kategorie 5 Kabel (mit verbesserten Eigenschaften) mit verdrehten Adernpaaren (Twisted-Pair) zur Datenübertragung
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol – ermöglicht die automatische Zuweisung der Netzadresse durch den DHCP-Server
DSL	Digital Subscriber Line – digitaler Teilnehmeranschluss
EMV (Richtlinie)	Richtlinie über die elektromagnetische Verträglichkeit
ESD	Elektrostatische Entladung
FCC	Federal Communications Commission (unabhängige US-Behörde zur Regelung von Funkkommunikationswegen)

Abkürzung	Beschreibung
FRT	Fault Ride Through (robustes Einspeiseverhalten im Netzfehlerfall)
GSM	Global System for Mobile Communications (Standard für digitale Mobilfunknetze)
HDD	Hard Disk Drive (Festplattenlaufwerk)
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission – internationale Normungsorganisation
IT	Isolierte Erde
LCS	Local Commissioning and Service Tool (lokales Inbetriebnahme- und Service-Tool)
LED	Leuchtdiode
NSR (Richtlinie)	Niederspannungsrichtlinie
MCB	Leitungsschutzschalter
MPP	Maximum Power Point (Punkt maximaler Leistung)
MPPT	Maximum Power Point Tracker – ermittelt den Punkt der optimalen PV-Leistung
NFPA	National Fire Protection Association (US-Brandschutz-Vereinigung)
P	P ist das Symbol der Wirkleistung, gemessen in Watt (W).
PCB	Leiterplatte
PCC	Point of Common Coupling – Netzverknüpfungspunkt Der Punkt im öffentlichen Elektrizitätsnetz, an den Kunden angeschlossen sind oder sein könnten.
PE	Schutzerde
PELV	Schutzkleinspannung
PLA	Power Level Adjustment = Begrenzung der Ausgangsleistung
P _{NOM}	Power [W], Nennwirkleistung
POC	Anschlusspunkt Der Punkt, an dem das PV-System an das öffentliche Versorgungsnetz angeschlossen ist.
P _{STC}	Power [W], Leistung bei Standardtestbedingungen
PV	Photovoltaik, Photovoltaik-Zellen
RCD	Fehlerstromschutzschalter
RCMU	Residual Current Monitoring Unit – FI-Überwachungsgerät
R _{ISO}	Isolationswiderstand
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency – Frequenzänderungsrate
Q	Q ist das Symbol der Blindleistung, gemessen in Volt-Ampere reaktiv (VAR)

Abkürzung	Beschreibung
S	S ist das Symbol der Scheinleistung und wird in Voltampere (VA) angegeben.
STC	Standardtestbedingungen (Standard Test Conditions)
SW	Software
THD	Oberschwingungsgehalt
TN-S	Wechselstromnetz mit getrennten Schutz- und Neutralleitern
TN-C	Wechselstromnetz mit kombiniertem Schutz- und Neutralleiter
TN-C-S	Kombiniertes TN-C und TN-S-System: Die Trennung von Schutz- und Neutralleiter erfolgt am Übergangspunkt zwischen Verteilungsnetz und Kundenanlage.
TT	Wechselstromnetz mit Trennung zwischen Betriebserde des Erzeugers und der Erde der Verbraucheranlage
VNB	Verteilnetzbetreiber

1.3 Auspacken

Inhalt:

- Wechselrichter
- Wandhalterung
- Inhalt des Zubehörbeutels:
 - 6 Wanddübel 8 x 50 mm
 - 6 Befestigungsschrauben 6 x 60 mm
 - 1 M25 Kabelverschraubung mit Dichtungsmanschette für Ethernet-Kabel
 - 1 Erdungsbolzen M6 x 12 mm
 - Bei STP 60-10-US zusätzlich enthalten: 2 x Kabelkanal mit Bügelschelle (2")
- Installationsanleitung
- Schnelleinstieg zur Installation

1.4 Typenschild des Wechselrichters

Das Typenschild identifiziert den Wechselrichter eindeutig. Die Angaben auf dem Typenschild benötigen Sie für den sicheren Gebrauch des Produkts und bei Fragen an die SMA Service Line. Auf dem Typenschild finden Sie folgende Informationen:

- Gerätetyp (Modell)
- Seriennummer (Serial No.)
- Herstellungsdatum (Date of manufacture)
- Gerätespezifische Kenndaten

1.5 Installationsreihenfolge

1. Bitte beachten Sie besonders die Sicherheitshinweisen zu Beginn des Handbuchs!
2. Den Wechselrichter gemäß Kapitel 2.1, Seite 55, Kapitel 2.2, Seite 56 und Kapitel 2.3, Seite 57 montieren.
3. Den Wechselrichter gemäß den Anweisungen in Kapitel 2.5, Seite 58 öffnen.
4. Die AC-Versorgung gemäß Kapitel 2.6, Seite 59 installieren.
5. Ethernet gemäß Kapitel 5.8, Seite 81 installieren.
6. Das PV-Module mittels Generatoranschlusskasten gemäß Kapitel 2.9, Seite 61 installieren.
7. Den Wechselrichter entsprechend den Anweisungen in Kapitel 2.5, Seite 58 schließen.
8. Wechselstrom einschalten.
9. Inbetriebnahme mittels LCS-Tool abschließen Das Tool ist im Downloadbereich unter www.SMA-Solar.com erhältlich. Hardware Anforderungen für das LCS-Tool:
 - PC mit WindowsTM 7 oder neuer
 - 1 GB HDD
 - 2 GB RAM
 Das LCS-Tool muss auf einem lokalen PC-Laufwerk installiert werden. Der PC muss mit dem Anlagennetzwerk des SMA Inverter Managers verbunden sein. Zur Einstellung über das LCS-Tool, siehe Kapitel 3.2.1, Seite 65.
10. PV-System über den PV-Lasttrennschalter einschalten.
11. Überprüfung der Installation durch:
 - Wechselrichteranzeige: LED „On“ leuchtet durchgehend grün.
 - LCS-Tool: Beim Wechselrichter lautet die Statusanzeige „On grid“.
12. Der Wechselrichter ist nun in Betrieb.

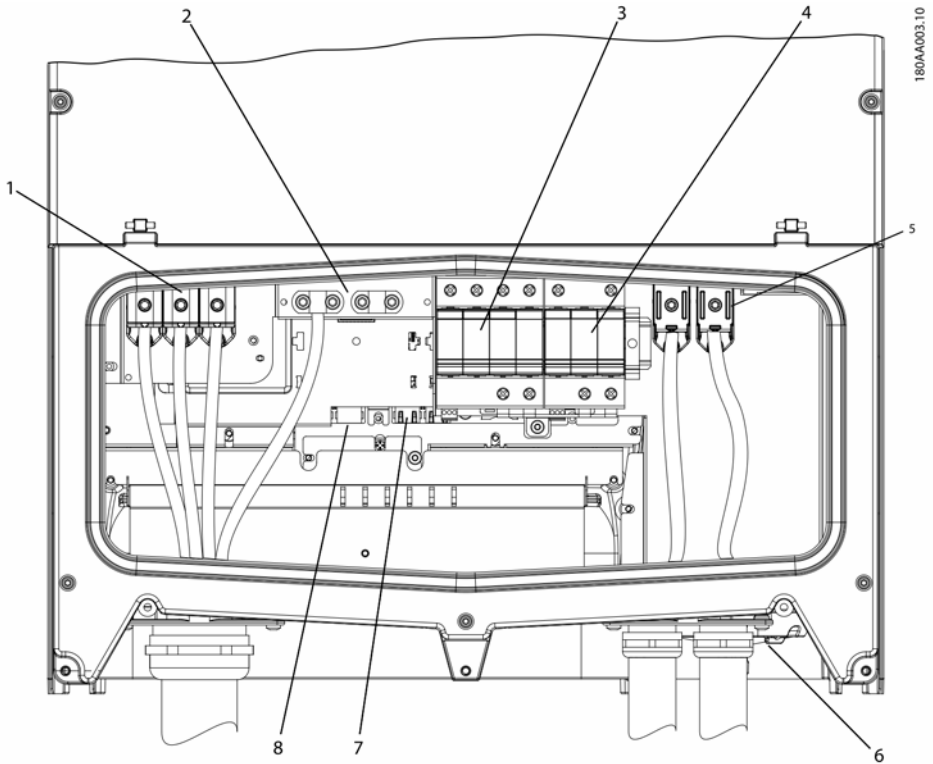


Abbildung 1.3 Überblick über den Installationsbereich

PELV (berührungssicher)

2	Geräteerdung
7	Ethernet-Schnittstelle x 2
8	RS-485-Schnittstelle (nicht im Einsatz)

Spannungsführende Teile

1	AC-Anschlussklemmen
5	PV-Anschlussklemmen

Sonstiges

3	AC-Überspannungsschutz (SPDs)
4	DC-Überspannungsschutz (SPDs)
6	PV-Lasttrennschalter

Tabelle 1.2 Überblick über den Installationsbereich

2 Installation

2.1 Umgebung und Abstände



Abbildung 2.1 Ständigen Kontakt mit Wasser vermeiden

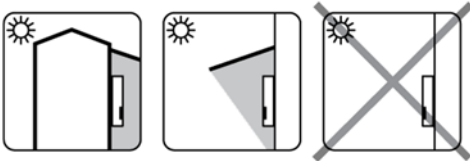


Abbildung 2.2 Direkte Sonneneinstrahlung vermeiden

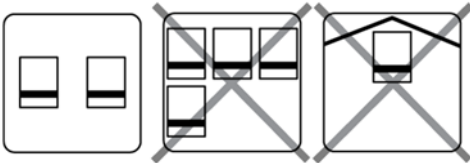


Abbildung 2.3 Ausreichende Luftströmung sicherstellen

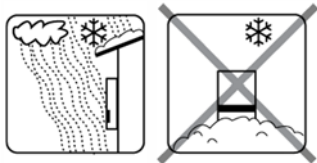


Abbildung 2.4 Ausreichende Luftströmung sicherstellen

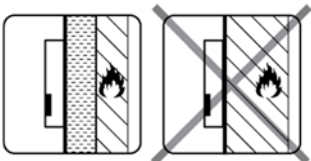


Abbildung 2.5 Auf nicht entflammbarer Oberfläche montieren

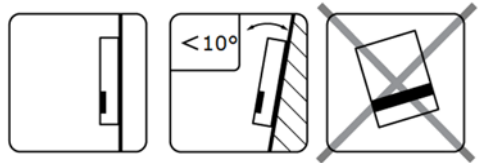


Abbildung 2.6 Gerade auf vertikaler Oberfläche einbauen. Eine Rückwärtsneigung von bis zu 10 Grad ist zulässig.



Abbildung 2.7 Staub und Ammoniakgase vermeiden

HINWEIS

Bei der Auswahl des Installationsorts sicherstellen, dass die Produkt- und Warnhinweise auf dem Wechselrichter jederzeit sichtbar sind. Ausführliche Informationen finden Sie in Kapitel 5, Seite 74.

2.2 Montage der Wandhalterung

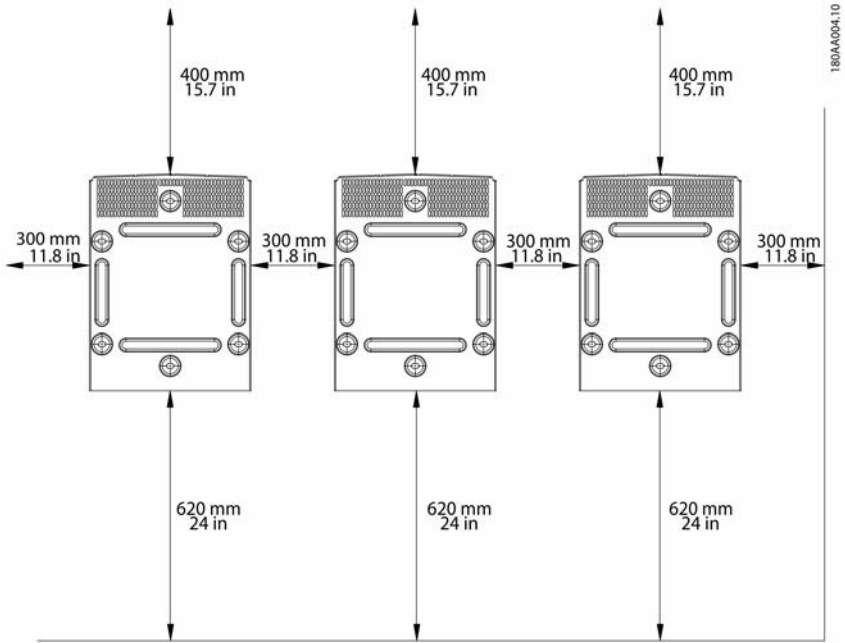


Abbildung 2.8 Sicherheitsabstände

i HINWEIS

Für eine ausreichende Luftströmung einen Mindestabstand von 620 mm / 24 in. sicherstellen.

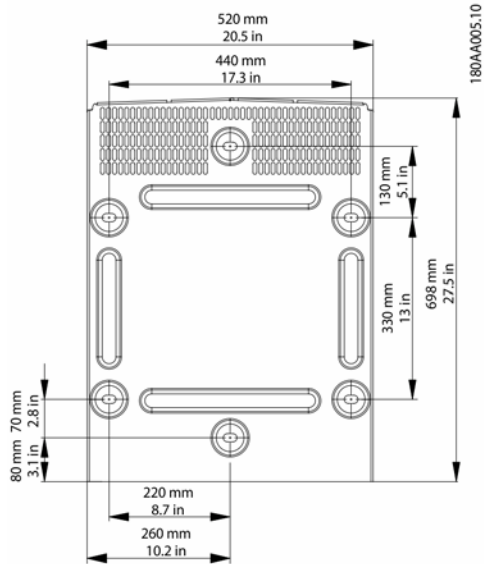


Abbildung 2.9 Wandhalterung

HINWEIS

Die mitgelieferte Wandhalterung muss zwingend verwendet werden. Wird der Wechselrichter ohne Wandhalterung betrieben, erlischt der Garantieanspruch. Es wird dringend empfohlen, alle 6 Montagelöcher zu nutzen.

Montage der Wandhalterung:

- Wandhalterung in der vorgesehenen Umgebung montieren.
- Schrauben und Dübel verwenden, die das Wechselrichtergewicht sicher tragen können.
- Sicherstellen, dass die Befestigungsplatte korrekt ausgerichtet ist.
- Bei der Installation eines oder mehrerer Wechselrichter die Sicherheitsabstände einhalten, um eine ausreichende Luftströmung sicherzustellen. Die Abstände sind in Abbildung 2.8 und auf dem Schild der Befestigungsplatte angegeben.
- Es wird die Montage der Wechselrichter in einer Reihe nebeneinander empfohlen. Wenden Sie sich für Richtlinien zur Montage von Wechselrichtern in mehreren Reihen übereinander an den Lieferanten.
- An der Frontseite des Wechselrichters zwecks sicherem Einbau und Servicezugang einen ausreichenden Abstand einhalten.



Abbildung 2.10 Montage der Wandhalterung

2.3 Montage des Wechselrichters

VORSICHT

Beim Umgang mit dem Wechselrichter lokale Arbeitsschutzbestimmungen beachten.

Vorgehensweise:

1. Den Wechselrichter anheben. Die Position der Führungsschlitze an der Seite der Wandhalterung bestimmen. Verwendung von Bügelschrauben M12 / 1/2" und dazu passende Muttern (nicht im Lieferumfang enthalten).

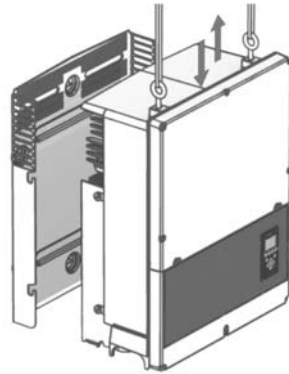


Abbildung 2.11 Platzierung des Wechselrichters

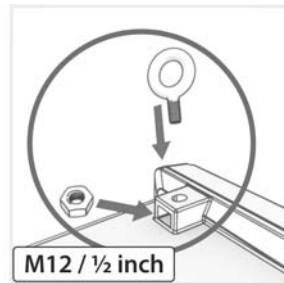


Abbildung 2.12 Bügelschrauben

2. Am Wechselrichter die seitlichen Schrauben in die Führungsschlitze der Wandhalterung einsetzen.
3. Den Wechselrichter wie abgebildet schieben, damit die seitlichen Schrauben in die beiden unteren Führungsschlitze und dann in die oberen Schlitze geführt werden. Siehe Abbildung 2.13 und Abbildung 2.14.

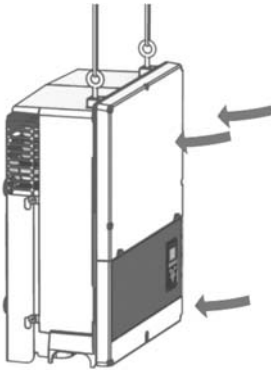


Abbildung 2.13 Einföhrung der Schrauben in die Führungsschlitze

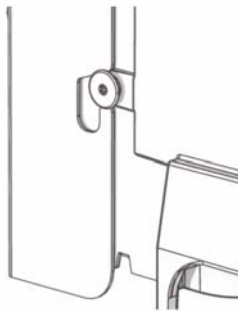


Abbildung 2.14 Einföhrung der Schrauben in die Führungsschlitze - Detailansicht

4. Darauf achten, dass die vier seitlichen Schrauben sicher in den Führungsschlitzen der Befestigungsplatte sitzen.
5. Den Wechselrichter loslassen.

2.4 Abbau des Wechselrichters

Vorgehensweise:

1. Der Abbau des Wechselrichters erfolgt in umgekehrter Reihenfolge der Montage.
2. Den Wechselrichter anheben und aus den Führungsschlitzen der Befestigungsplatte schieben.
3. Den Wechselrichter von der Befestigungsplatte abheben.

2.5 Zugang zum Installationsbereich

⚠ GEFAHR

Schalten Sie vor Beginn der Arbeiten am Wechselrichter das AC-Netz am Netzschalter und PV über den eingebauten PV-Lastschalter (DC-Lasttrennschalter) ab. Stellen Sie sicher, dass das Gerät nicht versehentlich wiederangeschlossen werden kann. Überprüfen Sie Mithilfe eines Spannungsprüfers, dass das Gerät abgeschaltet und spannungsfrei ist. Auch bei freigeschalteter AC-Netzversorgung und abgeschalteten Solarmodulen kann der Wechselrichter nach wie vor unter gefährlicher Hochspannung stehen. Warten Sie nach jeder Trennung vom Stromnetz und von den PV-Modulen mindestens 5 Minuten, bevor Sie fortfahren.

⚠ VORSICHT

Die Schutzvorschriften bezüglich elektrostatischer Entladungen beachten. Eventuelle elektrostatische Ladung vor Handhabung von Elektroteilen durch Beröhren des geerdeten Gehäuses entladen.

Vorgehensweise:

1. Zum Öffnen der Abdeckung die 3 vorderen Schrauben mit einem TX30-Schraubendreher lösen. Die Schrauben sind unverlierbare Schrauben und können nicht herausfallen.
2. Die Abdeckung um 180° anheben. Die Abdeckung wird durch einen Magneten in der geöffneten Position gehalten.
3. Zum Schließen der Abdeckung diese wieder nach unten ziehen und die 3 vorderen Schrauben festziehen.



Abbildung 2.15 Vordere Schrauben lösen und Abdeckung anheben

2.6 AC-Netzanschluss

⚠ GEFAHR

Diese Anweisungen für den Anschluss an das AC-Netz sind nur für das Fachpersonal bestimmt. Um das Risiko eines elektrischen Schlages zu verringern, dürfen keine Wartungsarbeiten ausgeführt werden, die nicht ausdrücklich in der Bedienungsanleitung beschrieben sind, außer Sie sind zu deren Ausführung qualifiziert.

⚠ VORSICHT

Informationen zu Sicherungen und Fehlerstromschutzeinrichtung (RCD) finden Sie in Kapitel 5, Seite 74. Die AC-Sicherung darf die Strombelastbarkeit der eingesetzten Leiter nicht überschreiten.

i HINWEIS

Alle elektrischen Installationen in den USA und Kanada müssen gemäß den vor Ort geltenden elektrischen Normen und dem *National Electrical Code*® ANSI/NFPA 70 oder dem *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1 durchgeföhrt werden.

- Vor dem elektrischen Anschluss des Wechselrichters an das öffentliche Stromnetz wenden Sie sich an Ihren Netzbetreiber vor Ort. Der elektrische Anschluss des Wechselrichters darf ausschließlich von Fachkräften durchgeföhrt werden.
- Sicherstellen, dass die Kabel für den elektrischen Anschluss nicht beschädigt sind.

IMI-Erkennung

Der Wechselrichter verfügt über eine(n) eingebaute(n) Isolationswächter (IMI)/Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU) gemäß UL 1741 für potenzialbehaftete netzgebundene PV-Wechselrichter. Er reagiert auch auf Fehlergleichströme wie auch plötzliche Veränderung im Erdschlussstrom. Diese Funktion ist bei Normalbetrieb aktiviert.

Erkennung des Isolationswiderstands

Der Wechselrichter hat eine eingebaute Erkennung des Isolationswiderstands / ISO Schaltkreis, die gemäß UL 1741 für potenzialbehaftete netzgebundene PV-Wechselrichter zertifiziert ist. Die Erkennung des Isolationswiderstands führt vor Anschluss an das Stromnetz eine Messung des Widerstands der angeschlossenen

PV-Anlage zur Erde durch. Liegt der Widerstand unterhalb des Sollwerts gemäß den Netzanschlussregeln, wartet der Wechselrichter ab und misst den Widerstand nach kurzer Zeit erneut. Liegt der Widerstand über dem Sollwert gemäß den Netzanschlussregeln, führt der Wechselrichter einen Selbsttest durch und wird ans Netz angeschlossen.

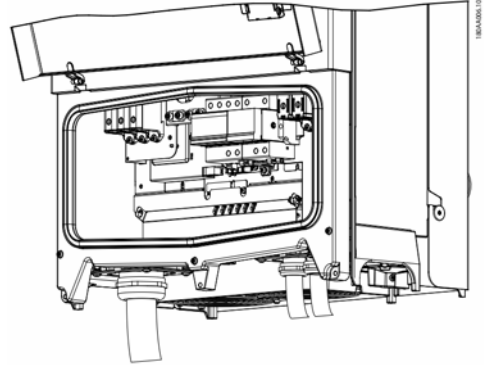


Abbildung 2.16 Installationsbereich

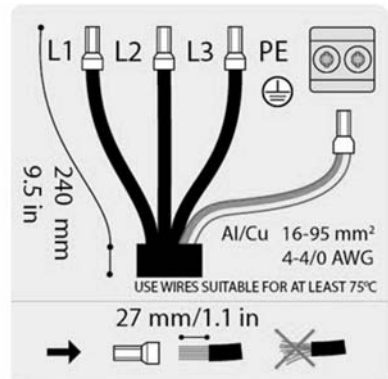


Abbildung 2.17 Abisolierung der AC-Kabel

i HINWEIS

Für den AC-Anschluss können Kabel mit mehrdrähtigen, fein- oder feinstdrähtigen Leitern eingesetzt werden (siehe Abbildung 2.18).

Bei dem Einsatz von Kabeln mit fein- oder feinstdrähtigen Leitern müssen für den Anschluss Aderendhülsen verwendet werden.

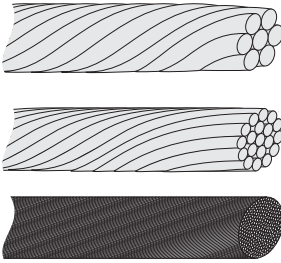


Abbildung 2.18 Kabel mit verschiedenen Leitern (von oben nach unten): mehrdrähtig, feindrähtig und feinstdrähtig

Der STP 60-Wechselrichter darf nur an ein 3-Phasen-Netz angeschlossen werden.

Am AC-Kabel alle 4 Drähte abisolieren. Der Schutzleiter (PE) muss länger als die Netzleiter sein.

1. Prüfen, ob die Nennspannung des Wechselrichters der Netzspannung entspricht.
2. Sicherstellen, dass der Haupttrennschalter geöffnet ist und durch angemessene Schutzmaßnahmen sicherstellen, dass ein Wiedereinschalten nicht möglich ist.
3. Die Frontabdeckung öffnen.
4. Das Kabel durch die AC-Kabelverschraubung zu den Klemmenleisten schieben.
5. Die drei Netzleiter (L1, L2, L3) und den Schutzleiter (PE) entsprechend den Markierungen an die Klemmenleiste anschließen. Der Schutzleiter wird mit dem in Abbildung 2.19 abgebildeten Symbol gekennzeichnet.
6. Optional: Einen zusätzlichen PE-Anschluss an den sekundären PE-Erdungspunkten mit einem externen Erdungsbolzen des Geräts herstellen, der mit dem Wechselrichter geliefert wird. Siehe Abbildung 5.2.
7. Alle Drähte müssen ordnungsgemäß mit dem richtigen Drehmoment befestigt werden. Siehe Kapitel 5.5, Seite 79.



Abbildung 2.19 Symbol für Schutzleiter

⚠️ WARNUNG

GEFAHR DURCH ABLEITSTROM

Eine unzureichende Erdung des Wechselrichters kann zu schweren Verletzungen oder zum Tode führen.

- Stellen Sie sicher, dass die Geräte korrekt durch einen zertifizierten Elektroinstallateur geerdet werden.

2.7 Kabeleinführung

Optionen für die Kabeleinführung

- Bei STP 60-10: Kabelverschraubungen (vormontiert)
- Bei STP 60-10-US: 2"-Kabelkanaladapter (im Lieferumfang enthalten)

Bei Austausch des 2"-Kabelkanaladapters sicherstellen, dass die Schrauben in der in Abbildung 2.20 und Abbildung 2.21 abgebildeten Reihenfolge angezogen werden. Zuerst alle Schrauben mit 0,75 Nm und dann mit 2,5 Nm anziehen.

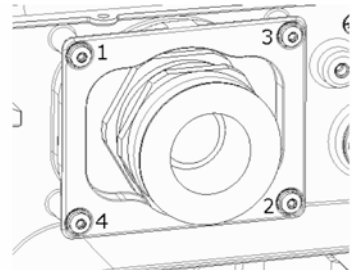


Abbildung 2.20 AC-Montagehalterung

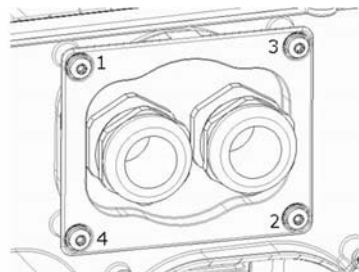


Abbildung 2.21 DC-Montagehalterung

Klemme	Bereich ¹⁾	Maximal zulässige Leitertemperaturen	Leitermaterial	Durchmesser Kabelmantel mit mitgelieferter Kabelverschraubung
AC+PE	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	37-44 mm
PV	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	14-21 mm

Tabelle 2.1 Ausreichende Leiterquerschnitte

¹⁾ Beachten Sie immer die Strombelastbarkeit der verwendeten Kabel.

2.8 Ethernet-Anschlüsse

Achten Sie beim Einsatz im Außenbereich darauf, ein geeignetes Kabel zu verwenden (siehe Kapitel 5.7 „Technische Daten der Kommunikationsschnittstellen“, Seite 80). Wenn das Kabel sehr steif ist, sollte eine Zwischenklemme verwendet werden, um eine größere Biegsamkeit des Kabels zu erreichen, bevor es an den Wechselrichter angeschlossen wird. Bei einigen Kabel ist es ggf. ausreichend, die äußere harte Ummantelung an dem Teil des Kabels zu entfernen, das in das Wechselrichtergehäuse eingeführt wird. Auf diese Weise werden die auf den Leiterplatten montierten RJ-45-Ethernetanschlüsse vor zu starker Beanspruchung geschützt, die zu Schäden oder Problemen mit der Verbindung führen könnte.

Vorgehensweise:

1. Den RJ-45-Steckverbinder am Ethernet-Kabel nicht entfernen.
2. Die Kabel über Kabelverschraubungen durch die Unterseite des Wechselrichters führen. Siehe Abbildung 2.22.
3. Einen Einschnitt in die Gummimanschette machen. Die Manschette in die Verschraubung für eine optimale Abdichtung einbringen.
4. In den Ethernet-Steckverbinder stecken.

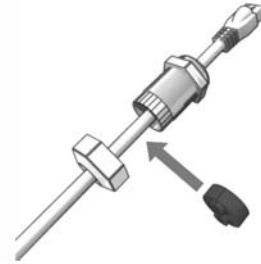


Abbildung 2.22 Kabelführung durch Kabelverschraubungen

2.9 PV-Anschluss

2.9.1 Externe Generatoranschlusskästen

PV-Strings müssen über einen externen Generatoranschlusskasten an den DC-Eingang angeschlossen werden. Der Generatoranschlusskasten verbindet die PV-Strings des PV-Generators und schützt bei entsprechender Absicherung die einzelnen Strings gegen Überstrom.

i HINWEIS

An allen mit dem Generatoranschlusskasten verbundenen PV-Strings müssen die gleiche Anzahl an Modulen und der gleiche Modul-Typ angeschlossen sein. Außerdem müssen alle angeschlossenen Module die gleiche Ausrichtung aufweisen.

i HINWEIS

Auf richtige Absicherung achten! Zu Informationen über korrekte String-Sicherungswerte die Modul-Handbücher des Herstellers zu Rate ziehen.

Ein geeignetes Voltmeter verwenden, das bis zu 1000 V DC messen kann. Überprüfen Sie die Polarität und die Maximalspannung des PV-Generators durch Messen der PV-Leerlaufspannung.

⚠ VORSICHT

Der Wechselrichter ist gegen kurzfristige Verpolung geschützt. Wird eine Verpolung nicht korrigiert, führt dies zu einem irreparablen Defekt des Wechselrichters und zum Erlöschen der Garantie.

- Stellen Sie sicher, dass die Kabel korrekt am Wechselrichter angeschlossen sind, damit der Wechselrichter DC-Eingangsspannung einspeisen kann.

Die kombinierte Leistung aus dem Generatoranschlusskasten muss an den DC-Eingang des STP 60-Wechselrichters angeschlossen werden.

⚠ VORSICHT

Der PV-Generator ist potenzialfrei, wobei beide Leiter (+) und (-) an die PV-Eingänge des Wechselrichters angeschlossen sind. Kein Leiter ist geerdet.

Die DC-Leistung kann mit dem im Wechselrichter eingebauten DC-Lasttrennschalter getrennt werden.

⚠ VORSICHT

PV darf NICHT mit Erde verbunden werden!

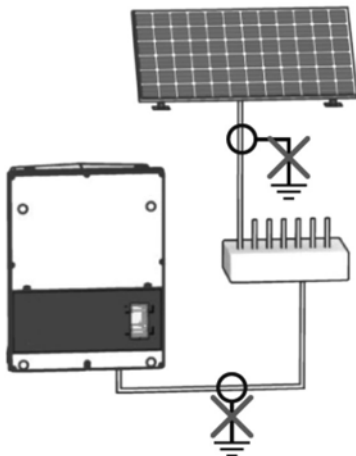


Abbildung 2.24 PV darf nicht mit Erde verbunden werden

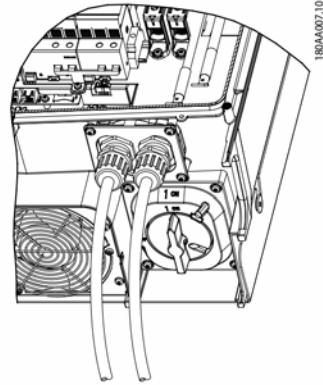


Abbildung 2.25 DC-Anschlussbereich

i HINWEIS

Für den AC-Anschluss können Kabel mit mehrdrähtigen, fein- oder feinstdrähtigen Leitern eingesetzt werden (siehe Abbildung 2.26).

Bei dem Einsatz von Kabeln mit fein- oder feinstdrähtigen Leitern müssen für den Anschluss Aderendhülsen verwendet werden.

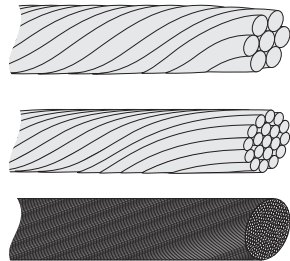


Abbildung 2.26 Kabel mit verschiedenen Leitern (von oben nach unten): mehrdrähtig, feindrähtig und feinstdrähtig

1. Den PV-Lasttrennschalter am Wechselrichter und sofern vorhanden am Generatoranschlusskasten auf Aus stellen.
2. Die PV-Kabel vom Generatoranschlusskasten an den Wechselrichter anschließen. Die richtige Polarität sicherstellen, siehe Abbildung 2.27.
3. Alle Drähte müssen ordnungsgemäß mit dem richtigen Drehmoment befestigt werden. Siehe Kapitel 5.5, Seite 79.

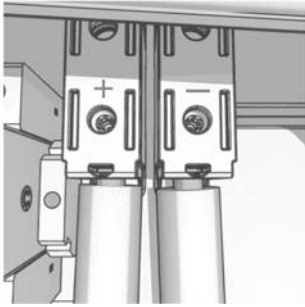


Abbildung 2.27 Anschluss an PV-Eingang

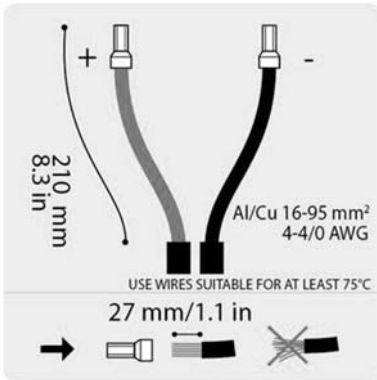


Abbildung 2.28 DC Aufkleber

Schutzklasse der PV-Module

Der Wechselrichter darf nur mit PV-Modulen der Schutzklasse II nach IEC 61730, Anwendungsklasse A, betrieben werden.

Schließen Sie nur PV-Module an den Wechselrichter an. Andere Energiequellen sind nicht zulässig.

⚠️ WARNUNG

PV-Module erzeugen bei Lichteinfall elektrische Spannung.

2.10 Schließen

1. Die Abdeckung des Installationsbereichs des Wechselrichters schließen. Die 3 vorderen Schrauben festziehen. Siehe Kapitel 5.5, Seite 79.
2. AC zuschalten.

3 Ersteinrichtung und Start

3.1 Benutzerschnittstelle

Die Benutzerschnittstelle besteht aus folgenden Elementen:

- Lokales Display, für alle Wechselrichtervarianten. Das lokale Display zeigt Statusinformationen des Wechselrichters. Die Konfiguration oder Einrichtung des STP 60-Wechselrichters über das Display ist nicht möglich. Das „#“ im Display erklärt die Betriebsarten.
- Lokales Inbetriebnahme- und Service-Tool (LCS-Tool). Das LCS-Tool ermöglicht die Konfiguration eines oder mehrerer STP 60-Wechselrichter.

3.1.1 Betriebsarten

Der Wechselrichter hat 5 Betriebsarten, die durch LEDs angezeigt werden.

Status	LEDs	LEDs
Off grid (vom Netz)	Grün	-----
	Rot	-----
Connecting (Anschlussmodus)	Grün	■ ■ ■ ■ ■
	Rot	-----
On grid (am Netz)	Grün	■■■■■■■■■■
	Rot	-----
Internal inverter event (Internes Wechselrichterereignis)	Grün	■ ■ ■ ■ ■
	Rot	-----
Fail safe (Betriebshemmung)	Grün	-----
	Rot	■ ■ ■ ■ ■

Tabelle 3.1 Betriebsarten

Off grid (LEDs aus)

#0-51

Wenn länger als ca. 10 Minuten nicht in das AC-Netz eingespeist wurde, trennt sich der Wechselrichter selbstständig vom Netz und schaltet sich ab. Die Benutzer- und Kommunikationsschnittstellen werden zu Kommunikationszwecken weiter mit Strom versorgt.

Connecting (Grüne LED blinkt)

#52-53

Der Wechselrichter läuft an, wenn die PV-Eingangsspannung die DC-Startspannung erreicht. Der Wechselrichter führt eine Reihe interner Selbsttests durch, einschließlich einer Messung des Widerstands zwischen PV-Array und Erde. In der Zwischenzeit werden auch die Netzparameter überwacht. Wenn die Netzparameter während des erforderlichen Zeitraums innerhalb der Spezifikationen liegen (abhängig vom Grid-Code), beginnt der Wechselrichter mit der Einspeisung in das Stromnetz.

On grid (Grüne LED leuchtet)

#60

Der Wechselrichter ist an das AC-Netz angeschlossen und speist in dieses ein. Der Wechselrichter trennt sich in folgenden Fällen vom Netz:

- Der Wechselrichter erkennt abnormale Netzbedingungen (abhängig vom Grid-Code).
- Ein internes Ereignis tritt auf.
- PV-Leistung ist unzureichend (ca. 10 Minuten lang wird kein Strom eingespeist).

Internal inverter event (Grüne LED blinkt)

#54

Der Wechselrichter wartet auf einen internen Zustand innerhalb der Grenzwerte (zum Beispiel wegen einer zu hohen Temperatur), bevor er wieder ans Netz geht.

Fail safe (Rote LED blinkt)

#70

Wenn der Wechselrichter beim Selbsttest (in der Betriebsart „Connecting“) oder während des Betriebs einen Schaltkreisfehler feststellt, schaltet er in die Betriebsart „Fail safe“ und wird vom Netz getrennt. Der Wechselrichter verbleibt in der Betriebsart „Fail safe“, bis die PV-Leistung zehn Minuten lang ausbleibt oder der Wechselrichter vollständig abgeschaltet wird (AC+PV).

3.2 Display

**HINWEIS**

Es kann einige Zeit dauern, bis das Display nach dem Einschalten anspricht.

Der Benutzer hat über das integrierte Display auf der Vorderseite des Wechselrichters Zugang zu Informationen über das PV-System und den Wechselrichter.

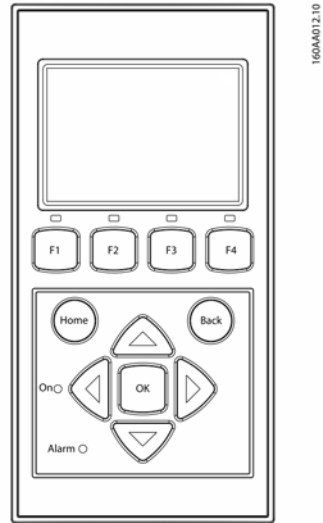


Abbildung 3.1 Display mit Steuer- und Funktionstasten

Taste	Funktion
F1	Anpassen der Kontraststufe des Displays. Pfeil-nach-oben/ unten-Taste verwenden, solange die F1-Taste gedrückt ist.
F2	Ohne Funktion
F3	
F4	
Home	Zurück zum Hauptfenster
OK	Ohne Funktion
Pfeil nach oben	Einen Schritt nach oben
Pfeil nach unten	Einen Schritt nach unten
Pfeil nach rechts	Wechselt zum rechten Bildbereich
Pfeil nach links	Wechselt zum linken Bildbereich
Back	Zurück zum Hauptfenster
On - Grüne LED	
Alarm - Rote LED	

Tabelle 3.2 Display mit Steuer- und Funktionstasten

Der Bildschirm-Aufbau ist in verschiedene Abschnitte unterteilt:

1. Hauptbildschirm. Strom und täglicher Ertrag.
Dieser Abschnitt enthält:
 - Ist-Ausgangsleistung (kW)
 - Ertrag des aktuellen Tags (kWh)
 - Gesamtertrag (kWh)
 - Aktuelles Datum
 - Aktuelle Zeit
 - Betriebsart (#)
2. Informationen zum Wechselrichter. Dieser Abschnitt enthält:
 - Gerätetyp des Wechselrichters
 - Name des Wechselrichters
 - Seriennummer des Wechselrichters
 - IP-Adresse
 - Seriennummer des SMA Inverter Managers
 - Software-Version des Wechselrichters
3. Ist-Werte. Dieser Abschnitt enthält:
 - PV-Spannung und Strom
 - Spannungen Phase-Phase
 - Phasenströme
 - Netzfrequenz

3.2.1 Ersteinrichtung über LCS-Tool

Die STP 60-Wechselrichter und der SMA Inverter Manager müssen über das lokale Inbetriebnahme- und Service-Tool (LCS-Tool) in Betrieb genommen werden. Die Inbetriebnahme ist erforderlich, bevor die STP 60-Wechselrichter an das AC-Netz angeschlossen werden und einspeisen.

Das LCS-Tool ermöglicht die Auswahl vordefinierter Länderdatensätze für verschiedene Netze.

Kundenspezifische Länderdatensätze müssen über SMA bereit gestellt und über das LCS-Tool eingespielt werden (siehe Installationsanleitung des SMA Inverter Manager / SMA Digital I/O Box / LCS-Tool).

Nach der Installation alle Kabel prüfen und den Wechselrichter schließen.

AC zuschalten.

⚠️ WARNUNG

Die korrekte Auswahl des Grid-Codes ist wichtig, um die lokalen und nationalen Standards einzuhalten.

Es ist möglich kundenspezifische Grid-Code-Dateien mit angepassten Einstellwerten zu erstellen (s. Kapitel 3.2.4).

3.2.2 PV-Lasttrennschalter einschalten

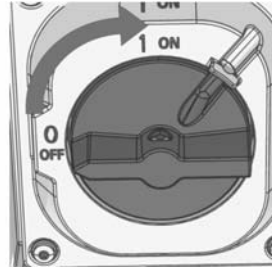


Abbildung 3.2 PV-Lasttrennschalter

PV-Lasttrennschalter entweder am Wechselrichter oder am Generatoranschlusskasten einschalten.

3.2.3 Inbetriebnahme

Der Wechselrichter startet automatisch, wenn ausreichende Sonneneinstrahlung zur Verfügung steht. Die Inbetriebnahme dauert einige Minuten. In dieser Zeit führt der Wechselrichter eine Selbsttestfunktion durch.



HINWEIS

Der Wechselrichter ist gegen kurzfristige Verpolung geschützt. Der Wechselrichter erzeugt erst Einspeiseleistung, wenn verdrehte Verpolung korrigiert wurde.

⚠️ VORSICHT

Eine länger andauernde Verpolung führt zu einem Defekt des Wechselrichters und somit zum Erlöschen der Garantie.

- Stellen Sie sicher, dass die Kabel korrekt am Wechselrichter angeschlossen sind.

3.2.4 Grid-Code-Datei



HINWEIS

Wenn der gewünschte Grid-Code nicht verfügbar ist oder das LCS-Tool eine Warnung wegen inkompatibler Softwareversionen anzeigt, müssen der Grid-Code und die Softwarebibliothek auf dem LCS-Tool aktualisiert werden.

Es ist möglich kundenspezifische Grid-Code-Dateien mit angepassten Einstellwerten zu erstellen. Nehmen Sie hierzu Kontakt mit SMA Solar Technology AG auf.

3.2.5 Fallback konfigurieren

Wird die Kommunikation zwischen dem Wechselrichter und dem SMA Inverter Manager unterbrochen, geht der Wechselrichter in einen vorher definierten Betriebszustand (Fallback). Der gewünschte Betriebszustand bei Kommunikationsabbruch lässt sich mit der kundenspezifischen Grid-Code-Datei aktivieren und konfigurieren.



HINWEIS

Beachten Sie die Vorgaben Ihres Energieversorgungsunternehmens.

Parameter	Konfigurierbarer Wertebereich
Einschaltzeit nach unterbrochener Kommunikation	2 bis 20 sek.
Dauer des Fallbacks	0 bis 30 Tage
Reaktion P	0 bis 100 %
Reaktion Q	0 bis 100 %

Tabelle 3.3 Konfigurierbare Parameter nach Kommunikationsabbruch

4 Service

4.1 Fehlersuche und -behebung

Die Informationen werden in Tabellen aufgelistet und zeigen die Meldungen an, die im LCS-Tool erscheinen und als Ereignisse bekannt sind. Die Tabellen enthalten Beschreibungen von Ereignissen sowie Erklärungen, welche Maßnahmen im Falle von Ereignissen zu ergreifen sind.

Ereignistyp	Zeigt an, ob das Ereignis der Kategorie Grid, PV, Internal oder Fail safe zuzurechnen ist.
ID	Die spezifische Ereignis-ID.
Display	Im Display angezeigter Text.
Beschreibung	Beschreibung des Ereignisses.
Maßnahme	Beschreibung der zu ergreifenden Maßnahme, bevor Dritte involviert werden.
VNB	Wenn die Fehlfunktion nicht durch die empfohlene Maßnahme identifiziert werden konnte, wenden Sie sich an den VNB.
Hotline	Wenn die Fehlfunktion durch die empfohlene Maßnahme nicht identifiziert werden konnte, wenden Sie sich an den Service (siehe Kapitel 6 „Kontakt“, Seite 82).
PV	Wenn die Fehlfunktion durch die empfohlene Maßnahme nicht identifiziert werden konnte, wenden Sie sich an den PV-Lieferanten.

Netzbezogene Ereignisse

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
1-6		Netzspannung zu niedrig.	Spannung und AC-Installation überprüfen. Ist die Spannung gleich Null, prüfen Sie die Sicherungen.	x	-	-
7-9		Durchschnittliche Netzspannung 10 Minuten lang zu hoch.	Prüfen, ob die Installation entsprechend der Installationsanleitung durchgeführt wurde. Fordern Sie in diesem Fall eine neue Grid-Code-Datei mit erhöhter Spannungsgrenze oder Blindleistung zur Spannungsunterdrückung an.	x	-	-
10-15		Netzspannung zu hoch.	Spannung und AC-Installation überprüfen.	x	-	-
16-18		Der Wechselrichter hat eine Spannungsspitze im Netz gemessen.	Spannung und AC-Installation überprüfen.	x	-	-
19, 22		Netzfrequenz zu niedrig oder zu hoch.	Netzfrequenz überprüfen.	x	-	-

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
31-33		Gleichstromanteil im AC-Netz zu hoch.	Bei wiederholten täglichen Vorfällen eine Vor-Ort-Netzanalyse durchführen.	-	x	-
34-37		FI-Überwachungsgerät (RCMU) hat Überstrom gemessen.	DC- und AC-Versorgung abschalten und warten, bis sich das Display ausschaltet. Anschließend DC- und AC-Versorgung einschalten und prüfen, ob das Ereignis erneut eintritt. Sichtprüfung sämtlicher PV-Kabel und -Module durchführen.	-	x	-
40	AC-Netz nicht konform	AC-Netz liegt länger als zehn Minuten außerhalb des zulässigen Bereichs (Frequenz und/oder Spannung).	Netzfrequenz, Netzspannung, Softwareversion und Grid-Code-Einstellung prüfen.	x	-	-
41-43		Fault Ride Through. Der Wechselrichter hat festgestellt, dass die Netzspannung unter oder über einem bestimmten Niveau liegt.	Wenn dieses Ereignis mehrmals täglich eintritt, führen Sie eine Vor-Ort-Netzanalyse durch.			
48, 51		Netzfrequenz zu niedrig oder zu hoch.	Netzfrequenz und AC-Installation prüfen.	x	-	-
54-56		Gleichstromanteil im AC-Netz zu hoch (Stufe 2).	Bei wiederholten täglichen Vorfällen eine Vor-Ort-Netzanalyse durchführen.	x	-	-
61		Netzausfall, offene Phase erkannt.	Den zuständigen Netzbetreiber kontaktieren, wenn das Ereignis mehrmals innerhalb eines Tages auftritt.	x	-	-
62		Netzausfall.	Den zuständigen Netzbetreiber kontaktieren, wenn das Ereignis mehrmals innerhalb eines Tages auftritt.	x	-	-
64-81		Netzspannung an Phase zu niedrig.	Spannung und AC-Installation überprüfen. Ist die Spannung gleich Null, prüfen Sie die Sicherungen.	x	-	-

Tabelle 4.1 Netzbezogene Ereignisse

PV-bezogene Ereignisse

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
103	Der PV-Strom ist zu hoch/wartend	Zu viele PV-Module sind parallel geschaltet. Dies sollte nur bei neu installierten Systemen angezeigt werden.	Anzahl der parallel geschalteten Strings und Stromnennwerte prüfen. Wurde der Stromgrenzwert überschritten? Strings wieder parallel schalten	-	x	x
115, 260	PV ISO zu niedrig	Der Widerstand zwischen den PV-Strings und der Erde (PE) ist für die Inbetriebnahme des Wechselrichters zu niedrig. Nach 10 Minuten führt der Wechselrichter automatisch eine neue Messung durch.	Sämtliche PV-Kabel und -Module per Sichtprüfung auf korrekte Installation gemäß Installationsanleitung prüfen. Das Ereignis deutet möglicherweise darauf hin, dass der PE-Anschluss fehlt.	-	x	x
258	PV-Spannung zu hoch/wartend	DC-Spannung ist zu hoch.	Prüfen, ob die PV-Installation und die -Auslegung den Empfehlungen in den Handbüchern entsprechen.	-	x	x
278		DC-Spannung ausdrückliche Warnung.	Prüfen, ob die PV-Installation und die -Auslegung den Empfehlungen in den Handbüchern entsprechen.	-	x	x

Tabelle 4.2 PV-bezogene Ereignisse

Systembezogene Ereignisse

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
2000		Kommunikationsbaugruppe fährt hoch.	-	-	-	-
2010, 2011		Das Software-Update des Hauptrechners wurde gestartet / ist beendet.	-	-	-	-
2012 - 2018		Das Software-Update ist fehlgeschlagen.	Software-Update erneut beginnen. Falls Fehler beim Update auftreten, kontaktieren Sie den Service.	-	x	-
2030		Die Übermittlung des Grid-Codes an den Hauptrechner ist fehlgeschlagen.	Wenn dieses Ereignis öfter auftritt, kontaktieren Sie den Service.	-	x	-
2050		Ethernet-Verbindung ist aktiv	Keine Maßnahme notwendig. Dieser Fehler dient beispielsweise dazu, schlechte Ethernet-Kabel zu identifizieren.	-	-	-

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
2051		Ethernet-Verbindung ist getrennt.	Keine Maßnahme notwendig. Dieser Fehler dient beispielsweise dazu, schlechte Ethernet-Kabel zu identifizieren.	-	-	-
2052, 2053		Die Übermittlung des Grid-Codes vom SMA Inverter Manager zum STP 60-10 wurde gestartet / beendet.	-	-	-	-
2054		Die Übermittlung des Grid-Codes vom SMA Inverter Manager zum STP 60-10 ist fehlgeschlagen.	Wenn dieses Ereignis öfter auftritt, kontaktieren Sie den Service.	-	-	-
2055	Fallback eingeschaltet	Der Wechselrichter ist in den Fallback-Modus gewechselt, nachdem die Kommunikation mit dem SMA Inverter Manager unterbrochen wurde.		-	-	-
2056	Fallback beendet	Der Wechselrichter ist wieder in den Normalbetrieb übergegangen, nachdem er sich aufgrund einer Kommunikationsstörung mit dem SMA Inverter Manager im Fallback-Modus befand.		-	-	-

Tabelle 4.3 Systembezogene Ereignisse

Interne Ereignisse

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
201- 208		Die Innentemperatur des Wechselrichters ist zu hoch.	Überprüfen Sie, dass keine Gegenstände oder Staub auf dem Wechselrichter liegen und prüfen Sie, ob die Lüftungskanäle frei und nicht verstopft sind.	-	x	-
209, 210		Zu hohe Spannung im DC-Zwischenkreis.	Wenn das Ereignis andauert, den Wechselrichter durch Trennung der DC- und AC-Versorgung zurücksetzen. Wenn sich das Ereignis wiederholt, über das Display prüfen, ob die PV-Spannung den Höchstwert überschreitet.	-	x	-
211	Lüfterdrehzahl niedrig	Die Lüfterdrehzahl ist zu niedrig.	Prüfen, ob der Lüfter des Wechselrichters blockiert ist.	-	x	-

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
213- 215		Interner Fehler. Gemessene Spannung vor und hinter dem Relais weicht zu sehr ab.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
216- 218		Zu hoher gemessener Strom auf der AC-Seite.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
219- 221		Interner Fehler. Gemessene Spannung vor und hinter dem Relais weicht zu sehr ab.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
225- 240, 275		Störung im Speicher/ EEPROM.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
241, 242, 245, 249		Interner Kommunikationsfehler.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
248		Interner CPU-Fehler.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
252- 254		Zu hoher gemessener Strom auf der AC-Seite.	Wenn sich das Ereignis wiederholt, den Service kontaktieren.	-	x	-
243, 263		Interner Fehler.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
279		Fehler des Temperaturfühlers	Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
280		Selbsttest 24-Stunden-Timeout Der Selbsttest muss mindestens einmal in 24 Stunden laufen.	Keine.	-	-	-
281		Zu viele RCMU-Ereignisse in den letzten 24 Stunden. Innerhalb von 24 Stunden sind nach einem Ereignis 34 nur 4 automatische Wiedereinschaltversuche zulässig. Der Wechselrichter versucht automatisch die Wiedereinschaltung nach einem bestimmten Zeitraum.	Bis zu 24 Stunden warten. Wenn das Ereignis 34 wieder auftritt, die Maßnahme für Ereignis 34 befolgen.	-	x	-
282		Grid-Code-Einstellungen ungültig.	Wechselrichter neu starten. Wenn der Fehler weiterhin auftritt, bitten Sie die Serviceabteilung um die Erstellung einer neuen Grid-Code-Datei bzw. die erneute Auswahl eines Standard-Grid-Codes.	-	x	-

ID	Statusmeldung	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
283		Gatedrive-Fehler.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
323		Fehler des internen Lüfters. Maximale Ausgangsleistung wurde reduziert.	Wenn sich das Ereignis wiederholt, den Service kontaktieren.	-	x	-

Tabelle 4.4 Interne Ereignisse

Durch den Selbsttest erzeugte Ereignisse

ID	Beschreibung	Maßnahme	VNB	Hotline	PV
100	PV-Eingangsstrom ist negativ. Sensorfehler.	Polarität der PV-Anlage prüfen, wenn diese korrekt ist, mit dem Service in Verbindung setzen.	-	x	-
264, 266	Messkreistest fehlgeschlagen.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
272	PV-Überspannungsschutzgerät-Fehler. Wechselrichter läuft weiter ohne Überspannungsschutz.	PV-Überspannungsschutzgerät austauschen. Details entnehmen Sie den Anweisungen zum SPD-Austausch.	-	x	-
273	AC-Netz-Überspannungsschutzgerät-Fehler. Wechselrichter läuft weiter ohne Überspannungsschutz.	PV-Überspannungsschutzgerät austauschen. Details entnehmen Sie den Anweisungen zum SPD-Austausch.	-	x	-
274	Status des Überspannungsschutzgerätes unbekannt.	Wechselrichter neu starten. Wenn das Ereignis andauert, den Service kontaktieren.	-	x	-
350- 352	Selbsttest der Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU) fehlgeschlagen.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
353	Stromsensortest fehlgeschlagen.	Den Service kontaktieren.	-	x	-
356- 361	Transistor- und Relais-Test fehlgeschlagen, oder Wechselrichterrelais defekt (Kontakt vermutlich geschweißt).	Den Service kontaktieren.	-	x	-
366	Selbsttest der Fehlerstromüberwachungseinheit (RCMU) fehlgeschlagen.	Den Service kontaktieren.	-	x	-

Tabelle 4.5 Durch den Selbsttest erzeugte Ereignisse

4.2 Wartung

Sicherstellen, dass der Kühlkörper an der Rückseite des Wechselrichters nicht verdeckt wird.

Die Kontakte des PV-Trennschalters einmal pro Jahr reinigen. Zum Reinigen den Schalter zehnmal ein- und ausschalten. Der PV-Trennschalter befindet sich an der Unterseite des Wechselrichters.

Für korrekten Betrieb und eine lange Lebensdauer an folgenden Stellen freie Luftzirkulation sicherstellen:

- rund um den Kühlkörper oben und seitlich am Wechselrichter (dort tritt die Luft aus) und
- zum Lüfter an der Unterseite des Wechselrichters hin.

Um Verstopfungen zu entfernen, mit Druckluft, einem weichen Tuch oder einer Bürste reinigen.

⚠️ WARNUNG

Die Temperatur des Kühlkörpers kann 70 °C überschreiten.

5 Technische Daten

5.1 Spezifikationen

Parameter	STP 60-10
AC	
Nenn-Scheinleistung ¹⁾	60000 VA
Nenn-Wirkleistung ²⁾	60000 W
Blindleistungsbereich ¹⁾	0 bis 60000 var
AC-Nennspannung (Spannungsbereich)	3P + PE (WYE) / 400 V bis 480 V ($\pm 10\%$)
Unterstützte Erdungssysteme	TT, TN
Nennstrom AC	3 x 87 A
Max. Strom AC	3 x 87 A (3 x 72 A bei 480 V)
AC-Klirrfaktor (THD, bei Ausgangsnennleistung)	< 1 %
Einschaltstrom	9,2 A/5 ms
Maximaler Ausgangsfehlerstrom	Effektivwert 49,8 A über 3 Perioden
Leistungsfaktor - Standard	> 0,99 bei Nennleistung
Verschiebungsfaktor	0 übererregt bis 0 untererregt
Stromverbrauch im Standby-Modus (für die Kommunikation)	3 W
Nenn-Netzfrequenz (Bereich)	50 Hz / 60 Hz ($\pm 10\%$)
DC	
Eingangsspannungsbereich (bei 400 Vac / bei 480 Vac)	565 V bis 1000 V / 680 V bis 1000 V
Nennspannung DC (bei 400 Vac / bei 480 Vac)	630 V / 710 V
MPP-Spannungsbereich (bei 400 Vac / bei 480 Vac)	570 V bis 800 V / 685 V bis 800 V
Start-Eingangsspannung (bei 400 Vac / bei 480 Vac)	600 V / 720 V
Max. Eingangsspannung	1000 V
Min. Leistung am Netz	100 W
Max. Eingangsstrom / max. Kurzschlussstrom	110 A / 150 A
Anzahl der unabhängigen MPP-Eingänge / Strings pro MPP-Eingang	1 / 1 (Aufteilung durch externen Generatoranschlusskasten)
Überspannungskategorien	AC: Überspannungskategorie III (OVC III), PV: Überspannungskategorie II (OVC II)
Wirkungsgrad	
Max. EU-Wirkungsgrad	98,8 %
EU-Wirkungsgrad bei 630 Vdc	98,3 %
CEC-Wirkungsgrad (bei 400 Vac / bei 480 Vac)	98,0 % / 98,5 %
MPPT Wirkungsgrad, statisch	99,9 %

Parameter	STP 60-10
Gehäuse	
Abmessungen (H x B x T)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22,5 × 12")
Gewicht	75 kg (165 lbs) ³⁾
Geräuschbelastung	58 dB(A) (typisch)

Tabelle 5.1 Spezifikationen

¹⁾ Bei Nenn-Netzspannung.

²⁾ Bei Nenn-Netzspannung, $\cos(\phi) = 1$.

³⁾ Je nach installierten Optionen.

⁴⁾ Unter allen Bedingungen.

Parameter	STP 60-Serie
Schutzklasse (nach IEC 62109-1)	I
Elektrisch	
Elektrische Sicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62109-1/IEC 62109-2 (Klasse I, geerdet - Kommunikation Teil Klasse II, PELV) • UL 1741 für potenzialbehafete netzgebundene PV-Wechselrichter • IEEE 1547
Funktional	
Funktionale Sicherheit	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungs- und Frequenzüberwachung • Überwachung des Gleichstromanteils im Wechselstrom • Überwachung des Isolationswiderstands • FI-Überwachung • UL1998
Inselbetriebserkennung – Netzausfall	<ul style="list-style-type: none"> • Aktive Frequenzverschiebung • Trennung • Dreiphasenüberwachung • ROCOF/SFS
RCD-Kompatibilität ¹⁾	Typ B, 600 mA

Tabelle 5.2 Sicherheitsspezifikationen

¹⁾ Je nach regionalen Vorschriften.

5.2 Abschalteinstellungen

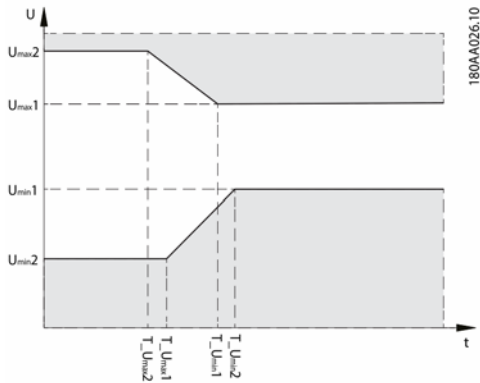


Abbildung 5.1 Überspannung und Unterspannung Trennung

Nenngröße Netz		Umin2 [V]	T_Umin2 [s]	Umin1 [V]	T_Umin1 [s]	Umax1 [V]	T_Umax1 [s]	Umax2 [V]	T_Umax2 [s]
Nenn-Spannung: 400 V	Standard	200,00	0,16	352,00	2,00	440,00	1,00	480,00	0,16
	Bereich	160-240	0.1-3.0	300-380	0.5-3.0	420-480	0.5-3.0	440-520	0.1-3.0
Nenn-Spannung: 480 V	Standard	240,00	0,16	423,00	2,00	528,00	1,00	576,00	0,16
	Bereich	192-288	0.1-3.0	360-456	0.5-3.0	504-576	0.5-3.0	528-624	0.1-3.0

Tabelle 5.3 Standards Spannung Abschalteinstellungen und Abschaltzeiten

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Standard	57,00	0,16	59,30	10,00	60,50	0,16	-	-
Bereich	56.5-57.5	0.1-3.0	57.0-59.8	0,16-300	60.1-60.9	0.16-3.0	60.1-61.0	0.1-3.0

Tabelle 5.4 Standard Frequenz Abschalteinstellungen und Abschaltzeiten

i HINWEIS

Die Werte gelten nur für IEEE 1547.

5.3 Konformität

Internationale Normen	STP 60-Serie
Wirkungsgrad	EU-Wirkungsgrad, Standard: EN 50530
	CEC-Wirkungsgrad, Standard: CEC-Richtlinie
	Testverfahren: Leistungstestprotokoll für die Bewertung von Wechselrichtern, die in netzgekoppelten Photovoltaikanlagen eingesetzt werden (Entwurf): 1. März 2005
EC-Niederspannungsrichtlinie	2006/95/EC
EC-Richtlinie zur elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV)	2004/108/EC
Sicherheit	IEC 62109-1/IEC 62109-2
	UL 1741
	UL 508i
Funktionale Sicherheit	IEC 62109-2
	UL 1741/IEEE 1547
EMV, Störfestigkeit	EN 61000-6-1
	EN 61000-6-2
EMV, Störaussendung	EN 61000-6-3
	EN 61000-6-4
	CISPR 11 Klasse B
	FCC Teil 15
Oberschwingungsströme	EN 61000-3-12
CE	Ja
Eigenschaften des Versorgungsnetzes	IEC 61727
	EN 50160
	IEEE 1547 UI

Tabelle 5.5 Konformität mit internationalen Normen

Zulassungen und Zertifikate sind im Downloadbereich unter www.SMA-Solar.com verfügbar.

5.4 Installationsbedingungen

Parameter	Spezifikation
Betriebstemperaturbereich	-25 °C bis 60 °C (-13 °F bis 140 °F)*
Lagertemperatur	-40 °C bis 60 °C
Relative Luftfeuchtigkeit	5 % bis 95 % (nicht kondensierend)
Verschmutzungsgrad	PD2
Umweltkategorie IEC62109-1	Außenbereich, nass (Details siehe Kapitel 2, Seite 55)
Umgebungsklassifizierung gemäß IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Kühlkonzept	Zwangskühlung
Luftqualität – Allgemein	ISA S71.04-1985 Klasse G3 (bei 75 % rF)
Luftqualität – an der Küste, in Industriegebieten und landwirtschaftlichen Regionen	Muss gemäß ISA S71.04-1985 gemessen und eingestuft werden: G3 (bei 75 % rF)
Vibrationen	< 1G
Gehäuseschutzklasse	IP65
UL 50E Gehäuse-Typ	NEMA 3R
Max. Betriebshöhe über NHN (Normalhöhenull)	2000 m (6500 ft) über dem Meeresspiegel (ab einer Höhe von 1000 m kann es zu einer Leistungsreduzierung kommen).**
Installation	Ständigen Kontakt mit Wasser vermeiden. Direkte Sonneneinstrahlung vermeiden. Ausreichende Luftströmung sicherstellen. Auf nicht entflammbarer Oberfläche montieren. Gerade auf vertikaler Oberfläche einbauen. Staub und Ammoniakgase vermeiden.

* Mögliche Leistungsreduzierung über 45 °C (113 °F) (für weitere Informationen siehe Technische Information „Wirkungsgrade und Derating“)

** Aufstellung in Höhen > 2000 m sind auf Anfrage möglich, hierzu SMA Solar Technology AG kontaktieren.

Tabelle 5.6 Installationsbedingungen

5.5 Drehmomentspezifikationen

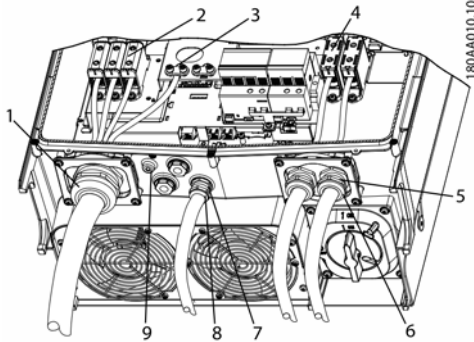


Abbildung 5.2 Überblick über Wechselrichter mit Drehmomentvorgaben

Parameter	Werkzeug	Anzugsdrehmoment
1 M63-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel l 65/68 mm	6 Nm (53 in-lbf)
2 Klemmen am AC-Anschluss	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
3 Primärer Schutzleiter (sekundärer Schutzleiter direkt rechts davon)	TX 30	3,9 Nm (35 in-lbf)
4 Klemmen am DC-Anschluss	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
5 M32-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel l, 36 mm	6 Nm (53 in-lbf)
6 Überwurfmutter für M32-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel l, 36 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
7 M25-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel l 33 mm	10 Nm (89 in-lbf)
8 Überwurfmutter für M25-Kabelverschraubung	Schraubenschlüssel l 33 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
9 M6 Geräte-Erdung (Potentialausgleichsklemme)	TX 20	3,9 Nm (35 in-lbf)
Vordere Schrauben (nicht abgebildet)	TX 30	1,5 Nm (13 in-lbf)

Tabelle 5.7 Anzugsdrehmomente

⚠ VORSICHT

Wenn die Blindverschlüsse entfernt werden (siehe [7] in Abbildung 5.2), sind Anschlüsse der Typen: 3, 3S, 4, 4X, 6, 6P zu verwenden.

5.6 Spezifikation für die Netzsicherungen

Parameter	Spezifikation
Maximaler Wechselrichterstrom, I_{acmax}	87 A
Empfohlener Typ der trägen Sicherung gL/gG (IEC 60269-1)	100-125 A
Empfohlener Typ der trägen Sicherung Klasse T (UL/USA)	125 A
Empfohlener Leitungsschutzschalter (MCB) Typ B oder C	125 A
Maximale Sicherungsgröße	125 A

Tabelle 5.8 Spezifikation für die Netzsicherungen

i HINWEIS

Örtliche Vorschriften beachten.

5.7 Technische Daten der Kommunikationsschnittstellen

Schnittstelle	Parameter	Parameterdetails	Spezifikation
Ethernet	Kabel	Durchmesser Kabelmantel (\varnothing)	2 x 5-7 mm
		Kabeltyp	STP-Kabel (Shielded Twisted Pair, CAT 5e oder SFTP CAT 5e) ¹⁾
		Wellenwiderstand (Impedanz) der Kabel	100 Ω - 120 Ω
	RJ-45-Steckverbinder: 2 Stck. RJ-45 für Ethernet	Drahtstärke	24 - 26 AWG (je nach Ausführung des RJ-45-Steckers)
		Kabelschirmabschluss	Über RJ-45-Stecker
	Galvanische Schnittstellentrennung		Ja, 500 Veff
	Direkter Berührungsschutz	Doppelte/verstärkte Isolierung	Ja
	Kurzschlusschutz		Ja
	Kommunikation	Netzwerktopologie	Stern-, Ring- und verkettete Verbindung
	Kabel	Max. Kabellänge zwischen Wechselrichtern	100 m (328 ft)
Max. Anzahl der Wechselrichter	Pro SMA Inverter Manager	42	

Tabelle 5.9 Technische Daten der Kommunikationsschnittstellen

¹⁾ (siehe Kapitel 2.8 „Ethernet-Anschlüsse“, Seite 61)

5.8 Ethernet-Anschlüsse

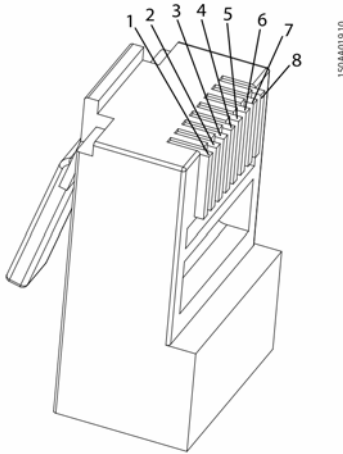


Abbildung 5.4 Pinbelegung des RJ-45-Steckers für Ethernet

Pinbelegung Ethernet	Farbstandard	
	Cat. 5 T-568A	Cat. 5 T-568B
1. RX+	Grün/Weiß	Orange/Weiß
2. RX	Grün	Orange
3. TX+	Orange/Weiß	Grün/Weiß
4.	Blau	Blau
5.	Blau/Weiß	Blau/Weiß
6. TX-	Orange6,	Grün
7.	Braun/Weiß	Braun/Weiß
8.	Braun	Braun

5.8.1 Netzwerktopologie

Der Wechselrichter verfügt über zwei Ethernet-RJ-45-Buchsen, die den Anschluss mehrerer Wechselrichter in einer Linientopologie ermöglichen (als Alternative zur üblichen Sterntopologie).

HINWEIS

Ringtopologie (C in Abbildung 5.5) ist nur zulässig, wenn sie mit einem Ethernet-Switch realisiert wird, der das Spanning-Tree-Protokoll unterstützt.

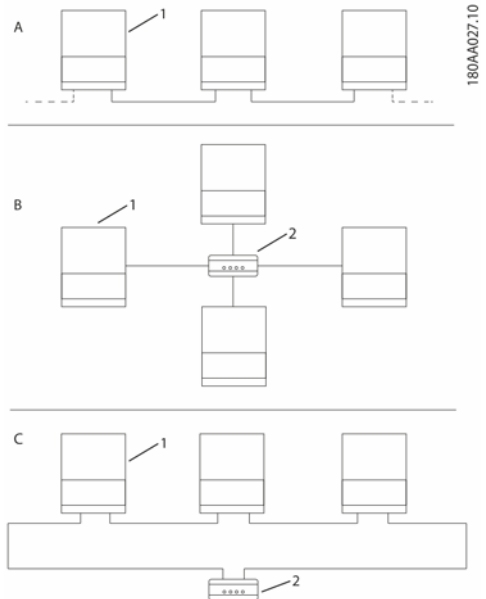


Abbildung 5.5 Netzwerktopologie

A	Lineare Verkettung
B	Sterntopologie
C	Ringtopologie (nur bei Einsatz des Spanning-Tree-Protokolls)
1	Sunny Tripower 60
2	Ethernet-Switch

Status der LEDs neben der Ethernet-Schnittstelle ist in Tabelle 5.12 erklärt. Pro Schnittstelle gibt es 2 LEDs.

Status	Gelbe LED	Grüne LED
Off	10 MBit/s Verbindungsgeschwindigkeit	Kein Link
On	100 MBit Verbindungsgeschwindigkeit	Link
Blinkt	-	Aktivität

Tabelle 5.12 LED-Status

6 Kontakt

Bei technischen Problemen mit unseren Produkten wenden Sie sich an die SMA Service Line. Wir benötigen folgende Daten, um Ihnen gezielt helfen zu können:

- Gerätetyp des Wechselrichters
- Seriennummer des Wechselrichters
- Firmware-Version des Wechselrichters
- Ggf. länderspezifische Sondereinstellungen des Wechselrichters
- Typ und Anzahl der angeschlossenen PV-Module
- Montageort und Montagehöhe des Wechselrichters
- Display-Meldung

Disposiciones legales

SMA Solar Technology AG es propietaria de todos los derechos de la información que se facilita en esta documentación. Queda expresamente prohibida su publicación total o parcial sin la autorización por escrito por parte de SMA Solar Technology AG. Sí está permitida, sin necesidad de autorización previa, su reproducción para el uso interno, para evaluar el producto o para el uso previsto.

Garantía de SMA

En www.SMA-Solar.com podrá descargar las condiciones de garantía actuales.

Marcas registradas

Se reconocen todas las marcas registradas, incluso si no están señaladas por separado. La falta de señalización no implica que la mercancía o las marcas sean libres.

La marca y los logotipos **BLUETOOTH®** son marcas registradas de Bluetooth SIG, Inc. Todo uso que se haga de estas marcas a través de SMA Solar Technology AG se realiza con licencia.

Modbus® es una marca registrada de Schneider Electric y cuenta con licencia de la Modbus Organization, Inc.

QR Code® es una marca registrada de DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® y **Pozidriv®** son marcas registradas de la empresa Phillips Screw Company.

Torx® es una marca registrada de la empresa Acument Global Technologies, Inc.

SMA Solar Technology AG







Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Alemania

Tel. +49 561 9522-0
Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
Email: info@SMA.de


Copyright © SMA Solar Technology AG.
Reservados todos los derechos.

INDICACIONES IMPORTANTES PARA LA SEGURIDAD

En este documento se utiliza estos símbolos:

Símbolo	Explicación
	Advertencia cuyo incumplimiento causa la muerte o lesiones físicas graves
	Advertencia cuyo incumplimiento puede causar la muerte o lesiones físicas graves
	Advertencia cuyo incumplimiento puede causar lesiones físicas leves o de gravedad media
	Advertencia cuyo incumplimiento puede causar daños materiales
	Indicación de que el apartado siguiente recoge actividades que deben llevar a cabo únicamente especialistas
	Información importante para un tema u objetivo concretos, aunque no relevante para la seguridad
<input type="checkbox"/>	Requisito necesario para alcanzar un objetivo determinado
<input checked="" type="checkbox"/>	Resultado deseado
x	Posible problema

Seguridad general

	Este documento contiene instrucciones importantes de obligado cumplimiento durante la instalación y el mantenimiento del inversor.
---	--

i Antes de la instalación

Compruebe que no se hayan producido daños en el inversor ni en el embalaje. Si tiene alguna duda al respecto, póngase en contacto con su proveedor antes de comenzar con la instalación del equipo.

⚠ ADVERTENCIA

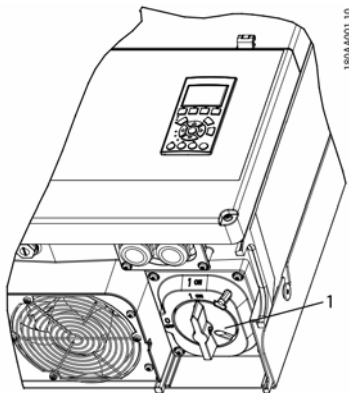
Instalación

Para conseguir unas condiciones de seguridad óptimas, siga los pasos que se describen en este documento. Tenga en cuenta que el inversor tiene dos zonas de tensión: la entrada fotovoltaica y la red de CA.

⚠ PELIGRO

Desconexión del inversor

Antes de comenzar a trabajar con el inversor, desconecte la CA en el interruptor de red eléctrica y el fotovoltaico girando el interruptor-seccionador fotovoltaico. Asegúrese de que no se puede volver a conectar el inversor de manera involuntaria. Utilice un detector capacitivo para asegurarse de que la unidad está desconectada y sin tensión. Aunque esté desconectado de la red de CA y los módulos, el inversor puede estar cargado con una tensión muy alta y, por tanto, constituye una fuente de peligro. Cuando desconecte el equipo de la red pública y de los módulos, espere siempre un mínimo de 5 minutos antes de continuar.



1 Interruptor-seccionador de carga fotovoltaica

Imagen 1.1

i INDICACIÓN

El interruptor-seccionador se puede proteger en la posición "Off" (apagado) con un candado.

⚠ ATENCIÓN

El sistema fotovoltaico presenta tensiones de CC de hasta 1000 V, incluso cuando la red de CA está desconectada. Las averías o el uso inadecuado pueden dar lugar a la formación de un arco eléctrico.

⚠ ATENCIÓN

Mantenimiento y modificación

Solo se permite efectuar modificaciones en el inversor al personal autorizado para ello. Para garantizar la seguridad del usuario, utilice únicamente recambios originales suministrados por el proveedor. Si se utilizan recambios no originales, no habrá ninguna garantía de que se cumplan las directrices CE/UL de seguridad eléctrica, compatibilidad electromagnética (CEM) y seguridad de la máquina.

⚠ ADVERTENCIA

INSTALADOR

Cumpla con la normativa de seguridad estadounidense ANSI/NFPA 70.

Los circuitos de entrada y salida están aislados de la carcasa. La toma a tierra es responsabilidad del instalador.

⚠ ADVERTENCIA

PELIGRO DE DESCARGA ELÉCTRICA

Estas instrucciones de mantenimiento solo deben ser utilizadas por personal cualificado. Para reducir el riesgo de descarga eléctrica, no realice más tareas de mantenimiento que las especificadas en las instrucciones de uso a menos que esté cualificado para ello.

⚠ ADVERTENCIA

El inversor no está equipado con un transformador de aislamiento y está destinado a instalarse según la normativa NFPA 70, 690.35 con el campo fotovoltaico en configuración flotante (sin ninguno de los dos polos puesto a tierra).

⚠ ADVERTENCIA

Los circuitos de entrada y salida están aislados de la carcasa.

El sistema de conexión a tierra, cuando lo exija el Código Eléctrico Canadiense, Parte I, será responsabilidad del instalador.

⚠ ATENCIÓN

Todas las personas que efectúen tareas de instalación y mantenimiento de inversores deberán:

- tener formación y autorización sobre las normas generales de seguridad para trabajar con equipos eléctricos;
- estar familiarizadas con los requisitos, reglamentos y normas locales para la instalación.

⚠ ATENCIÓN

El inversor no proporciona protección contra la sobrecorriente. Esta la debe suministrar el instalador. Consulte la tabla 5.8.

⚠ ATENCIÓN

La temperatura de los elementos refrigerantes y piezas del inversor puede superar los 70 °C/158 °F. Existe peligro de quemaduras.

El inversor debe instalarse de manera que el personal no pueda entrar en contacto con él.

⚠ ATENCIÓN

Para reducir el riesgo de incendio, conecte únicamente a un circuito que disponga de protección contra sobrecorriente de 125 A, de acuerdo con el *National Electrical Code*[®], ANSI/NFPA 70.

i INDICACIÓN

Utilice un cable para 75 °C o 90 °C de cobre o aluminio, de tipo AWG en ambos casos. Consulte capítulo 2.7, página 94.

i INDICACIÓN

El símbolo de protección de conexión a tierra empleado en este manual está identificado en la imagen 2.18.

El símbolo de encendido/apagado está identificado en capítulo 3.2.2, página 99.

i INDICACIÓN

Para obtener información sobre el valor nominal de temperatura ambiente, consulte capítulo 5.4, página 112.

i INDICACIÓN






Este manual contiene información sobre las conexiones de cableado de campo y las especificaciones del par. Consulte capítulo 5.5, página 113.

i INDICACIÓN

Tras realizar las pruebas pertinentes con este equipo, se ha determinado que cumple con los límites de un dispositivo digital clase B, de conformidad con el apartado 15 de la normativa FCC. Estos límites se han diseñado para proporcionar una protección razonable contra interferencias nocivas en una planta residencial. Este equipo genera, utiliza y puede radiar energía de radiofrecuencia por lo que, si no se instala y utiliza de acuerdo con las instrucciones, puede causar interferencias nocivas a las comunicaciones por radio. Sin embargo, no hay garantía de que no se produzcan interferencias en una planta concreta. Si este equipo causa interferencias nocivas en la recepción de radio o televisión que puedan determinarse mediante el encendido y apagado del equipo, recomendamos que el usuario intente corregir las interferencias aplicando una o más de estas medidas:

- Reorientar o reubicar la antena receptora.
- Aumentar la distancia entre el equipo y el receptor.
- Conectar el equipo a la salida de un circuito diferente al que esté conectado el receptor.
- Consultar al distribuidor o a un técnico de radio/televisión experimentado para obtener ayuda.

Símbolos del inversor

Símbolo	Explicación
	<p>Peligro de muerte por descarga eléctrica</p> <p>El producto funciona con altas tensiones. Todos los trabajos en el producto deben realizarlos exclusivamente especialistas.</p>
	<p>Peligro</p> <p>Este símbolo advierte de que el inversor debe tener una conexión a tierra adicional si en el lugar de instalación se requiere una toma a tierra adicional o una conexión equipotencial.</p>
	<p>Peligro de muerte por altas tensiones en el inversor; respetar el tiempo de espera</p> <p>En los componentes conductores del inversor existen altas tensiones que pueden causar descargas eléctricas mortales.</p> <p>Antes de efectuar cualquier trabajo en el inversor, desconéctelo siempre de la tensión tal y como se describe en este documento.</p>
	<p>Peligro de quemaduras por superficies calientes</p> <p>El producto puede calentarse durante el funcionamiento. Procure no tocarlo mientras está funcionando. Antes de llevar a cabo cualquier trabajo en el producto, espere a que se enfríe lo suficiente.</p>
	<p>Tenga en cuenta la documentación</p> <p>Tenga en cuenta toda la documentación suministrada con el producto.</p>

Conformidad

Encontrará más información en el área de descargas de www.SMA-Solar.com (consulte también capítulo 5, página 108).

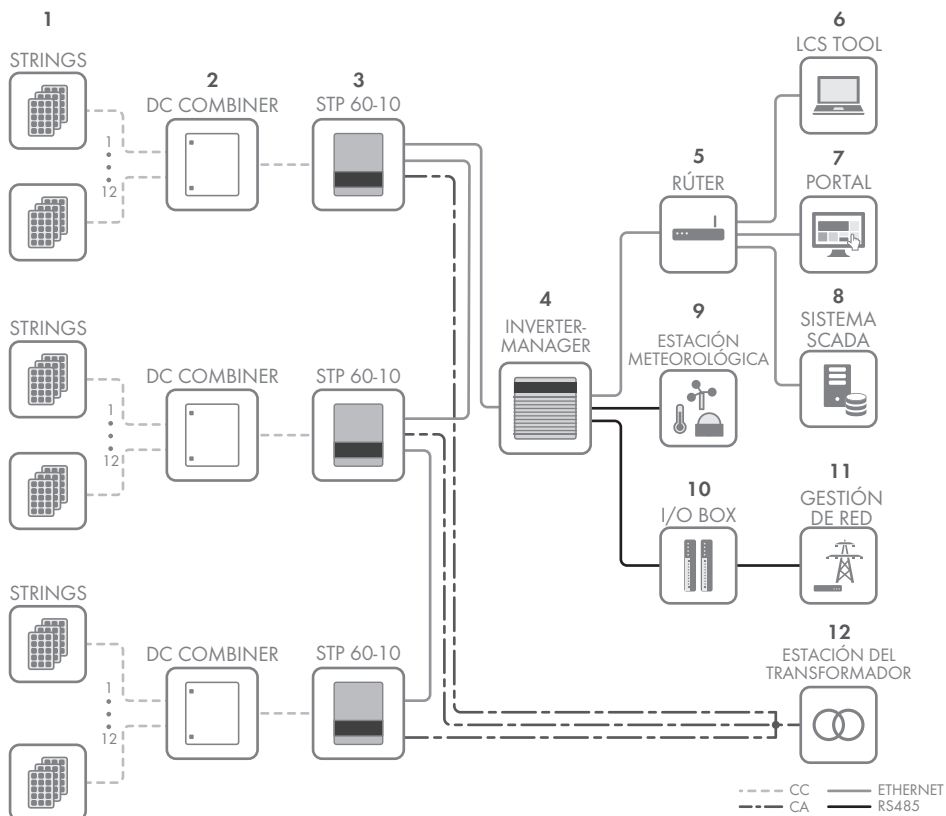
1 Introducción

Los inversores STP 60 están exclusivamente como inversores de conexión a red para sistemas fotovoltaicos. El inversor convierte la corriente continua de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna trifásica apta para la red. El inversor deberá conectarse a la red eléctrica y a un número suficiente de módulos fotovoltaicos para funcionar correctamente. Los inversores STP 60 no son adecuados para otras aplicaciones (como, por ejemplo, para su uso con baterías o en sistemas eólicos).

El sistema STP 60 está formada por cuatro componentes principales:

- Sunny Tripower 60
- Caja de conexión del generador (GAK)
 - La caja de conexión del generador hace posible que se reúnan todos los strings fotovoltaicos necesarios para el STP 60. Cada inversor STP 60 necesita una caja de conexión del generador.
- SMA Inverter Manager
 - El SMA Inverter Manager siempre es necesario para gestionar el STP 60. A cada SMA Inverter Manager se pueden conectar hasta un máximo de 42 STP 60. El SMA Inverter Manager se ocupa de todas las comunicaciones con los inversores. Supone una interfaz única para sistemas de adquisición de datos, carga a servicios en la nube y gestión de red.
- LCS-Tool ("Local Commissioning and Service")
 - La LCS-Tool es necesaria para la puesta en marcha y el mantenimiento de los inversores STP 60 mediante el SMA Inverter Manager. La LCS-Tool actúa como interfaz de usuario principal del sistema STP 60.

1.1 Vista general de la planta



- | | |
|----|--------------------------------|
| 1 | Strings fotovoltaicos |
| 2 | Caja de conexión del generador |
| 3 | Sunny Tripower 60 |
| 4 | SMA Inverter Manager |
| 5 | Rúter |
| 6 | LCS-Tool |
| 7 | Portal |
| 8 | Sistema SCADA |
| 9 | Estación meteorológica |
| 10 | I/O Box |
| 11 | Gestión de red |
| 12 | Estación del transformador |

1.2 Objetivo de estas instrucciones

Las instrucciones de instalación proporcionan la información necesaria para instalar y poner en marcha el inversor de la serie STP 60.

Recursos adicionales disponibles:

- Instrucciones breves para instalar el inversor STP 60: ofrece información necesaria para su puesta en marcha y la configuración de la comunicación.
- Instrucciones de instalación del SMA Inverter Manager y de la I/O Box: ofrece información necesaria para la puesta en marcha del STP 60 y la configuración de la comunicación.
- Guía de planificación: contiene la información necesaria para diseñar sistemas fotovoltaicos.

- Instrucciones de servicio técnico para cambiar el ventilador: contiene la información necesaria para sustituir los ventiladores.
- Instrucciones de servicio técnico para cambiar los descargadores contra sobretensión: contiene la información necesaria para sustituir los descargadores contra sobretensión.

Estos documentos se encuentran a su disposición en la zona de descargas de www.SMA-Solar.com. También puede conseguirlos a través del proveedor del inversor fotovoltaico.

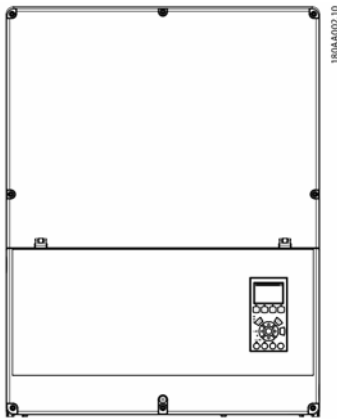


Imagen 1.2. Sunny Tripower 60

Abreviatura	Descripción
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (<i>American National Standards Institute</i>)
AWG	Calibre de cable estadounidense (<i>American Wire Gauge</i>)
cat5e	Cable de la categoría 5 (mejorado) con conductores torcidos (<i>twisted pair</i>) para la transferencia de datos
DHCP	Protocolo para transmitir direcciones IP dinámicas (<i>Dynamic Host Configuration Protocol</i>): permite asignar directamente las direcciones de red a través del servidor de DHCP
DSL	Línea de abonado digital (<i>Digital Subscriber Line</i>)
Directiva CEM	Directiva sobre compatibilidad electromagnética
ESD	Descarga electrostática
FCC	Comisión Federal Estadounidense de Comunicaciones (<i>Federal Communications Commission</i>)
FRT	Apoyo dinámico de red (<i>Fault Ride Through</i>)

Abreviatura	Descripción
GSM	Sistema global de comunicaciones móviles (<i>Global System for Mobile Communications</i>)
HDD	Unidad de disco duro (<i>Hard Disk Drive</i>)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (<i>International Electrotechnical Commission</i>): organización para estándares internacionales
IT	Sistema de tierras aislado
LCS	Local Commissioning and Service Tool (herramienta local de puesta en marcha y servicio técnico)
Led	Diodo emisor de luz
DBT	Directiva de baja tensión
MCB	Disyuntor
MPP	Punto de máxima potencia (<i>Maximum Power Point</i>)
MPPT	Seguimiento del punto de máxima potencia (<i>Maximum Power Point Tracker</i>): determina el punto óptimo de potencia fotovoltaica.
NFPA	Asociación Nacional Estadounidense para la Protección contra Incendios (<i>National Fire Protection Association</i>)
P	P es el símbolo de la potencia activa y se mide en vatios (W).
PCB	Placa de circuitos impresos (<i>Printed Circuit Board</i>)
PCC	Punto de enlace de la red (<i>Point of Common Coupling</i>) Es el punto en la red eléctrica pública en el que varios clientes están, o podrían estar, conectados.
PE	Puesta a tierra provisional (<i>Protective Earth</i>)
PELV	Protección por tensión demasiado baja (<i>Protective Extra Low Voltage</i>)
PLA	Ajuste del nivel de potencia (<i>Power Level Adjustment</i>)
P _{NOM}	Potencia [W], potencia efectiva nominal
POC	Punto de conexión Es el punto en el que el sistema fotovoltaico se conecta a la red eléctrica pública.
P _{STC}	Potencia [W], potencia en condiciones de prueba estándar (<i>Standard Test Conditions</i>)
FV	Fotovoltaica, células fotovoltaicas
RCD	Diferencial (<i>Residual Current Device</i>)
RCMU	Unidad de control de la corriente residual (<i>Residual Current Monitoring Unit</i>)
R _{ISO}	Resistencia del aislamiento (<i>insulation resistance</i>)
ROCOF	Tasa de variación de la frecuencia (<i>Rate Of Change Of Frequency</i>)

Abreviatura	Descripción
Q	Q es el símbolo de la potencia reactiva y se mide en voltamperios reactivos (VAR).
S	S es el símbolo de la potencia aparente y se mide en voltamperios (VA).
STC	Condiciones de prueba estándar (<i>Standard Test Conditions</i>)
SW	Software
THD	Tasa de distorsión armónica total
TN-S	Red de CA con conductor de protección y conductor neutro separado
TN-C	Red de CA con conductor de protección y conductor neutro combinado
TN-C-S	Sistema TN-C y TN-S combinado: la separación del conductor de protección y del conductor neutro se produce en el punto de transición entre la red de distribución y la planta del cliente.
TT	Red de corriente alterna con separación entre la tierra de la red del generador y la tierra de la planta consumidora
Operador distribuidor de la red	Operador distribuidor de la red

1.3 Desembalaje

Contenido:

- Inversor
- Soporte mural
- Bolsa de accesorios, que incluye:
 - 6 tacos para tornillos 8 x 50 mm
 - 6 tornillos de fijación 6 x 60 mm
 - 1 racor atornillado para cables M25 con anillo aislante para cables ethernet
 - 1 perno de puesta a tierra M6 x 12 mm
 - En el STP 60-10-US también: 2 canaletas con abrazadera semiredonda (2")
- Instrucciones de instalación
- Instrucciones breves para la instalación

1.4 Placa de características del inversor

La placa de características identifica el inversor de forma inequívoca. La información de la placa de características le ayudará a utilizar el producto de forma segura y a responder a las preguntas del Servicio Técnico de SMA.

En la placa de características encontrará esta información:

- Modelo (Model)
- Número de serie (Serial No.)
- Fecha de fabricación (Date of manufacture)
- Datos específicos del equipo

1.5 Orden de instalación

1. Preste especial atención a las instrucciones de seguridad que se encuentran al inicio de este documento.
2. Monte el inversor según capítulo 2.1, página 89, capítulo 2.2, página 90 y capítulo 2.3, página 91.
3. Abra el inversor según las instrucciones que encontrará en capítulo 2.5, página 92.
4. Instale el suministro de CA según capítulo 2.6, página 93.
5. Instale ethernet según capítulo 5.8, página 115.
6. Instale los módulos fotovoltaicos con la caja de conexión del generador según capítulo 2.9, página 95.
7. Cierre el inversor siguiendo las instrucciones de capítulo 2.5, página 92.
8. Active la corriente alterna.
9. Para finalizar la puesta en marcha, utilice la herramienta de puesta en marcha y mantenimiento locales (LCS-Tool) que encontrará en el área de descargas de www.SMA-Solar.com. Requisitos del hardware para la LCS-Tool:
 - Ordenador con Windows™ 7 o superior
 - 1 GB HDD
 - 2 GB RAM
 La LCS-Tool tiene que estar instalada en una unidad local. El ordenador tiene que estar conectado a la red de la planta del SMA Inverter Manager. Si desea realizar la configuración mediante la LCS-Tool, consulte capítulo 3.2.1, página 99.
10. Utilice el interruptor-seccionador para conectar el sistema fotovoltaico.
11. Compruebe los siguientes elementos de la instalación:
 - La pantalla del inversor: el led de encendido está en verde.
 - LCS-Tool: el estado del inversor es "On grid".
12. El inversor está listo para funcionar.

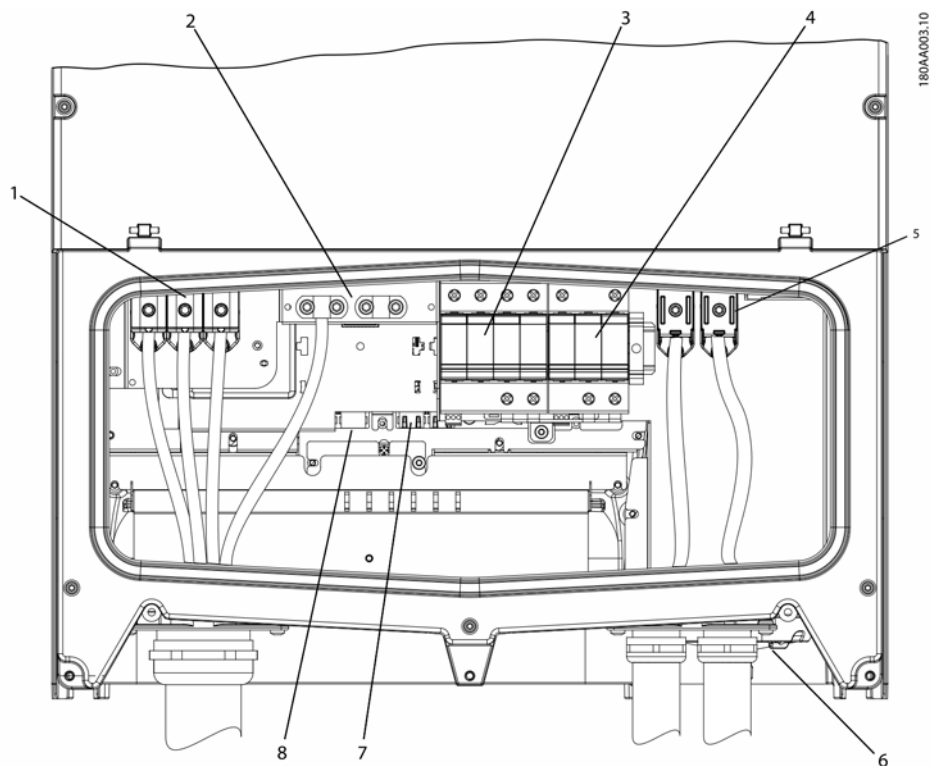


Imagen 1.3. Vista general del área de instalación

PELV (contacto seguro)

2	Conexión a tierra del equipo
---	------------------------------

7	2 interfaces de ethernet
---	--------------------------

8	Interfaz RS-485 (no está en uso)
---	----------------------------------

Piezas conductoras de tensión

1	Bornes de CA
---	--------------

5	Bornes de conexión fotovoltaica
---	---------------------------------

Otros

3	Descargador contra sobretensiones, lado CA
---	--

4	Descargador contra sobretensiones, lado CC
---	--

6	Interruptor-seccionador de carga fotovoltaica
---	---

Tabla 1.2. Vista general del área de instalación

2 Instalación

2.1 Entorno y espacios libres



Imagen 2.1. Evite el flujo constante de agua

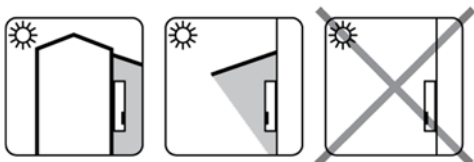


Imagen 2.2. Evite la irradiación solar directa



Imagen 2.3. Asegúrese de que exista suficiente ventilación

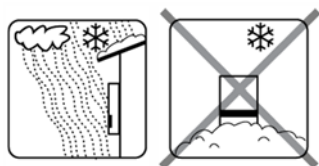


Imagen 2.4. Asegúrese de que exista suficiente ventilación

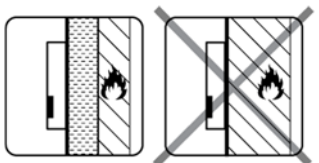


Imagen 2.5. Montaje sobre una superficie ignífuga

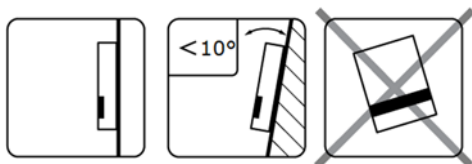


Imagen 2.6. Montaje recto en una superficie vertical. Se permite una inclinación hacia atrás de hasta 10°.



Imagen 2.7. Evite la exposición a polvo y gases de amoníaco

INDICACIÓN

A la hora de elegir el emplazamiento para la instalación, asegúrese de que la etiqueta del inversor y las de advertencia permanezcan visibles. Si desea más información, consulte capítulo 5, página 108.

2.2 Montaje del soporte mural

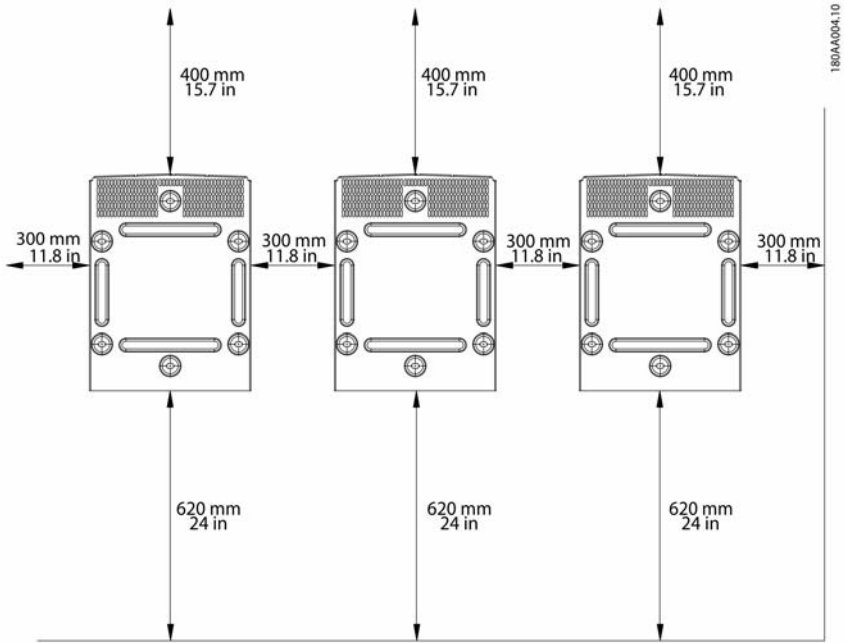


Imagen 2.8. Espacios de seguridad

i INDICACIÓN

Deje un espacio libre de 620 mm (24 in) en la base para que el aire fluya adecuadamente.

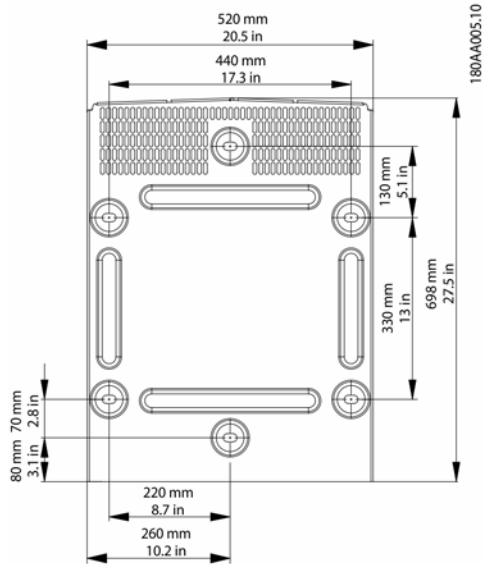


Imagen 2.9. Soporte mural

i INDICACIÓN

Es obligatorio utilizar la placa de montaje suministrada con el inversor. Si el inversor opera sin el soporte mural, la garantía no tiene validez. Es altamente recomendable utilizar los seis orificios de montaje.

Montaje del soporte mural:

- Instale el soporte mural en el entorno definido.
- Utilice tornillos y tomas de pared que puedan soportar con seguridad el peso del inversor.
- Asegúrese de que la placa de montaje esté bien alineada.
- Tenga en cuenta los espacios de seguridad cuando instale uno o más inversores para garantizar un flujo de aire adecuado. Los espacios libres se especifican en la imagen 2.8 y en la etiqueta de la placa de montaje.
- Se recomienda montar varios inversores en una única fila. Póngase en contacto con su proveedor para obtener instrucciones sobre cómo montar inversores en más de una fila.
- Compruebe que dispone del espacio libre adecuado en la parte delantera para acceder al inversor con seguridad durante las tareas de instalación y mantenimiento.



Imagen 2.10. instalación del soporte mural

2.3 Montaje del inversor

⚠ ATENCIÓN

Tenga en cuenta el reglamento local de salud y seguridad antes de manipular el inversor.

Procedimiento:

1. Levante el inversor. Coloque las ranuras en el lateral de la placa de montaje. Utilice las argollas de elevación M12/1/2" y tuercas compatibles (no suministradas).

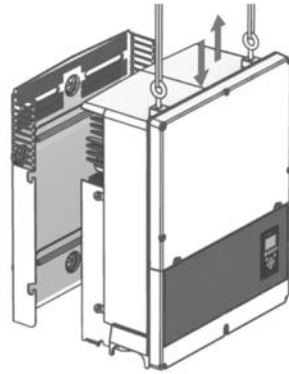


Imagen 2.11. Colocación del inversor

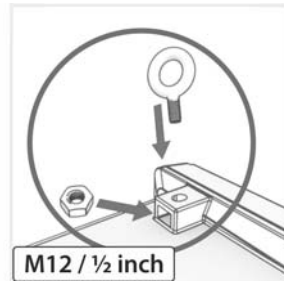


Imagen 2.12. Argollas de elevación

2. En el inversor, coloque los tornillos laterales frente a las ranuras de la placa de montaje.
3. Empuje el inversor tal y como se muestra en la figura, de manera que los tornillos laterales se deslicen en las dos ranuras inferiores y en las dos superiores. Consulte las imágenes 2.13 y 2.14.

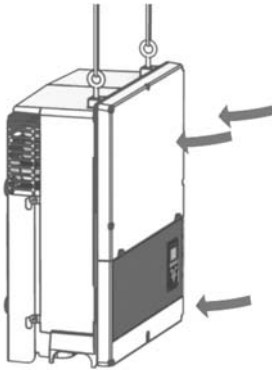


Imagen 2.13. Deslizamiento en las ranuras

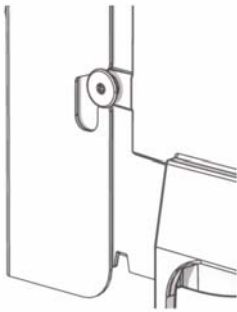


Imagen 2.14. Detalle del deslizamiento en la ranura

4. Compruebe que los cuatro tornillos laterales se hayan asentado correctamente en las ranuras de la placa de montaje.
5. Suelte el inversor.

2.4 Desmontaje del inversor

Procedimiento:

1. Realice el desmontaje en el orden inverso al del proceso de montaje.
2. Levante y deslice el inversor fuera de las ranuras de la placa de montaje.
3. Retire el inversor de la placa de montaje.

2.5 Acceso al área de instalación

⚠ PELIGRO

Antes de comenzar a trabajar con el inversor, desconecte la CA en el interruptor de red eléctrica y el fotovoltaico girando el interruptor-seccionador fotovoltaico. Asegúrese de que no se puede volver a conectar el inversor de manera involuntaria. Utilice un detector capacitivo para asegurarse de que la unidad está desconectada y sin tensión. Aunque esté desconectado de la red de CA y los módulos, el inversor puede estar cargado con una tensión muy alta y, por tanto, constituye una fuente de peligro. Cuando desconecte el equipo de la red pública y de los módulos, espere siempre un mínimo de 5 minutos antes de continuar.

⚠ ATENCIÓN

Tenga en cuenta el reglamento de seguridad ESD. Descargue las cargas electrostáticas tocando la carcasa conectada a tierra antes de manejar cualquier componente electrónico.

Procedimiento:

1. Para abrir la cubierta, afloje los tres tornillos inferiores de la parte delantera con un destornillador TX 30. Cuentan con un muelle, por lo que no se caen.
2. Levante la cubierta en 180°. La cubierta se sujeta con un imán en la posición abierta.
3. Para cerrar la cubierta, bájela hasta colocarla en su sitio y apriete los tres tornillos frontales.



Imagen 2.15. Afloje los tornillos frontales y levante la cubierta

2.6 Conexión de red de CA

⚠ PELIGRO

Estas instrucciones de conexión de red de CA son solo para personal cualificado. Para reducir el riesgo de descarga eléctrica, no realice más tareas de mantenimiento que las especificadas en las instrucciones de uso a menos que esté cualificado para ello.

⚠ ATENCIÓN

Para obtener información sobre los fusibles y el RCD, consulte capítulo 5, página 108. La tensión de CA nominal de los fusibles no debe exceder la corriente máxima de los conductores usados.

i INDICACIÓN

Todas las instalaciones eléctricas en EE.UU. y Canadá deben realizarse conforme a la normativa local vigente y al *National Electrical Code*® ANSI/NFPA 70 o al *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1.

- Antes de realizar la conexión eléctrica del inversor a la red pública, póngase en contacto con su operador de red en el lugar. La conexión eléctrica del inversor solo podrá llevarla a cabo especialistas.
- Asegúrese de que los cables utilizados en la conexión eléctrica no estén dañados.

Detección IMI

El inversor cuenta con un dispositivo para monitorizar el aislamiento IMI/RCMU (unidad de seguimiento de la corriente residual) integrado conforme con la UL 1741 para inversores fotovoltaicos con tensión conectados a la red. Actúa cuando existen corrientes residuales de valor elevado o cambios bruscos en ésta. Esta función está activa durante el funcionamiento normal.

Detección de resistencia de aislamiento

El inversor incorpora un circuito de detección de resistencia de aislamiento/ISO, que cuenta con la certificación UL 1741 para inversores fotovoltaicos con tensión conectados a la red. El detector de resistencia del aislamiento realiza una medición de la resistencia del sistema fotovoltaico conectado a tierra antes de que el inversor se conecte a la red. Si la resistencia es inferior al valor establecido para el ajuste de red, el inversor esperará y volverá a medir la

resistencia poco después. Si la resistencia es superior al valor establecido para el ajuste de red, el inversor realizará una autopruueba y se conectará a la red.

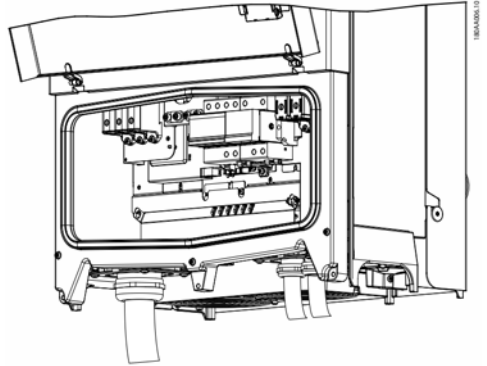


Imagen 2.16. Área de instalación

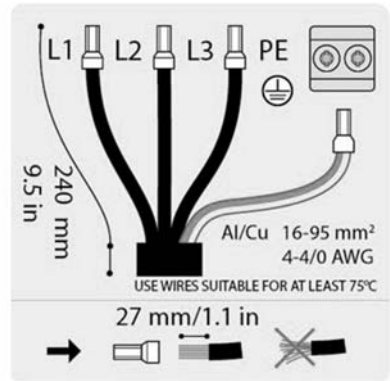


Imagen 2.17. Pelado del cable de CA

i INDICACIÓN

Para la conexión de CA se pueden utilizar cables con conductores de varios hilos, de hilo fino o de microhilo (consulte la imagen 2.18).

Al usar cables con conductores de hilo fino o microhilo, necesita utilizar virolas para la conexión.

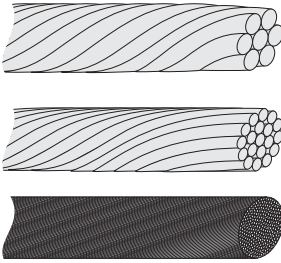


Imagen 2.18. Cables con diferentes tipos de conductores (de arriba abajo): de varios hilos, de hilo fino y de microhilo

El inversor STP 60 solo debe conectarse a una red trifásica. En el cable de CA, pele el aislamiento de los cuatro cables. El conductor de protección (PE) debe ser más largo que los cables de alimentación.

1. Compruebe que la clasificación del inversor coincide con la red.
2. Asegúrese de que el disyuntor principal está en posición de apagado y tome precauciones para evitar que se vuelva a conectar.
3. Abra la cubierta frontal.
4. Introduzca el cable a través del racor atornillado para cables de CA hasta las cajas de bornes.
5. Conecte los tres cables de alimentación (L1, L2, L3) y el conductor de protección PE a sus cajas de bornes. El conductor de protección está marcado con el símbolo que aparece en la imagen 2.19.
6. Opcional: realice una conexión del conductor de protección adicional en el segundo terminal PE situado en el inversor utilizando el perno de puesta a tierra del equipo externo suministrado con el inversor. Consulte la imagen 5.2.
7. Todos los cables deben apretarse adecuadamente y con el par correcto. Consulte capítulo 5.5, página 113.

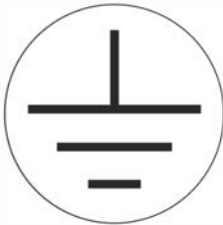


Imagen 2.19. Símbolo de conductor de protección

⚠ ADVERTENCIA

PELIGRO POR CORRIENTE DE FUGA

Una toma a tierra insuficiente del inversor puede causar lesiones graves o incluso la muerte.

- Asegúrese de que un instalador eléctrico certificado conecte los equipos a tierra correctamente.

2.7 Entrada de cables

Opciones para la entrada de cables

- En caso del STP 60-10: racores atornillado para cables (premontados)
- En caso del STP 60-10-US: abrazaderas de fijación de 2 pulgadas (suministradas en bolsa de accesorios)

Si modifica las abrazaderas de fijación de 2", asegúrese de apretar los tornillos siguiendo el orden expresado en las imágenes 2.20 y 2.21. En primer lugar apriete todos los tornillos con un par de 0,75 Nm y posteriormente con un par de 2,5 Nm.

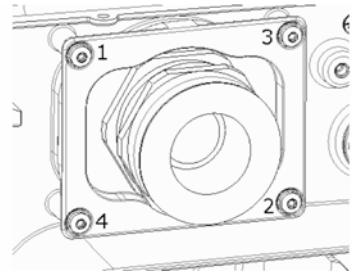


Imagen 2.20. Soporte de montaje de CA

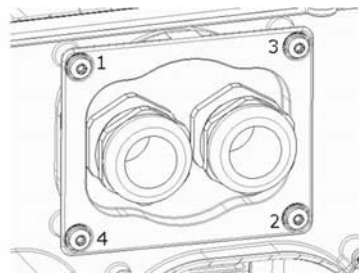


Imagen 2.21. Soporte de montaje de CC

Borne	Rango ¹⁾	Temperaturas máximas permitidas de los conductores	Material de los conductores	Diámetro del revestimiento del cable con los racores atornillados para cables suministrados
CA+PE	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	37-44 mm
FV	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	14-21 mm

Tabla 2.1. Secciones de cables suficientes

¹⁾ Respete siempre la corriente admisible de los cables utilizados.

2.8 Conexiones de ethernet

Para uso en exteriores, utilice el cable adecuado (consulte el capítulo 5.7 "Especificaciones de las interfaces de comunicación", página 114). Si el cable es muy rígido, utilice un borne intermedio para hacerlo más flexible antes de conectarlo al inversor. En algunos casos es suficiente quitar el revestimiento exterior de la parte del cable que se introduce en la carcasa. Así puede proteger las conexiones de ethernet RS-45 montadas en las placas de circuito impreso de un gran desgaste y evitar daños o problemas en la conexión.

Procedimiento:

1. No extraiga el conector RJ-45 del cable ethernet.
2. Guíe los cables por la base del inversor a través de los racores atornillado para cables. Consulte Ilustración 2.22
3. Corte una ranura en el anillo de goma. Coloque el anillo de goma en la unión roscada para garantizar un sellado adecuado.
4. Conecte el cable al puerto ethernet.



Imagen 2.22. Recorrido de los cables a través de los racores atornillados para cables

2.9 Conexión fotovoltaica

2.9.1 Cajas de conexión del generador externas

Los strings deben conectarse a la entrada de CC a través de una caja de conexión del generador externa. El objetivo de la caja de conexión del generador es conectar en paralelo los strings del campo fotovoltaico y protegerlos contra sobrecorrientes en cada protección por fusible.

i INDICACIÓN

Es esencial que todos los strings conectados a la caja de conexión del generador sean idénticos en cantidad y tipo de módulos, así como inclinación y orientación.

i INDICACIÓN

Respete el amperaje correcto de los fusibles. Consulte los manuales de los fabricantes de módulos para saber cuál es el amperaje correcto de los fusibles de string.

Utilice un voltímetro adecuado que pueda medir hasta 1000 V CC. Compruebe la polaridad y la tensión máxima del generador fotovoltaico midiendo la tensión en vacío.

⚠ ATENCIÓN

El inversor está protegido contra la polarización a corto plazo. Si la polarización no se corrige, produce una avería irreparable en el inversor y la garantía se extingue.

- Asegúrese de que los cables estén correctamente conectados en el inversor para que el inversor puede inyectar tensión de entrada de CC.

La salida de la caja de conexión del generador debe conectarse a la entrada de CC del inversor STP 60.

⚠ ATENCIÓN

El generador fotovoltaico funciona en configuración flotante y sus polos (+) y (-) están conectados a las entradas fotovoltaicas de los inversores. Ningún polo está conectado a tierra.

La potencia de CC se puede desconectar por medio del interruptor-seccionador de potencia de CC integrado en el inversor.

⚠ ATENCIÓN

NO conecte ninguno de los polos del campo fotovoltaico a tierra.

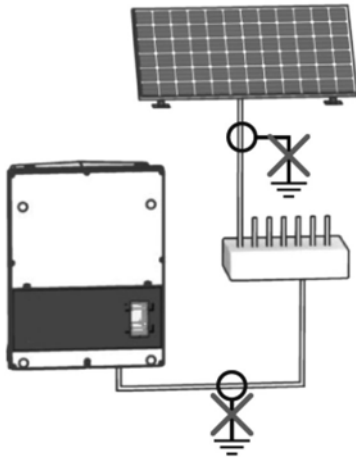


Imagen 2.24. No conecte ninguno de los polos del campo fotovoltaico a tierra

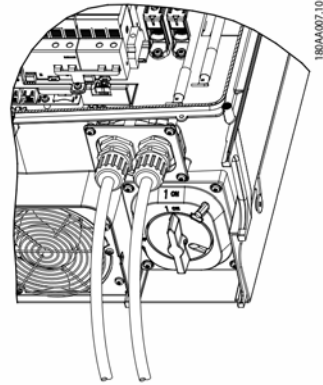


Imagen 2.25. Área de conexión de CC

i INDICACIÓN

Para la conexión de CA se pueden utilizar cables con conductores de varios hilos, de hilo fino o de microhilo (consulte la imagen 2.26).

Al usar cables con conductores de hilo fino o microhilo, necesita utilizar virolas para la conexión.

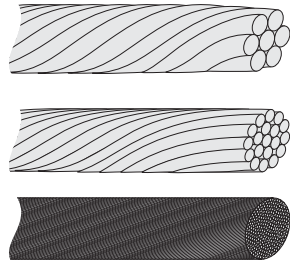


Imagen 2.26. Cables con diferentes tipos de conductores (de arriba abajo): de varios hilos, de hilo fino y de microhilo

1. Gire el interruptor-seccionador fotovoltaico del inversor y si está disponible en la caja de conexión del generador a la posición de apagado.
2. Conecte los cables fotovoltaicos de la caja de conexión del generador al inversor. Asegúrese de que la polaridad sea la correcta; consulte la imagen 2.27.
3. Todos los cables deben apretarse adecuadamente y con el par correcto. Consulte capítulo 5.5, página 113.

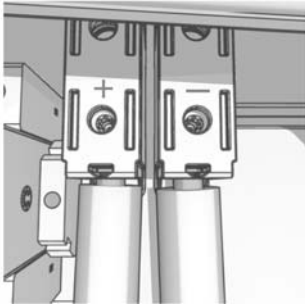


Imagen 2.27. Conexión a la entrada fotovoltaica

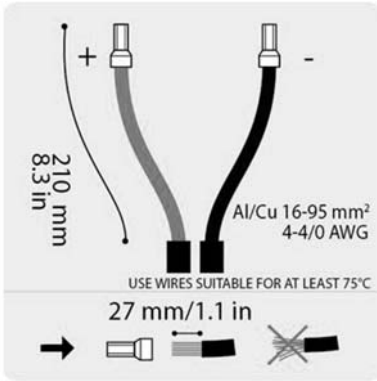


Imagen 2.28. Adhesivo CC

Clase de protección de los módulos fotovoltaicos

El inversor solo debe operar con módulos fotovoltaicos de la clase de protección II según la norma IEC 61730, tipo de aplicación A.

Solo conecte módulos fotovoltaicos al inversor. No está permitido conectar otras fuentes de energía.

⚠ ADVERTENCIA

Cuando reciben luz, los módulos fotovoltaicos producen tensión.

2.10 Cierre

1. Cierre la tapa del área de instalación del inversor. Apriete los tres tornillos frontales. Consulte capítulo 5.5, página 113.
2. Active la CA.

3 Configuración inicial y arranque

3.1 Interfaz de usuario

La interfaz de usuario se compone de:

- Pantalla local, para todas las variantes del inversor. La pantalla local muestra información sobre el estado del inversor. No es posible realizar configuraciones del inversor STP 60 mediante la pantalla. El símbolo “#” de la pantalla explica los modos de funcionamiento.
- Herramienta de puesta en marcha y mantenimiento locales (LCS-Tool). La LCS-Tool permite la configuración de uno o varios inversores STP 60.

3.1.1 Modos de funcionamiento

El inversor tiene cinco modos de funcionamiento, indicados mediante leds.

Estado	Leds	Leds
Off grid (de la red)	Verde	-----
	Rojo	-----
Connecting (modo de conexión)	Verde	■ ■ ■ ■ ■
	Rojo	-----
On grid (en la red)	Verde	■■■■■■■■■■
	Rojo	-----
Internal inverter event (incidencia interna del inversor)	Verde	■ ■ ■ ■ ■
	Rojo	-----
Fail safe (bloqueo)	Verde	-----
	Rojo	■ ■ ■ ■ ■

Tabla 3.1. Modos de funcionamiento

Off grid (leds apagados)

#0-51

Si no se ha suministrado potencia a la red de CA durante más de 10 minutos aproximadamente, el inversor se desconecta de la red y se apaga. Las interfaces de usuario y comunicación permanecen conectadas para que pueda existir comunicación.

Connecting (el led verde parpadea)

#52-53

El inversor se inicia cuando la tensión de entrada fotovoltaica alcanza la tensión de entrada de CC. El inversor realiza una serie de autopruebas internas que incluyen la medición de la resistencia de aislamiento fotovoltaico. Al mismo tiempo, también supervisa los parámetros de red. Si los parámetros de red se encuentran dentro de las especificaciones durante el intervalo configurado (según el código de red), el inversor comienza a inyectar a la red.

On grid (el led verde está encendido)

#60

El inversor está conectado a la red de CA y suministra energía. El inversor se desconecta de la red pública si:

- detecta condiciones de red anormales (en función del ajuste de red).
- se produce una incidencia interna.
- no hay suficiente potencia fotovoltaica disponible (no se suministra electricidad a la red durante 10 minutos aprox.).

Internal inverter event (el led verde parpadea)

#54

El inversor está esperando a que alguna condición interna se encuentre dentro de los límites (por ejemplo, temperatura demasiado alta) antes de volver a conectarse a la red.

Fail safe (el led rojo parpadea)

#70

Si el inversor detecta un error en sus circuitos durante la autoprueba (en el modo de funcionamiento "Connecting") o durante el funcionamiento, el inversor pasa al modo de funcionamiento "Fail safe" y se desconecta de la red. El inversor permanecerá en el modo de funcionamiento "Fail safe" hasta que la potencia fotovoltaica esté ausente durante un mínimo de 10 minutos o se le quite alimentación manualmente (AC+PV).

3.2 Pantalla

**INDICACIÓN**

La pantalla puede tardar unos minutos en activarse después del encendido.

La pantalla integrada en la parte frontal del inversor proporciona al usuario acceso a la información del sistema fotovoltaico y del inversor.

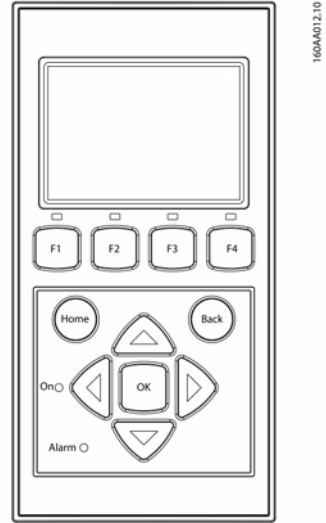


Imagen 3.1. Información general sobre los botones y las funciones de la pantalla

Información general sobre los botones y las funciones de la

Tecla	Función
F1	Ajustar el nivel de contraste de la pantalla. Pulse el botón de flecha arriba/abajo mientras pulsa el botón F1.
F2	Sin función
F3	
F4	
Home	Vuelta a la pantalla principal
OK	Sin función
Flecha hacia arriba	Un paso arriba
Flecha hacia abajo	Un paso abajo
Flecha hacia la derecha	Se mueve el cursor hacia la derecha
Flecha hacia la izquierda	Se mueve el cursor hacia la izquierda
Back	Vuelta a la pantalla principal
On - Led verde	
Alarm - Led rojo	

Tabla 3.2. Información general sobre los botones y las funciones de la pantalla

La estructura de la pantalla está dividida en varias secciones:

1. Pantalla principal. Producción actual y diaria.
Esta sección contiene los siguientes elementos:
 - Potencia de salida actual (kW)
 - Contador de energía día actual (kWh)
 - Contador de energía total (kWh)
 - Fecha actual
 - Hora actual
 - Modo de funcionamiento (#)
2. Información del inversor Esta sección contiene los siguientes elementos:
 - Modelo del inversor
 - Nombre del inversor
 - Número de serie del inversor
 - Dirección IP
 - Número de serie del SMA Inverter Manager
 - Versión de software del inversor
3. Valores actuales. Esta sección contiene los siguientes elementos:
 - Tensión fotovoltaica y corriente
 - Tensiones fase a fase
 - Corrientes de fase
 - Frecuencia de red

3.2.1 Ajuste inicial mediante LCS-Tool

Los inversores STP 60 y el SMA Inverter Manager deben ponerse en marcha con la herramienta de puesta en marcha y mantenimiento local (LCS-Tool). Es necesario realizar la puesta en marcha antes de que los inversores STP 60 puedan conectarse a la red de CA y empezar a inyectar a la red.

La LCS-Tool permite seleccionar registros de datos nacionales predefinidos para redes diferentes. Los registros de datos nacionales específicos de clientes los pone a disposición SMA y se aplican a través de la LCS-Tool (consulte las instrucciones de instalación del SMA Inverter Manager/SMA Digital I/O Box/LCS-Tool).

Tras la instalación, compruebe todos los cables y cierre el inversor.

Active la CA.

ADVERTENCIA

Es esencial que se seleccione el código de red correcto para cumplir con los estándares locales y nacionales.

Es posible crear archivos del código de red personalizados con valores de ajuste adaptados (consulte el capítulo 3.2.4).

3.2.2 Activación del interruptor-seccionador fotovoltaico

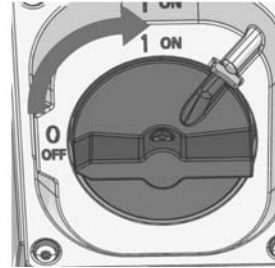


Imagen 3.2. Interruptor-seccionador fotovoltaico

Encienda el interruptor-seccionador fotovoltaico, que se encontrará en el inversor o en la caja de conexión del generador.

3.2.3 Puesta en marcha

El inversor arranca automáticamente si hay suficiente irradiación solar. El arranque tarda unos minutos. Durante este intervalo, el inversor lleva a cabo un procedimiento de autoprueba.

i INDICACIÓN

El inversor está protegido contra la polarización a corto plazo. El inversor no generará potencia hasta que la polaridad no sea la correcta.

ATENCIÓN

Una polarización duradera provoca que el inversor se averíe y, con ello, que se extinga la garantía.

- Asegúrese de que los cables estén correctamente conectados al inversor.

3.2.4 Archivo del código de red

INDICACIÓN

Si el código de red deseado no está disponible o si la LCS-Tool advierte sobre versiones de software incompatibles, el ajuste de red y la biblioteca de software de la LCS-Tool deberán actualizarse.

Es posible crear archivos del código de red personalizados con valores de ajuste adaptados. Póngase en contacto con SMA Solar Technology AG.

3.2.5 Configuración del procedimiento de emergencia

Si se interrumpe la comunicación entre el inversor y el SMA Inverter Manager, el inversor pasa a un estado de funcionamiento predefinido (Fallback o procedimiento de emergencia). El estado de funcionamiento deseado en caso de interrupción de la comunicación se activa y configura con el archivo del código de red específico de cada cliente.

INDICACIÓN

Tenga en cuenta el procedimiento de su empresa suministradora de energía.

Parámetros	Rango de valores configurables
Tiempo de activación tras la comunicación interrumpida	De 2 a 20 sec.
Duración del procedimiento de emergencia	De 0 a 30 días
Reacción P	De 0 a 100%
Reacción Q	De 0 a 100%

Tabla 3.3. Parámetros configurables tras la interrupción de la comunicación.

4 Servicio técnico

4.1 Resolución de problemas

La información se organiza en tablas donde se pueden ver los mensajes que aparecen en la LCS-Tool, conocidos como incidencias. Las tablas contienen descripciones de incidencias, así como explicaciones de las acciones que se deben llevar a cabo cuando se produce una.

Tipo de incidencia	Muestra si la incidencia está relacionada con la categoría "Grid", "PV", "Internal" o "Fail safe".
ID	La ID de la incidencia concreta.
Pantalla	Texto mostrado en la pantalla.
Descripción	Descripción de la incidencia.
Acción	Descripción de qué acción debe llevarse a cabo antes de ponerse en contacto con terceros.
Operador distribuidor de la red	Si la acción descrita no identifica la causa del funcionamiento defectuoso, póngase en contacto con el operador distribuidor de la red para obtener más ayuda.
Asistencia técnica	Si la acción descrita no identifica la causa del funcionamiento defectuoso, póngase en contacto con la asistencia técnica para obtener más ayuda(consulte el capítulo 6 "Contacto", página 116).
Fotovoltaica	Si la acción descrita no identifica la causa del funcionamiento defectuoso, póngase en contacto con su distribuidor o instalador para obtener más ayuda.

Incidencias relacionadas con la red

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
1-6		Tensión de red demasiado baja.	Compruebe la tensión y la instalación de CA. Si la tensión es cero, compruebe los fusibles.	x	-	-
7-9		La tensión media de la red durante 10 minutos es demasiado alta.	Compruebe que la instalación sea correcta según la guía de instalación. En caso afirmativo, pida un nuevo archivo del código de red con un límite de tensión o una potencia reactiva aumentados para suprimir la tensión.	x	-	-
10-15		Tensión de red demasiado alta.	Compruebe la tensión y la instalación de CA.	x	-	-
16-18		El inversor ha detectado un pico de tensión en la red.	Compruebe la tensión y la instalación de CA.	x	-	-
19, 22		Frecuencia de red demasiado baja o demasiado alta.	Compruebe la frecuencia de red.	x	-	-

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Asistencia técnica	FV
31-33		Corriente CC en el lado CA demasiado alta.	Para incidencias diarias reiteradas, realice un análisis de red in situ.	-	x	-
34-37		El monitor de corriente residual (RCMU) ha medido un exceso de corriente.	Desconecte la CA y la CC y espere hasta que la pantalla se haya apagado. Después conecte la CC y la CA y observe si se produce de nuevo la incidencia. Realice una revisión visual de todos los cables y módulos fotovoltaicos.	-	x	-
40	Red de CA fuera de rango	La red de CA ha estado fuera de rango durante más de 10 minutos (frecuencia o tensión).	Compruebe la frecuencia y la tensión de red, la versión de software y el ajuste del código de red.	x	-	-
41-43		Fault ride through. El inversor ha detectado que la tensión de red era inferior o superior a cierto nivel.	Si esta incidencia se produce varias veces al día, realice un análisis de red in situ.			
48, 51		Frecuencia de red demasiado baja o demasiado alta.	Compruebe la frecuencia de red y la instalación de CA.	x	-	-
54-56		Proporción de CC en el lado CA demasiado alta (fase 2).	Para incidencias diarias reiteradas, realice un análisis de red in situ.	x	-	-
61		Error de la red, detectada una fase abierta.	Si la incidencia se produce varias veces cada día, póngase en contacto con el operador de red.	x	-	-
62		Error de la red	Si la incidencia se produce varias veces cada día, póngase en contacto con el operador de red.	x	-	-
64-81		Tensión de la fase demasiado baja.	Compruebe la tensión y la instalación de CA. Si la tensión es cero, compruebe los fusibles.	x	-	-

Tabla 4.1. Incidencias relacionadas con la red

Incidencias relacionadas con la energía fotovoltaica

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Servicio Técnico de SMA	FV
103	PV current is too high/ waiting	Existen demasiados módulos fotovoltaicos conectados en paralelo. Solo debe aparecer en sistemas recién instalados.	Compruebe el número de cadenas en paralelo y las corrientes nominales. ¿Se ha superado el límite de corriente? Vuelva a conectar las cadenas en paralelo.	-	x	x
115, 260	PV ISO too low	La resistencia entre los strings fotovoltaicos y la tierra (conductor de protección) es demasiado baja para que el inversor pueda ponerse en marcha. Esto obligará al inversor a realizar una nueva medición transcurridos 10 minutos.	Realice una revisión visual de todos los cables fotovoltaicos y los módulos para una instalación correcta según lo establecido en las instrucciones de instalación. La incidencia podría indicar que no existe conexión del conductor de protección (PE).	-	x	x
258	PV voltage too high/ waiting	La tensión de CC es demasiado elevada.	Compruebe que la instalación y la disposición fotovoltaica corresponden a las recomendaciones de los manuales.	-	x	x
278		Advertencia de tensión de CC elevada.	Compruebe que la instalación y la disposición fotovoltaica corresponden a las recomendaciones de los manuales.	-	x	x

Tabla 4.2. Incidencias relacionadas con la energía fotovoltaica

Incidencias relacionadas con el sistema

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Servicio Técnico de SMA	FV
2000		El subgrupo de comunicación - arranca.	-	-	-	-
2010, 2011		La actualización de software del ordenador central se ha iniciado/ha finalizado.	-	-	-	-
2012 - 2018		La actualización de software ha fallado.	Vuelva a iniciar la actualización del software. Si se produce un error durante el proceso de actualización, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
2030		La transmisión del código de red al ordenador central ha fallado.	Si esta incidencia se muestra a menudo, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Servicio Técnico de SMA	FV
2050		La conexión de ethernet está activa	No es necesario tomar ninguna acción. Esta incidencia sirve para identificar, por ejemplo, un cable de ethernet averiado.	-	-	-
2051		La conexión de ethernet está desconectada.	No es necesario llevar a cabo ninguna acción. Este error sirve para identificar, por ejemplo, un cable de ethernet averiado.	-	-	-
2052, 2053		La transmisión del código de red del SMA Inverter Manager al STP 60-10 se ha iniciado/terminado.	-	-	-	-
2054		La transmisión del código de red del SMA Inverter Manager al STP 60-10 ha fallado.	Si esta incidencia se muestra a menudo, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	-	-
2055	Procedimiento de emergencia a activado	El inversor pasa al modo de procedimiento de emergencia una vez se ha interrumpido la comunicación con el SMA Inverter Manager.		-	-	-
2056	Procedimiento de emergencia finalizado	El inversor vuelve a pasar al funcionamiento normal después de pasar al modo de procedimiento de emergencia a consecuencia de un error de comunicación con el SMA Inverter Manager.		-	-	-

Tabla 4.3. Incidencias relacionadas con el sistema

Incidencias internas

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Servicio Técnico de SMA	FV
201 - 208		La temperatura interna del inversor es demasiado elevada.	Compruebe que el inversor no está cubierto y que el tubo de ventilación no está bloqueado.	-	x	-

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Servicio Técnico de SMA	FV
209, 210		La tensión en el circuito intermedio de CC es demasiado alta.	Si la incidencia persiste, desconecte la CC y la CA mediante los interruptores para reiniciar el inversor. Si la incidencia se repite, compruebe la tensión fotovoltaica máxima que muestra la pantalla para ver si se encuentra por encima de los límites.	-	x	-
211	Fan rpm low	La velocidad del ventilador es demasiado baja.	Compruebe si el ventilador del inversor está bloqueado.	-	x	-
213-215		Error interno. La tensión medida antes y después del relé difiere demasiado.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
216-218		La corriente medida en el lado de CA es demasiado elevada	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
219-221		Error interno. La tensión medida antes y después del relé difiere demasiado.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
225-240, 275		Fallo en la memoria/ EEPROM.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
241, 242, 245, 249		Error de comunicación interno.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
248		Error interno de CPU.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
252-254		La corriente medida en el lado de CA es demasiado elevada.	Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
243, 263		Error interno.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
279		Error de sensor de temperatura.	Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
280		Duración de autoprueba: 24 horas. La autoprueba debe realizarse al menos una vez cada 24 horas.	Ninguna.	-	-	-

ID	Aviso de estado	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Servicio Técnico de SMA	FV
281		Demasiadas incidencias RCMU en las últimas 24 horas. Solo se permiten cuatro intentos de reconexión automática tras una incidencia 34 durante un periodo de 24 horas. El inversor intentará reconectarse automáticamente tras un periodo de tiempo determinado.	Espera hasta 24 horas. Si la incidencia 34 se repite, realice la acción correspondiente a la incidencia 34.	-	x	-
282		Configuración del código de red no válida.	Reinicie el inversor. Si el error persiste, pida al servicio técnico un nuevo archivo del código de red o un nuevo código de red estándar.	-	x	-
283		Error en el <i>gatedrive</i> .	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
323		Error del ventilador interno. Se ha reducido la potencia de salida máxima.	Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-

Tabla 4.4. Incidencias internas

Incidencias generadas en la autopueba

ID	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Servicio Técnico de SMA	FV
100	La corriente de entrada fotovoltaica es negativa. Error de sensor.	Compruebe la polaridad de la planta fotovoltaica; si es correcta, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
264, 266	Se ha producido un error en la prueba del circuito de medición.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
272	Error del descargador de sobretensiones de fotovoltaica. El inversor seguirá funcionamiento sin protección contra sobretensión.	Sustituya el descargador de sobretensiones de fotovoltaica. Encontrará información más detallada en las instrucciones para cambiar los descargadores contra sobretensión.	-	x	-

ID	Descripción	Acción	Operador distribuidor de la red	Servicio Técnico de SMA	FV
273	Error del descargador de sobretensiones CA. El inversor seguirá funcionamiento sin protección contra sobretensión.	Sustituya el descargador de sobretensiones de fotovoltaica. Encontrará información más detallada en las instrucciones para cambiar los descargadores contra sobretensión.	-	x	-
274	Estado del descargador de sobretensiones desconocido.	Reinicie el inversor. Si la incidencia persiste, póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
350-352	Se ha producido un error en la autoprueba del RCMU.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
353	Se ha producido un error en la prueba del sensor de corriente.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
356-361	Se ha producido un error en la prueba del transistor y el relé o en el relé del inversor (contacto posiblemente soldado).	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-
366	Se ha producido un error en la autoprueba del RCMU.	Póngase en contacto con el servicio técnico.	-	x	-

Tabla 4.5. Incidencias provocadas por la autoprueba

4.2 Mantenimiento

Asegúrese de que no se cubra el disipador térmico que se encuentra en la parte posterior del inversor.

Limpie los contactos del interruptor-seccionador de fotovoltaica una vez al año. Realice la limpieza alternando el interruptor en las posiciones de encendido y apagado diez veces. El seccionador de fotovoltaica se encuentra en la base del inversor.

Para garantizar un funcionamiento correcto y una larga vida útil, asegure una buena ventilación

- alrededor del disipador térmico, en la parte superior y lateral del inversor, donde el aire se expulsa, y
- en el ventilador de la base del inversor.

Para despejar las obstrucciones, limpie utilizando aire comprimido, un paño suave o un cepillo.

⚠ ADVERTENCIA

La temperatura del disipador térmico puede superar los 70 °C.

5 Datos técnicos

5.1 Especificaciones

Parámetros	STP 60-10
CA	
Potencia aparente nominal ¹⁾	60000 VA
Potencia activa nominal ²⁾	60000 W
Intervalo de potencia reactiva ¹⁾	De 0 a 60000 var
Tensión nominal de CA (intervalo de tensión)	3P + PE (WYE)/De 400 V a 480 V ($\pm 10\%$)
Sistemas de conexión a tierra admitidos	TT, TN
Corriente nominal CA	3 x 87 A
Corriente alterna máx.	3 x 87 A (3 x 72 A a 480 V)
Coefficiente de distorsión de CA (THD a potencia nominal)	< 1%
Corriente de cierre	9,2 A/5 ms
Máxima corriente residual de salida	Valor eficaz de 49,8 A durante tres periodos
Factor de potencia predeterminado	> 0,99 con potencia nominal
Factor de desfase	De 0 inductivo a 0 capacitivo
Consumo de energía en standby (solo comunicaciones)	3 W
Frecuencia de red nominal (intervalo de frecuencia)	50 Hz/60 Hz ($\pm 10\%$)
CC	
Rango de tensión de entrada (a 400 Vca/a 480 Vca)	De 565 V a 1000 V/De 680 V a 1000 V
Tensión nominal de CC (a 400 Vca/a 480 Vca)	630 V/710 V
Rango de tensión del MPP (a 400 Vca/a 480 Vca)	De 570 V a 800 V/De 685 V a 800 V
Tensión de entrada de inicio (a 400 Vca/a 480 Vca)	600 V/720 V
Tensión de entrada máx.	1000 V
Potencia mín. de red	100 W
Corriente de entrada máx./Corriente de cortocircuito máx.	110 A / 150 A
Número de entradas de MPP independientes/ Strings por entrada de MPP	1/1 (distribución por cajas de conexión del generador externas)
Categorías de sobretensión	CA: Categoría de sobretensión III (OVC III), FV: Categoría de sobretensión II (OVC II)
Rendimiento	
Rendimiento UE máximo	98,8%
Rendimiento europeo a 630 Vdc	98,3%
Rendimiento californiano (a 400 Vca/a 480 Vca)	98,0%/98,5%
Rendimiento MPPT estático	99,9%
Carcasa	

Parámetros	STP 60-10
Dimensiones (anchura x altura x profundidad)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22,5 × 12")
Peso	75 kg (165 lbs) ³⁾
Nivel acústico	58 dB(A) (típico)

Tabla 5.1 Especificaciones

¹⁾ A tensión de red nominal

²⁾ A tensión de red nominal, $\cos \varphi=1$

³⁾ En función de las opciones instaladas

⁴⁾ Bajo todas las condiciones

Parámetros	Serie STP 60
Clase de protección (según IEC 62109-1)	I
Eléctrico	
Seguridad eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62109-1/IEC 62109-2 (clase I, conectado a tierra – comunicación componente clase II, PELV) • UL 1741 para inversores fotovoltaicos con tensión conectados a la red • IEEE 1547
Funcional	
Seguridad funcional	<ul style="list-style-type: none"> • Monitorización de tensión y frecuencia • Monitorización del contenido CC de la corriente alterna (CA) • Monitorización de la resistencia de aislamiento • Control de la corriente de fugas • UL1998
Detección de funcionamiento en isla: pérdida de la red eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio de frecuencia activa • Desconexión • Monitorización trifásica de la red • ROCOF/SFS
Compatibilidad con RCD ¹⁾	Tipo B, 600 mA

Tabla 5.2. Especificaciones de seguridad

¹⁾ En función de la normativa local

5.2 Ajustes de desconexión

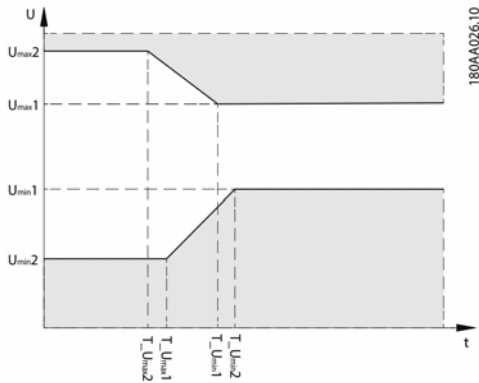


Imagen 5.1. Desconexión por sobretensión y subtensión

Potencia red		Umin2 [V]	T_Umin2 [s]	Umin1 [V]	T_Umin1 [s]	Umax1 [V]	T_Umax1 [s]	Umax2 [V]	T_Umax2 [s]
Tensión nominal: 400 V	Estándar	200,00	0,16	352,00	2,00	440,00	1,00	480,00	0,16
	Intervalo	160-240	0.1-3.0	300-380	0.5-3.0	420-480	0.5-3.0	440-520	0.1-3.0
Tensión nominal: 480 V	Estándar	240,00	0,16	423,00	2,00	528,00	1,00	576,00	0,16
	Intervalo	192-288	0.1-3.0	360-456	0.5-3.0	504-576	0.5-3.0	528-624	0.1-3.0

Tabla 5.3. Niveles de desconexión de tensión por defecto y tiempos de desconexión

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Estándar	57,00	0,16	59,30	10,00	60,50	0,16	-	-
Intervalo	56.5-57.5	0.1-3.0	57.0-59.8	0,16-300	60.1-60.9	0.16-3.0	60.1-61.0	0.1-3.0

Tabla 5.4. Niveles de desconexión de frecuencia por defecto y tiempos de desconexión

INDICACIÓN

Los valores se aplican solo a IEEE 1547.

5.3 Conformidad

Estándares internacionales	Serie STP 60
Rendimiento	Rendimiento europeo, estándar: EN 50530 Rendimiento californiano, estándar: directiva CEC Método de ensayo: protocolo de ensayo de la potencia para evaluar los inversores que se usan en las plantas fotovoltaicas conectadas a la red (borrador): 1 de marzo de 2005
Directiva EC de baja tensión	2006/95/EC
Directiva sobre compatibilidad electromagnética (CEM)	2004/108/EC
Seguridad	IEC 62109-1/IEC 62109-2 UL 1741 UL 508i
Seguridad funcional	IEC 62109-2 UL 1741/IEEE 1547
Inmunidad a la interferencia, CEM	EN 61000-6-1 EN 61000-6-2
Emisión de interferencias, CEM	EN 61000-6-3 EN 61000-6-4 CISPR 11 clase B FCC, parte 15
Corrientes armónicas	EN 61000-3-12
CE	Sí
Características de la red	IEC 61727 EN 50160 IEEE 1547 UI

Tabla 5.5. Cumplimiento de la normativa internacional

Las autorizaciones y certificados se encuentran a su disposición en la zona de descargas de www.SMA-Solar.com.

5.4 Condiciones de la instalación

Parámetros	Especificación
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a 60 °C (de -13 °F a 140 °F)*
Temperatura de almacenamiento	De -40 °C a 60 °C
Humedad relativa del aire	Del 5% al 95% (sin condensación)
Índice de contaminación	PD2
Categoría medioambiental IEC62109-1	Exteriores, húmedo (Para información más detallada, consulte capítulo 2, página 89)
Clase ambiental según IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Sistema de refrigeración	Refrigeración forzada
Calidad del aire: general	ISA S71.04-1985 Clase G3 (a 75% HR)
Calidad del aire: zonas costeras, muy industrializadas y agrícolas	Debe ser calculada y clasificada según ISA S71.04-1985: G3 (con 75% HR)
Vibraciones	< 1G
Clase de protección de la carcasa	IP65
Carcasa tipo UL 50E	NEMA 3R
Altitud máxima de funcionamiento	2000 m (6500 ft) sobre el nivel del mar (a partir de 1000 m de altitud puede ocurrir una reducción de potencia).**
Instalación	Evite el flujo constante de agua. Evite la luz solar directa. Asegúrese de que haya suficiente ventilación. Móntelo en una superficie ignífuga. Móntelo recto en una superficie vertical. Evite la exposición a polvo y gases de amoníaco.

* Posible reducción de potencia por encima de 45 °C (113 °F) (para obtener más información, consulte la información técnica "Rendimiento y derrateo")

** Instalaciones en altitudes > 2000 m son posibles a petición del cliente; póngase en contacto con SMA Solar Technology AG.

Tabla 5.6. Condiciones de la instalación

5.5 Especificaciones del par de apriete

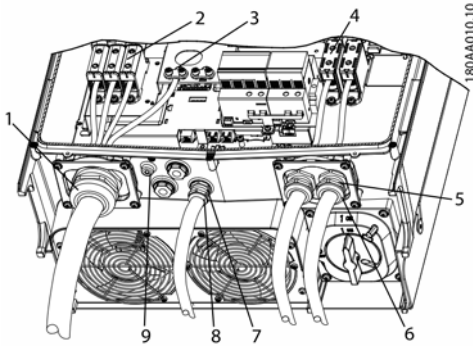


Imagen 5.2. Vista general del inversor con indicaciones del par de apriete

Parámetros	Herramienta	Par de apriete
1 Racor atornillado para cables M63	Llave 65/68 mm	6 Nm (53 in-lbf)
2 Borne de CA	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
3 Conductor de protección primario (secundario a la derecha)	TX 30	3,9 Nm (35 in-lbf)
4 Terminal en CC	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
5 Racor atornillado para cables M32	Llave 36 mm	6 Nm (53 in-lbf)
6 Tuerca de unión para racores atornillados para cables M32	Llave 36 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
7 Racor atornillado para cables M25	Llave 33 mm	10 Nm (89 in-lbf)
8 Tuerca de unión para racores atornillados para cables M25	Llave 33 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
9 Conexión a tierra para equipo M6 (borne de conexión equipotencial)	TX 20	3,9 Nm (35 in-lbf)
Tornillo frontal (no se muestra)	TX 30	1,5 Nm (13 in-lbf)

Tabla 5.7. Especificaciones del par de apriete

⚠ ATENCIÓN

Si se desmontan los tapones roscados (consulte [7] en la imagen 5.2), utilice accesorios con una clasificación del tipo: 3, 3S, 4, 4X, 6, 6P.

5.6 Especificaciones del circuito de la red eléctrica

Parámetros	Especificación
Corriente máxima del inversor, I_{cmax}	87 A
Tipo de fusible gL/gG recomendado (IEC 60269-1)	100-125 A
Clase de fusible recomendada T (UL/EE. UU.)	125 A
Tipo de fusible MCB recomendado B o C	125 A
Tamaño máximo del fusible	125 A

Tabla 5.8. Especificaciones del circuito de la red eléctrica

i INDICACIÓN

Tenga en cuenta la normativa local.

5.7 Especificaciones de las interfaces de comunicación

Interfaz	Parámetros	Datos de los parámetros	Especificación
Ethernet	Cable	Diámetro exterior del cable (\varnothing)	2 x 5-7 mm
		Tipo de cable	Par trenzado apantallado (STP CAT 5e o SFTP CAT 5e) ¹⁾
		Impedancia característica del cable	100 Ω - 120 Ω
	Conectores RJ-45: 2 uds RJ-45 para ethernet	Calibre de cable	24-26 AWG (en función del enchufe metálico de acoplamiento RJ-45)
		Terminación de la pantalla del cable	Mediante enchufe metálico RJ-45
	Conexión para aislamiento galvánico		Sí, 500 Vrms
	Protección frente a contactos directos	Aislamiento doble/reforzado	Sí
	Protección frente a cortocircuitos		Sí
	Comunicación	Topología de red	Conexión en estrella, en anillo y en cadena
	Cable	Longitud máxima de cableado entre inversores	100 m (328 ft)
Número máx. de inversores	Por SMA Inverter Manager	42	

Tabla 5.9. Especificaciones de la interfaz auxiliar

¹⁾ (consulte el capítulo 2.8 "Conexiones de ethernet", página 95)

5.8 Conexiones de ethernet

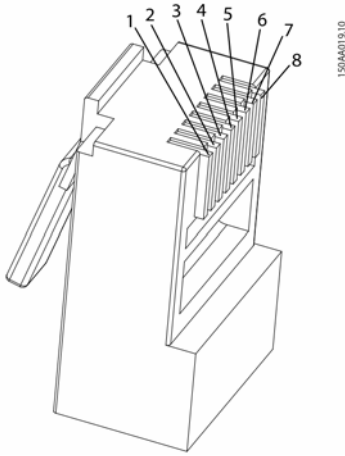


Imagen 5.4. Datos del diagrama de pines RJ-45 para ethernet

Diagrama de pines para ethernet	Colores estándar	
	Cat. 5 T-568A	Cat. 5 T-568B
1. RX+	Verde/blanco	Naranja/blanco
2. RX	Verde	Naranja
3. TX+	Naranja/blanco	Verde/blanco
4.	Azul	Azul
5.	Azul/blanco	Azul/blanco
6. TX-	Naranja	Verde
7.	Marrón/blanco	Marrón/blanco
8.	Marrón	Marrón

5.8.1 Topología de red

El inversor tiene dos conectores hembra RJ-45 que permiten conectar varios inversores en una topología lineal como alternativa a la topología típica en estrella.

INDICACIÓN

La topología de anillo (C en la imagen 5.5) solo está permitida si se hace con árbol de expansión compatible y conmutador de ethernet.

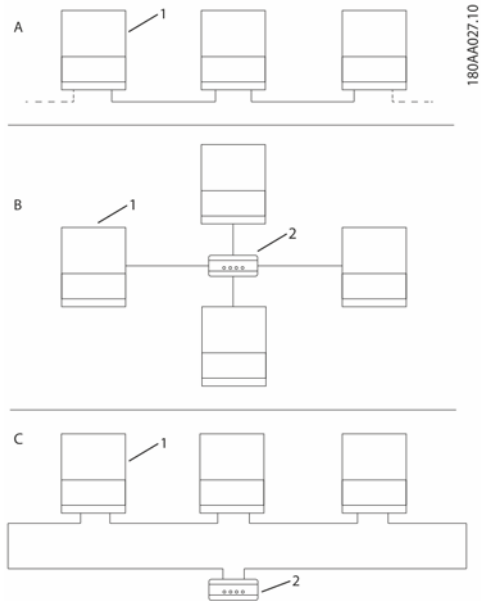


Imagen 5.5. Topología de red

A	Conexión en cadena lineal
B	Topología en estrella
C	Topología en anillo (solo con árbol de expansión)
1	Sunny Tripower 60
2	Conmutador ethernet

El estado de los led junto al puerto ethernet se explica en la tabla 5.12. Hay dos leds por cada puerto.

Estado	Led amarillo	Led verde
Off	Velocidad de transmisión de 10 MBit/s	Sin enlace
On	Velocidad de transmisión de 100 MBit	Link
Intermitente	-	Actividad

Tabla 5.12. Estados de leds

6 Contacto

Si surge algún problema técnico con nuestros productos, póngase en contacto con el Servicio Técnico de SMA. Para ayudarle de forma eficaz, necesitamos que nos facilite estos datos:

- Modelo del inversor
- Número de serie del inversor
- Versión de firmware del inversor
- En su caso, configuraciones especiales del inversor para cada país
- Tipo y cantidad de módulos fotovoltaicos conectados
- Lugar y altura de montaje del inversor
- Aviso de la pantalla

Dispositions légales

Les informations contenues dans ce document sont la propriété de SMA Solar Technology AG. Toute reproduction complète ou partielle de ces informations requiert l'accord écrit de SMA Solar Technology AG. Une reproduction interne destinée à l'évaluation du produit ou à son utilisation conforme est autorisée et ne requiert aucun accord de notre part.

Garantie SMA

Vous pouvez télécharger les conditions de garantie actuelles sur le site www.SMA-Solar.com.

Marques déposées

Toutes les marques déposées sont reconnues, y compris dans les cas où elles ne sont pas explicitement signalées comme telles. L'absence de l'emblème de la marque ne signifie pas qu'un produit ou une marque puisse être librement commercialisé(e).

La marque verbale et les logos **BLUETOOTH®** sont des marques déposées de la société Bluetooth SIG, Inc. et toute utilisation de ces marques par la société SMA Solar Technology AG s'effectue sous licence.

Modbus® est une marque déposée de Schneider Electric et est sous licence par la Modbus Organization, Inc.

QR Code est une marque déposée de DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® et Pozidriv® sont des marques déposées de la société Phillips Screw Company.

Torx® est une marque déposée de la société Acument Global Technologies, Inc.

SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Allemagne


Tél. +49 561 9522-0
Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
E-mail : info@SMA.de

Copyright © SMA Solar Technology AG.
Tous droits réservés.

CONSIGNES DE SÉCURITÉ IMPORTANTES

Les symboles suivantes sont utilisés dans le présent document :

Symbole	Explication
 DANGER	Mise en garde dont le non-respect entraîne inévitablement des blessures corporelles graves, voire mortelles
 AVERTISSEMENT	Mise en garde dont le non-respect peut entraîner des blessures corporelles graves, voire mortelles
 ATTENTION	Mise en garde dont le non-respect peut entraîner des blessures légères ou moyennement graves
PRUDENCE	Mise en garde dont le non-respect peut entraîner des dommages matériels
 PERSONNEL QUALIFIÉ	Remarque signalant que la section suivante décrit des opérations qui ne doivent être réalisées que par du personnel qualifié

Symbole	Explication
	Information importante sur un thème ou un objectif précis, mais ne relevant pas de la sécurité
<input type="checkbox"/>	Condition qui doit être remplie pour atteindre un objectif précis
<input checked="" type="checkbox"/>	Résultat souhaité
<input checked="" type="checkbox"/>	Problème susceptible de survenir

Consignes générales de sécurité

ATTENTION

Ce manuel contient des instructions à suivre lors de l'installation et de l'entretien de l'onduleur.

Avant l'installation

Vérifiez si l'onduleur et l'emballage présentent des dommages apparents. En cas de doute, contactez le fournisseur avant l'installation.

AVERTISSEMENT

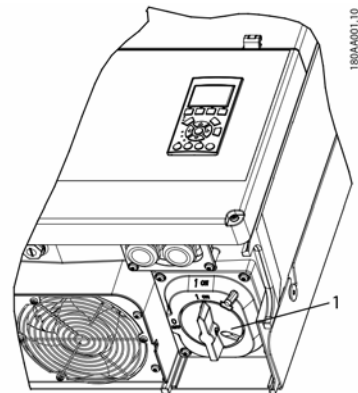
Installation

Pour garantir une sécurité optimale, vous devez respecter les étapes suivantes décrites dans ce document. Prenez en compte que l'onduleur a deux zones soumises à tension : l'entrée DC et le réseau AC.

DANGER

Déconnexion de l'onduleur

Avant d'intervenir sur l'onduleur, coupez l'alimentation AC au niveau de l'interrupteur d'alimentation et l'alimentation photovoltaïque en utilisant l'interrupteur-sectionneur photovoltaïque intégré (interrupteur-sectionneur DC). Veillez à empêcher toute reconnexion accidentelle de l'onduleur. Utilisez un détecteur de tension afin de vérifier que l'appareil est déconnecté et hors tension. L'onduleur peut toujours être exposé à une très haute tension, à des niveaux dangereux, même lorsqu'il est déconnecté du réseau AC et des panneaux photovoltaïques. Après la déconnexion du réseau et des panneaux photovoltaïques, attendez au moins cinq minutes avant de continuer.



1 Interrupteur-sectionneur DC

Figure 1.1

REMARQUE

L'interrupteur-sectionneur DC peut être verrouillé en position d'arrêt à l'aide d'un cadenas.

ATTENTION

Un système photovoltaïque est soumis à des tensions DC allant jusqu'à 1000 V, même lorsque l'onduleur est déconnecté du réseau AC. Tout défaut ou erreur d'utilisation peut provoquer un arc électrique.

⚠ ATTENTION**MAINTENANCE ET MODIFICATION**

Seul un personnel qualifié est autorisé à réparer ou modifier l'onduleur. Pour garantir la sécurité des personnes, utilisez uniquement des pièces de rechange d'origine disponibles auprès du fournisseur. Dans le cas contraire, la conformité aux directives CE/UL dans le cadre de la sécurité électrique, de la compatibilité électromagnétique (CEM) et de la sécurité des machines n'est pas garantie.

⚠ AVERTISSEMENT**INSTALLATEUR**

Respectez le National Electrical Code, ANSI/NFPA 70. Les circuits d'entrée et de sortie sont isolés du boîtier. La mise à la terre du système est à la charge de l'installateur.

⚠ AVERTISSEMENT**RISQUE DE CHOC ÉLECTRIQUE**

Ces instructions d'entretien sont destinées uniquement à un personnel qualifié. Pour réduire le risque de choc électrique, ne réalisez aucune autre opération d'entretien que celles spécifiées dans le manuel d'utilisation, sauf en cas de qualification adéquate.

⚠ AVERTISSEMENT

L'onduleur n'est pas équipé d'un transformateur d'isolation et est destiné à être installé selon la norme NFPA 70, 690.35 avec un générateur photovoltaïque non mis à la terre (flottant).

⚠ AVERTISSEMENT

Les circuits d'entrée et de sortie sont isolés du boîtier. La mise à la terre du système, lorsqu'elle est requise par le Canadian Electrical Code (Partie 1), est à la charge de l'installateur.

⚠ ATTENTION

Toutes les personnes amenées à installer et entretenir des onduleurs doivent :

- être formées et agréées en matière de consignes de sécurité générales pour toute intervention sur des équipements électriques ;
- être au fait des exigences, règles et règlements locaux en matière d'installation.

⚠ ATTENTION

L'onduleur n'est pas protégé contre les surintensités. Cette fonction doit être prévue par l'installateur. Voir le tableau 5.8.

⚠ ATTENTION

La température des éléments froids et d'autres composants à l'intérieur de l'onduleur peut atteindre 70 °C/158 °F et plus. Il existe un risque de brûlure.

L'onduleur doit être installé de sorte que tout contact avec les composants chauds est évité.

⚠ ATTENTION

Pour réduire le risque d'incendie, connectez l'onduleur uniquement à un circuit muni d'une protection contre les surintensités de circuit de dérivation de 125 A maximum, conformément au *National Electrical Code*®, ANSI/NFPA 70.

i REMARQUE

Utilisez un câble supportant 75 °C ou 90 °C, en cuivre ou en aluminium. Voir chapitre 2.7, page 133.

i REMARQUE

Le symbole du conducteur de protection utilisé dans ce document est identifié sur la figure 2.18.

Le symbole de mise hors tension DC est identifié dans le chapitre 3.2.2, page 138.

i REMARQUE

Pour plus d'informations sur la plage de température de fonctionnement, voir chapitre 5.4, page 149.

REMARQUE



Ce document contient des informations sur le câblage dans le champ et les spécifications de couple de serrage. Voir chapitre 5.5, page 150.




REMARQUE

Cet appareil a été testé et certifié conforme aux limites d'un dispositif numérique de classe B, selon la partie 15 des règles FCC. Ces limites sont destinées à fournir une protection raisonnable contre les interférences nuisibles dans une installation résidentielle. Cet onduleur génère, utilise et peut diffuser de l'énergie radiofréquence et, en cas d'installation et d'utilisation non conforme aux instructions fournies, peut causer des interférences nuisibles aux communications radio. Cependant, il n'y a aucune garantie que des interférences ne se produiront pas dans une installation donnée. Si cet appareil cause des interférences nuisibles à la réception radio ou télévisuelle, à déterminer en allumant et éteignant l'équipement, l'utilisateur est encouragé à essayer de corriger l'interférence en prenant l'une ou plusieurs des mesures suivantes :

- Réorientez ou déplacez l'antenne de réception.
- Augmentez la distance entre l'équipement et le récepteur.
- Reliez l'équipement à une sortie sur un circuit différent de celui sur lequel le récepteur est connecté.
- Contactez le revendeur ou un technicien radio/TV expérimenté pour demander de l'aide.

Symboles figurant sur l'onduleur

Symbole	Explication
	Danger de mort par choc électrique Le produit fonctionne avec des tensions élevées. Toute intervention sur le produit doit être effectuée exclusivement par du personnel qualifié.
	Danger Ce symbole indique que l'onduleur doit être mis à la terre de façon supplémentaire si une mise à la terre supplémentaire ou une liaison équipotentielle est nécessaire sur place.

Symbole	Explication
	Danger de mort dû à de hautes tensions dans l'onduleur. Respectez un délai d'attente. Les composants conducteurs de courant de l'onduleur sont soumis à de hautes tensions qui peuvent provoquer des chocs électriques susceptibles d'entraîner la mort. Avant toute intervention sur l'onduleur, mettez toujours ce dernier hors tension comme décrit dans ce document.
	Risque de brûlure au contact de surfaces brûlantes Au cours du fonctionnement, le produit peut devenir chaud. Évitez tout contact avec l'appareil pendant le fonctionnement. Laissez le produit refroidir suffisamment avant toute intervention.
	Respectez la documentation Suivez toutes les informations données dans la documentation fournie avec le produit.

Conformité

Pour plus d'informations, reportez-vous à la zone de téléchargement du site www.SMA-Solar.com (voir aussi chapitre 5, page 145).

1 Introduction

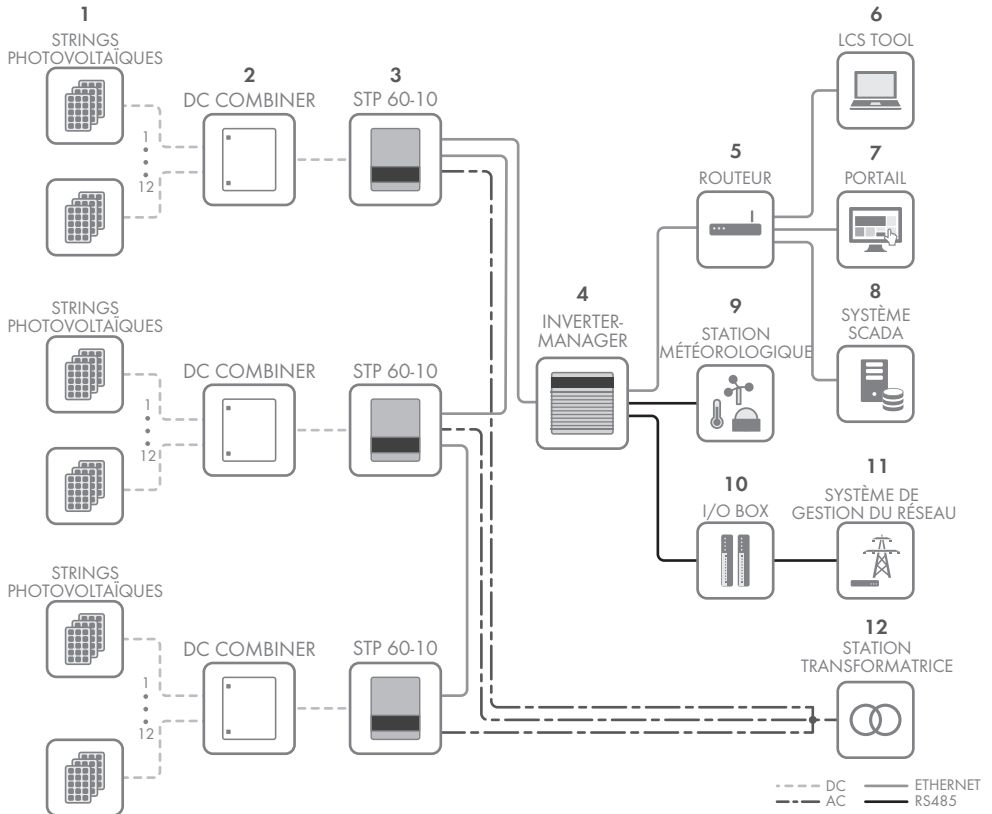
Les onduleurs STP 60 sont conçus pour servir exclusivement d'installations photovoltaïques couplées au réseau.

L'onduleur convertit le courant continu généré par des panneaux photovoltaïques en courant alternatif triphasé conforme au réseau. Pour fonctionner correctement, l'onduleur doit être relié à un réseau d'approvisionnement et à un nombre suffisant de panneaux photovoltaïques. Il ne convient à aucune autre application (par exemple le mode de fonctionnement avec batterie ou le système éolien).

Le système STP 60 est constitué de quatre composants principaux :

- Sunny Tripower 60
- Boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque
Le boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque permet le groupement des strings pour l'onduleur STP 60. Il faut un boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque par onduleur STP 60.
- SMA Inverter Manager
Le SMA Inverter Manager est absolument nécessaire à l'exploitation des onduleurs STP 60. Chaque SMA Inverter Manager peut gérer jusqu'à 42 onduleurs STP 60. Le SMA Inverter Manager traite toutes les communications avec les onduleurs. Il crée un point d'interface unique pour les systèmes de saisie des données, les services d'envoi vers un cloud et la commande de centrales électriques.
- Outil de mise en service et d'entretien (LCS-Tool)
Le LCS-Tool est nécessaire pour la mise en service et l'entretien des onduleurs STP 60, par l'intermédiaire du SMA Inverter Manager. Le LCS-Tool sert d'interface utilisateur principal au système STP 60.

1.1 Aperçu de la zone d'installation



- | | |
|----|---|
| 1 | Strings |
| 2 | Boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque |
| 3 | Sunny Tripower 60 |
| 4 | SMA Inverter Manager |
| 5 | Routeur |
| 6 | LCS-Tool |
| 7 | Portail |
| 8 | Système SCADA |
| 9 | Station météorologique |
| 10 | I/O Box |
| 11 | Gestion du réseau |
| 12 | Station transformatrice |

1.2 Objet du manuel

Les instructions d'installation donnent les informations nécessaires à l'installation et à la mise en service de l'onduleur STP 60.

Ressources supplémentaires disponibles :

- Notice résumée de l'onduleur STP 60 donnant les informations nécessaires à la mise en service de l'onduleur STP 60 ainsi qu'à la configuration de la communication avec l'onduleur.
- Instructions d'installation du SMA Inverter Manager et de la I/O Box donnant les informations nécessaires à la mise en service de l'onduleur STP 60 ainsi qu'à la configuration de la communication avec l'onduleur.

- Guide de planification donnant les informations nécessaires à la planification détaillée de la disposition de l'onduleur dans diverses applications d'énergie solaire.
- Manuel de service du ventilateur donnant les informations nécessaires au remplacement d'un ventilateur défectueux.
- Manuel de service de la protection contre les surtensions donnant les informations nécessaires au remplacement des dispositifs de protection contre les surtensions.

Ces documents sont disponibles dans la zone de téléchargement sur www.SMA-Solar.com. Ils sont aussi disponibles auprès du fournisseur de l'onduleur photovoltaïque.

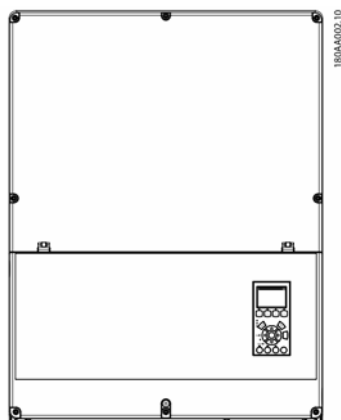


Figure 1.2 : Onduleur Sunny Tripower 60

Abréviation	Description
ANSI	American National Standards Institute (institut de normalisation américain)
AWG	American Wire Gauge (calibre de fil américain)
cat5e	Câble à paires torsadées de catégorie 5 pour la transmission de données
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol (protocole de configuration dynamique des hôtes)
DSL	Digital Subscriber Line (ligne numérique d'abonné)
CEM (directive)	Directive sur la compatibilité électromagnétique
DES	Décharge électrostatique
FCC	Federal Communications Commission (commission fédérale des communications)

Abréviation	Description
FRT	Fault Ride Through (alimentation sans panne)
GSM	Global System for Mobile Communications (réseau mondial de communication mobile)
HDD	Hard Disk Drive (lecteur de disque dur)
IEC	Commission électrotechnique internationale
IT	Isolated Terra (terre isolée)
LCS	Local Commissioning and Service Tool (outil d'entretien et de mise en service locale)
DEL	Diode électroluminescente
DBT (directive)	Directive basse tension
MCB	Miniature Circuit Breaker (disjoncteur miniature)
MPP	Maximum Power Point (point de puissance maximale)
MPPT	Maximum Power Point Tracking (optimisation de puissance fournie)
NFPA	National Fire Protection Association (association nationale de protection contre les incendies)
P	P est le symbole de la puissance active, mesurée en watts (W).
PCB	Carte imprimée
PCC	Point of Common Coupling (point de connexion au réseau) Point sur le réseau d'électricité public auquel d'autres clients sont ou pourraient être connectés.
PE	Protective Earth (mise à la terre)
PELV	Protective Extra-Low Voltage (très basse tension de protection)
PLA	Power Level Adjustment (réglage du niveau de puissance)
P _{NOM}	Puissance [W] dans les conditions nominales
POC	Point de raccordement Point auquel le système photovoltaïque est connecté au réseau d'électricité public.
P _{STC}	Puissance [W] dans des conditions de test standard
PV	Photovoltaïque
RCD	Residual-Current Device (dispositif à courant différentiel résiduel)
RCMU	Residual Current Monitoring Unit (dispositif de surveillance du courant résiduel)
R _{ISO}	Résistance d'isolement
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency (taux de changement de fréquence)

Abréviation	Description
Q	Q est le symbole de la puissance réactive et se mesure en voltampères réactifs (VAr)
S	S est le symbole de la puissance apparente et se mesure en voltampères (VA)
STC	Standard Test Conditions (conditions de test standard)
SW	Software (logiciel)
THD	Total Harmonic Distortion (distorsion harmonique totale)
TN-S	Réseau AC avec neutre et protection séparés
TN-C	Réseau AC avec neutre et protection confondus
TN-CS	Système TN-C et TN-S combiné : la séparation du conducteur neutre et du conducteur de protection a lieu au niveau du point de transition entre le réseau de distribution et l'installation côté client.
TT	Réseau AC avec neutre relié à la terre
DNO	Distribution Network Operator (gestionnaire du réseau de distribution)

1.3 Déballage

Contenu :

- Onduleur
- Support mural
- Sac d'accessoires contenant :
 - 6 chevilles 8 x 50 mm
 - 6 vis de montage 6 x 60 mm
 - 1 presse-étoupe (M25) avec bague d'étanchéité pour câbles Ethernet
 - 1 boulon de mise à la terre M6 x 12 mm
 - Pour STP 60-10-US le contenu de livraison contient en plus 2 caniveaux avec supports de conduit (2 in)
- Instructions d'installation
- Notice résumée pour l'installation

1.4 Plaque signalétique de l'onduleur

La plaque signalétique permet d'identifier l'onduleur de manière univoque. Les données figurant sur la plaque signalétique sont utiles pour une utilisation sûre du produit et en cas de question au Service en ligne de SMA.

Les informations suivantes figurent sur la plaque signalétique :

- Type d'appareil (Model)
- Numéro de série (Serial No.)
- Date de fabrication (Date of manufacture)
- Caractéristiques spécifiques à l'appareil

1.5 Séquence d'installation

1. Consultez tout spécialement les consignes de sécurité importantes au début de ce manuel.
2. Montez l'onduleur en respectant les sections chapitre 2.1, page 128, chapitre 2.2, page 129 et chapitre 2.3, page 130.
3. Ouvrez l'onduleur en respectant les instructions de la section chapitre 2.5, page 131.
4. Installez l'alimentation AC en respectant les consignes de la section chapitre 2.6, page 132.
5. Installez Ethernet selon la section chapitre 5.8, page 152.
6. Installez les panneaux photovoltaïques à l'aide du boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque en respectant la section chapitre 2.9, page 134.
7. Fermez l'onduleur en respectant les consignes de la section chapitre 2.5, page 131.
8. Mettez sous tension AC.
9. Complétez la mise en service à l'aide de le LCS-Tool. Il est disponible dans la zone de téléchargement à l'adresse www.sma.de. Exigences matérielles pour le LCS-Tool :
 - Ordinateur avec Windows™ version 7 ou supérieure
 - 1 Go HDD
 - 2 Go RAM
 Le LCS-Tool doit être installé sur un ordinateur local. L'ordinateur doit être connecté au réseau d'installation du SMA Inverter Manager. Pour la configuration via le LCS-Tool, voir chapitre 3.2.1, page 138.
10. Activez l'interrupteur-sectionneur DC de l'installation photovoltaïque.
11. Vérifiez l'installation par le biais de :
 - l'écran de l'onduleur : la DEL « On » est allumée constamment en vert.
 - le LCS-Tool : l'état de l'onduleur est « On grid ».
12. L'onduleur est maintenant en service.

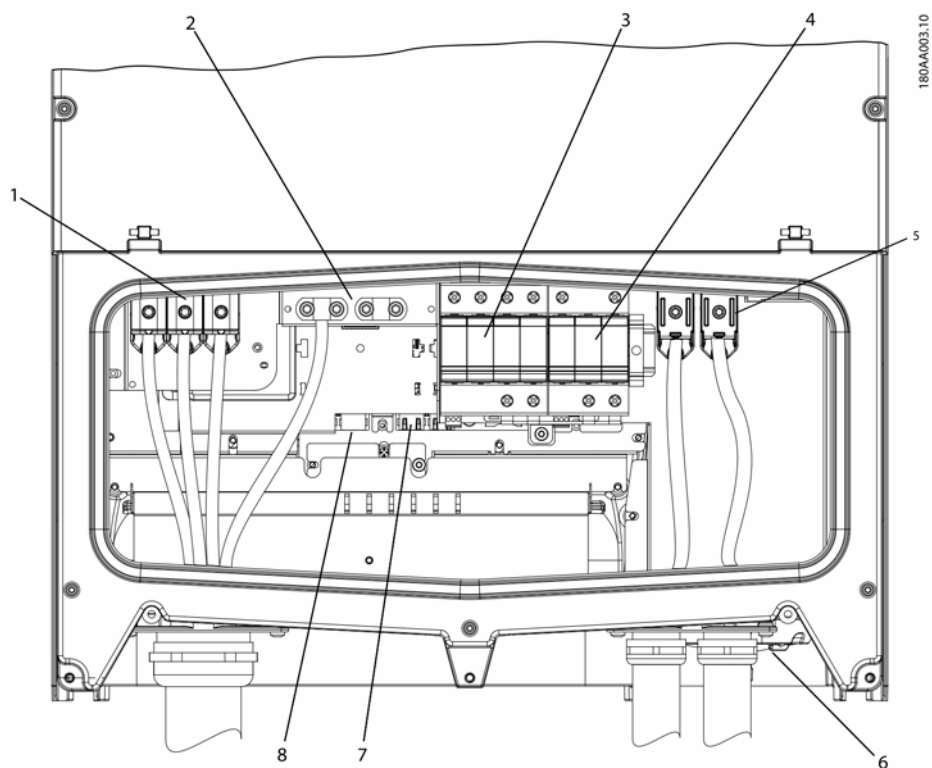


Figure 1.3 : Aperçu de la zone d'installation

PELV (peuvent être touchés sans danger)

2	Mise à la terre de l'onduleur
---	-------------------------------

7	Interface Ethernet x 2
---	------------------------

8	Interface RS-485 (non utilisée)
---	---------------------------------

Composants conducteurs

1	Bornes AC
---	-----------

5	Bornes DC
---	-----------

Divers

3	Protection contre les surtensions AC
---	--------------------------------------

4	Protection contre les surtensions DC
---	--------------------------------------

6	Interrupteur-sectionneur DC
---	-----------------------------

Tableau 1.2 : Aperçu de la zone d'installation

2 Installation

2.1 Environnement et distances



Figure 2.1 : Éviter toute exposition continue à l'eau

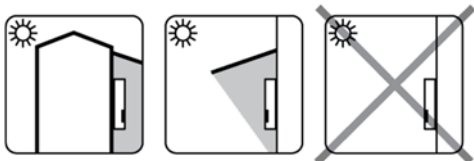


Figure 2.2 : Éviter la lumière directe du soleil

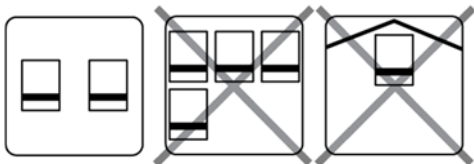


Figure 2.3 : Prévoir une circulation d'air adéquate

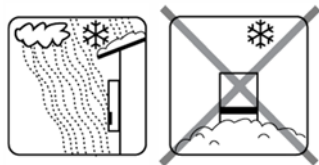


Figure 2.4 : Prévoir une circulation d'air adéquate

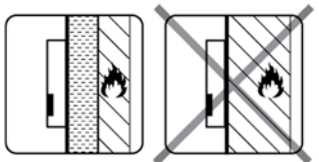


Figure 2.5 : Monter sur une surface non inflammable

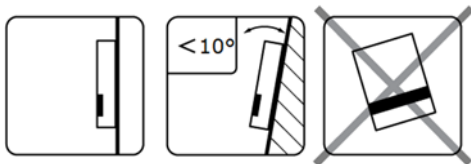


Figure 2.6 : Installer sur une surface verticale. Une inclinaison vers l'arrière inférieure ou égale à 10 degrés est permise.



Figure 2.7 : Éviter la présence de poussière et de gaz ammoniac

REMARQUE

Lors du choix du lieu d'installation, vérifiez que la plaque signalétique et toutes les mises en garde sur l'onduleur resteront visibles à tout moment. Vous trouverez des informations supplémentaires au chapitre 5, page 145.

2.2 Montage du support mural

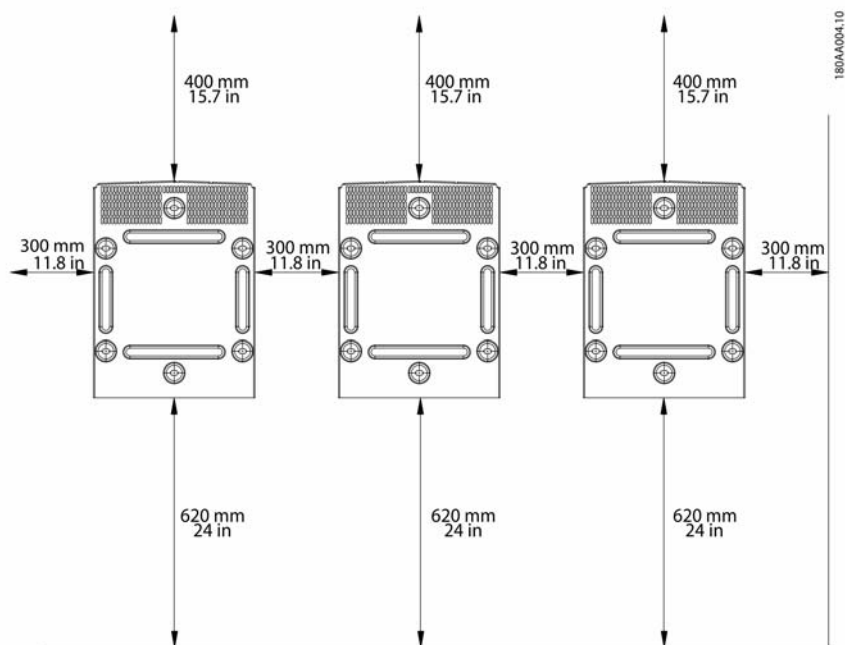


Figure 2.8 : Distances de sécurité

i REMARQUE

Veillez à une distance minimale de 620 mm/24 in pour que l'air circule correctement.

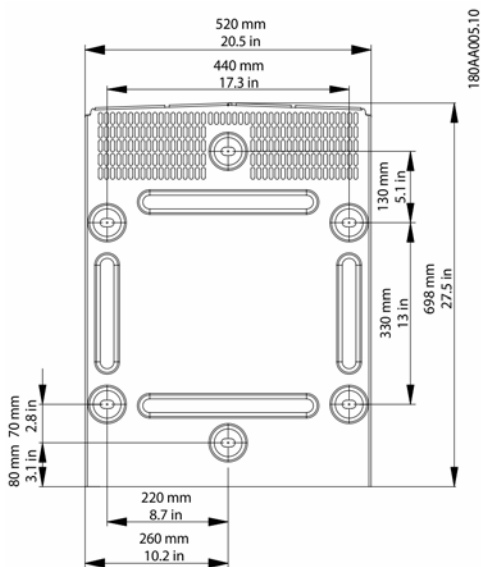


Figure 2.9 : Support mural

i REMARQUE

Il est obligatoire d'utiliser le support mural fournie avec l'onduleur. Si l'onduleur est monté sans support mural, la garantie devient nulle. Il est fortement recommandé d'utiliser les six trous de montage.

Montage du support mural :

- Installez le support mural dans l'environnement défini.
- Utilisez des vis et des chevilles capables de supporter le poids de l'onduleur en toute sécurité.
- Vérifiez que le support mural est correctement orienté.
- Respectez les distances de sécurité pour l'installation d'un ou de plusieurs onduleurs afin que l'air circule correctement. Les distances sont spécifiés sur la figure 2.8 et sur l'étiquette du support mural.
- Il est recommandé d'installer plusieurs onduleurs sur une même ligne. Contactez le fournisseur pour connaître les directives lors du montage d'onduleurs sur plusieurs lignes.
- Veillez à une distance adéquate à l'avant pour garantir une installation sûre et l'accès au service de l'onduleur.



Figure 2.10 : Montage du support mural

2.3 Montage de l'onduleur

⚠ ATTENTION

Consultez les réglementations locales applicables en matière de sécurité au travail lors de l'utilisation de l'onduleur.

Procédure :

1. Soulevez l'onduleur. Repérez les fentes sur le côté du support mural. Utilisez des boulons de levage M12 ou de 1/2 in et les écrous correspondants (non inclus dans la livraison).

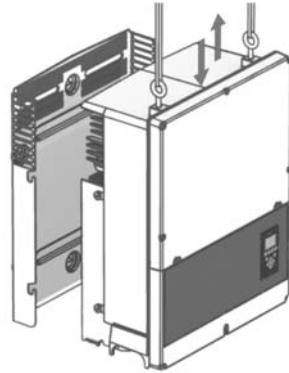


Figure 2.11 : Position de l'onduleur

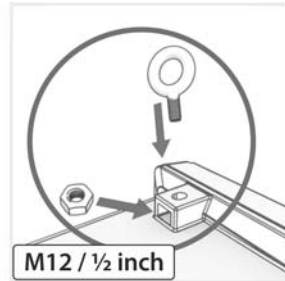


Figure 2.12 : Boulons de levage

2. Sur l'onduleur, insérez les vis latérales dans les fentes du support mural.
3. Poussez l'onduleur comme indiqué afin que les vis latérales glissent dans les deux fentes inférieures et les deux fentes supérieures. Voir la figure 2.13 et la figure 2.14.

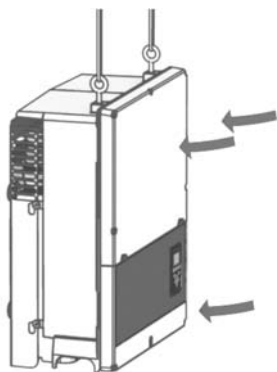


Figure 2.13 : Faire glisser les vis dans les fentes

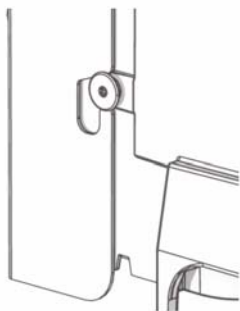


Figure 2.14 : Vue détaillée du glissement des vis dans la fente

4. Vérifiez que les quatre vis latérales sont correctement insérées dans les fentes du support mural.
5. Lâchez l'onduleur.

2.4 Démontage de l'onduleur

Procédure :

1. Le démontage est effectué dans l'ordre inverse du montage.
2. Soulevez l'onduleur pour le faire sortir des fentes du support mural.
3. Retirez l'onduleur du support mural.

2.5 Accès à la zone d'installation

⚠ DANGER

Avant d'intervenir sur l'onduleur, coupez l'alimentation AC au niveau de l'interrupteur d'alimentation et l'alimentation photovoltaïque en utilisant l'interrupteur-sectionneur photovoltaïque intégré (interrupteur-sectionneur DC). Veillez à empêcher toute reconnexion accidentelle de l'onduleur. Utilisez un détecteur de tension afin de vérifier que l'appareil est déconnecté et hors tension. L'onduleur peut toujours être exposé à une très haute tension, à des niveaux dangereux, même lorsqu'il est déconnecté du réseau AC et des panneaux photovoltaïques. Après la déconnexion du réseau et des panneaux photovoltaïques, attendez au moins cinq minutes avant de continuer.

⚠ ATTENTION

Respectez les règles de sécurité concernant les décharges électrostatiques. Déchargez toute la charge électrostatique en touchant le boîtier mis à la terre avant de manipuler des composants électroniques.

Procédure :

1. Pour ouvrir le couvercle, desserrez les trois vis avant inférieures avec un tournevis TX 30. Elles sont imperdables et ne peuvent pas tomber.
2. Ouvrez et rabattez le couvercle en arrière. Le couvercle est maintenu dans la position ouverte par un aimant.
3. Pour fermer le couvercle, baissez-le et serrez les trois vis avant.

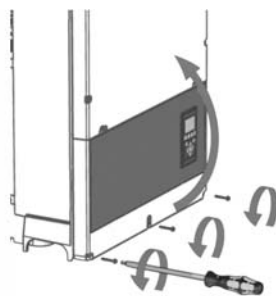


Figure 2.15 : Desserrez les vis avant et soulevez le couvercle

2.6 Raccordement au réseau AC

⚠ DANGER

Ces consignes concernant le raccordement au réseau AC sont destinées uniquement à du personnel qualifié. Pour réduire le risque de choc électrique, ne réalisez aucune autre opération d'entretien que celles spécifiées dans le manuel d'utilisation, sauf en cas de qualification adéquate.

⚠ ATTENTION

Pour des informations sur les fusibles et le dispositif RCD, voir chapitre 5, page 145. Le fusible AC ne doit pas dépasser la capacité de charge du courant des conducteurs utilisés.

i REMARQUE

Toutes les installations électriques doivent être réalisées conformément aux normes électriques en vigueur sur place et au *National Electrical Code*® ANSI/NFPA 70 ou au *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1.

- Avant de réaliser le raccordement électrique de l'onduleur au réseau électrique public, adressez-vous à votre exploitant de réseau local. Le raccordement électrique de l'onduleur ne doit être effectué que par du personnel qualifié.
- Assurez-vous que les câbles utilisés pour le raccordement électrique ne soient pas endommagés.

Détection IMI

L'onduleur est équipé d'un IMI/RCMU intégré, c'est-à-dire d'un contrôleur d'isolement/d'une unité de surveillance du courant de défaut. La certification est conforme à la norme UL 1741 relative aux onduleurs photovoltaïques interactifs à système d'alimentation électrique non isolé. Il réagit également en cas de courant de défaut à la terre continu ou de variation soudaine du courant de défaut à la terre. Cette fonctionnalité est activée en fonctionnement normal.

Détection de la résistance d'isolement

L'onduleur comporte un circuit de détection de résistance d'isolement/ISO intégré, qui est certifié conforme à la norme UL 1741 relative aux onduleurs photovoltaïques interactifs à système d'alimentation électrique non isolé. Le détecteur de résistance d'isolement effectue une mesure de

la résistance entre le système photovoltaïque connecté et la terre avant que l'onduleur ne se connecte au réseau. Si la résistance est inférieure à la valeur définie d'après le code réseau, l'onduleur attend et remeure la résistance après une courte durée. Si la résistance est supérieure à la valeur définie d'après le code réseau, l'onduleur effectue un autotest et se connecte au réseau.

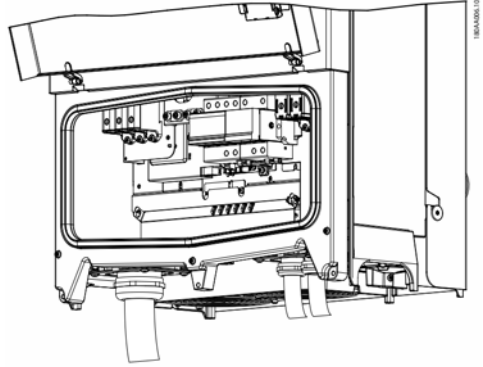


Figure 2.16 : Zone d'installation

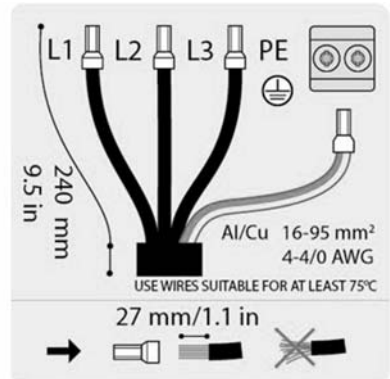


Figure 2.17 : Dénudage du câble AC

i REMARQUE

Les bornes peuvent être raccordées aux câbles multibrins, à fils fins ou extrafins (voir figure 2.18). Pour les câbles à fils fins ou extrafins, utilisez les embouts de câblage pour le raccordement.

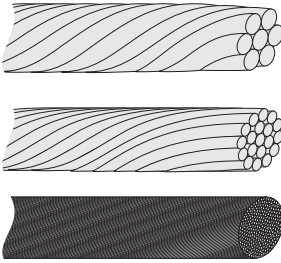


Figure 2.18 : Câbles aux conducteurs différents (du haut vers le bas) : monobrin, multibrins, à fils fins et à fils extrafins

L'onduleur STP 60 doit seulement être connecté à un réseau triphasé.

Sur le câble AC, dénudez l'isolation des quatre fils.

Le conducteur de protection (PE) doit être plus long que le conducteur de réseau.

1. Vérifiez que la tension nominale de l'onduleur est adaptée à la tension de réseau.
2. Vérifiez que le disjoncteur principal est ouvert et prenez des précautions pour éviter toute reconnexion.
3. Ouvrez le couvercle avant.
4. Insérez le câble dans le presse-étoupe AC jusqu'aux plaques à bornes.
5. Connectez les trois conducteurs de réseau (L1, L2, L3) et le conducteur de protection à la plaque à bornes avec les repères correspondants. Le conducteur de protection est signalé par le symbole représenté sur la figure 2.19.
6. En option : effectuez un raccordement de mise à la terre supplémentaire au niveau des points de mise à la terre secondaire à l'aide du boulon de mise à la terre de l'équipement externe fourni avec l'onduleur. Voir figure 5.2.
7. Tous les fils électriques doivent être correctement serrés au couple adéquat. Voir chapitre 5.5, page 150.



Figure 2.19 : Symbole du conducteur de protection

⚠ AVERTISSEMENT

RISQUE DE COURANT DE FUITE

L'absence d'une mise à la terre adéquate de l'onduleur peut entraîner des blessures graves, voire mortelles.

- Confiez la mise à la terre adéquate de l'équipement à un installateur électricien qualifié.

2.7 Entrée de câbles

Options d'entrée du câble

- Pour STP 60-10 : Presse-étoupes (prémontés)
- Pour STP 60-10-US : Adaptateurs de conduit, 2 in (compris dans le contenu de livraison)

En cas de remplacement des adaptateurs de conduit (2 in), veillez à serrer les vis dans l'ordre indiqué sur la figure 2.20 et 2.21. Serrez d'abord toutes les vis à un couple de 0,75 Nm, puis de 2,5 Nm.

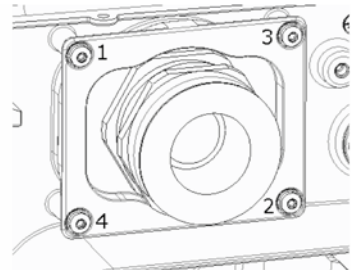


Figure 2.20 : Support de montage AC

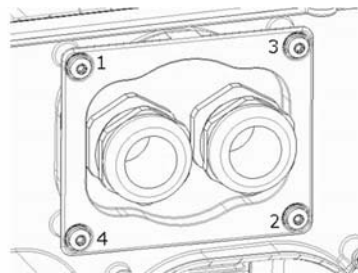


Figure 2.21 : Support de montage DC

Borne	Plage ¹⁾	Température nominale maximale du conducteur	Matériau du conducteur	Diamètre de la gaine du câble avec presse-étoupe fourni
AC + PE	16 à 95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	37-44 mm
PV	16 à 95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	14-21 mm

Tableau 2.1 : Sections de conducteur admissibles

¹⁾ Toujours respecter la capacité de charge du courant des câbles utilisés.

2.8 Raccordements Ethernet

Pour un usage extérieur, veillez à utiliser le type de câble adéquat (voir chapitre 5.7 « Spécifications de l'interface de communication », page 151). Si le câble est très rigide, il convient d'utiliser une borne intermédiaire pour passer d'un câble rigide à un câble plus souple avant l'entrée dans l'onduleur. Pour certains câbles, on pourra se contenter de dénuder la section de câble à gaine dure qui passe à l'intérieur du boîtier d'onduleur. Cette précaution est nécessaire pour protéger les connecteurs Ethernet RJ-45 montés sur carte imprimée contre des contraintes excessives, qui pourraient poser des problèmes de connexion ou causer des dommages.

Procédure :

1. N'enlevez pas le connecteur RJ-45 sur le câble Ethernet.
2. Guidez les câbles à travers la base de l'onduleur via des presse-étoupes. Voir figure 2.22.
3. Découpez une tranche dans la bague en caoutchouc. Placez la bague dans le raccord à vis pour garantir une bonne étanchéité.
4. Insérez-la dans le connecteur Ethernet.



Figure 2.22 : Acheminer les câbles dans les presse-étoupes

2.9 Raccordement photovoltaïque

2.9.1 Boîtiers de jonction externes

Les strings doivent être connectés à l'entrée DC par le biais d'un boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque. Le but du boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque est de regrouper les strings du générateur photovoltaïque et de protéger en conséquence chacun des strings contre les surintensités.



REMARQUE

Il est essentiel que tous les strings connectés au boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque soient en nombre égal et présentent les mêmes types de modules, la même inclinaison et la même orientation. Par ailleurs, tous les panneaux photovoltaïques raccordés doivent être orientés de manière identique.



REMARQUE

Utilisez des fusibles appropriés. Consultez les instructions des fabricants des modules pour connaître les fusibles de string adéquats.

Utilisez un voltmètre adapté qui permet de mesurer jusqu'à 1000 V DC. Vérifiez la polarité et la tension maximale du générateur photovoltaïque en mesurant la tension à vide des panneaux photovoltaïques.

ATTENTION

L'onduleur est protégé contre les inversions de polarité de courte durée. Si une inversion de polarité n'est pas corrigée, cela entraîne un dommage de l'onduleur irréparable et l'annulation de la garantie.

- Assurez-vous que les câbles sont correctement raccordés au niveau de l'onduleur afin que ce dernier puisse injecter la tension d'entrée DC.

La sortie combinée issue du boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque doit être connectée à l'entrée DC de l'onduleur STP 60.

ATTENTION

Le panneau photovoltaïque est flottant, les deux conducteurs (+) et (-) étant connectés aux entrées DC des onduleurs. Aucun des deux conducteurs n'est relié à la terre.

Un interrupteur-sectionneur DC intégré à l'onduleur est nécessaire pour une déconnexion sûre de la puissance DC.

ATTENTION

NE reliez PAS le raccordement photovoltaïque à la terre.

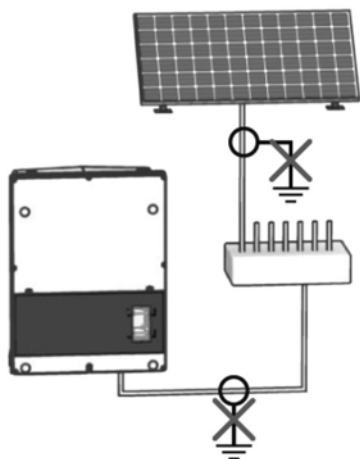


Figure 2.24 : NE PAS relier le raccordement photovoltaïque à la terre

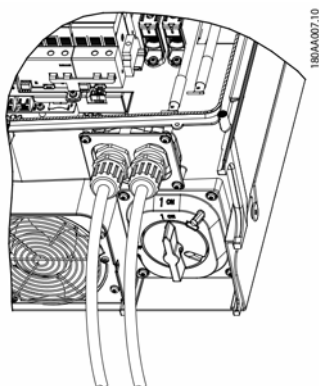


Figure 2.25 : Zone de raccordement DC

REMARQUE

Les bornes peuvent être raccordées aux câbles multibrins, à fils fins ou extrafins (voir figure 2.26). Pour les câbles à fils fins ou extrafins, utilisez les embouts de câblage pour le raccordement.

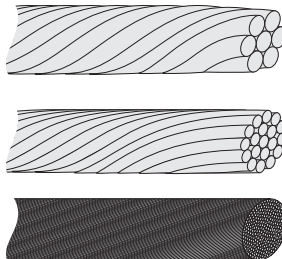


Figure 2.26 : Câbles aux conducteurs différents (du haut vers le bas) : monobrin, multibrins, à fils fins et à fils extrafins

1. Sur l'onduleur et, le cas échéant, sur le boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque, mettez l'interrupteur DC en position d'arrêt.
2. Raccordez les câbles DC du boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque à l'onduleur. Assurez-vous que la polarité est correcte, voir figure 2.27.
3. Tous les fils électriques doivent être correctement serrés au couple adéquat. Voir chapitre 5.5, page 150.

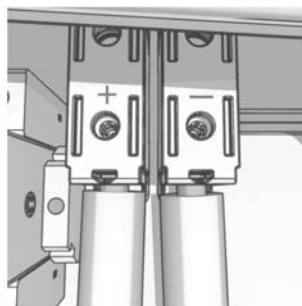


Figure 2.27 : Raccordement à l'entrée DC

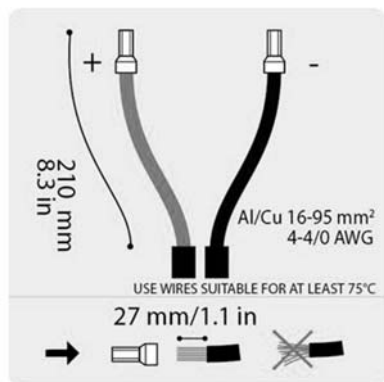


Figure 2.28 : Autocollant DC

Classe de protection des panneaux photovoltaïques

L'onduleur ne doit être exploité qu'avec des panneaux photovoltaïques de la classe de protection II selon IEC 61730, classe d'application A.

Raccordez uniquement des panneaux photovoltaïques à l'onduleur. Aucune autre source d'énergie n'est autorisée.

AVERTISSEMENT

Les panneaux photovoltaïques génèrent une tension lorsqu'ils sont exposés à la lumière.

2.10 Fermer

1. Fermez le couvercle de la zone de raccordement de l'onduleur. Serrez les trois vis avant. Voir chapitre 5.5, page 150.
2. Activez l'alimentation AC.

3 Configuration initiale et démarrage

3.1 Interface utilisateur

L'interface utilisateur comprend :

- Affichage local pour toutes les versions d'onduleur. L'affichage local donne accès aux informations d'état de l'onduleur. Il est impossible de configurer ou de paramétrer l'onduleur STP 60 via l'écran. Le symbole # à l'écran explique les modes de fonctionnement.
- Outil d'entretien et de mise en service locale le LCS-Tool permet de configurer un ou plusieurs onduleurs STP 60.

3.1.1 Modes de fonctionnement

L'onduleur dispose de cinq modes de fonctionnement, indiqués par les DEL.

Statut	DEL	DEL
Off grid (déconnecté du réseau)	Vert	- - - - -
	Rouge	- - - - -
Connecting (mode raccordement)	Vert	■ ■ ■ ■ ■
	Rouge	- - - - -
On grid (connecté au réseau)	Vert	■ ■ ■ ■ ■
	Rouge	- - - - -
Internal inverter event (événement interne de l'onduleur)	Vert	■ ■ ■ ■ ■
	Rouge	- - - - -
Fail safe (blocage du fonctionnement)	Vert	- - - - -
	Rouge	■ ■ ■ ■ ■

Tableau 3.1 : Modes de fonctionnement

Off grid (LED éteintes)

#0-51

Lorsque le réseau AC n'est pas alimenté pendant plus de 10 minutes environ, l'onduleur se déconnecte du réseau et s'arrête. Les interfaces utilisateur et de communication restent alimentées pour assurer la communication.

Connecting (la DEL verte clignote)

#52-53

L'onduleur démarre lorsque la tension d'entrée DC atteint la tension de démarrage DC. L'onduleur effectue une série d'autotests internes, dont la mesure de la résistance entre le générateur photovoltaïque et la terre. En même temps, il surveille les paramètres du réseau. Lorsque les paramètres du réseau sont dans les spécifications pendant la durée requise (selon le code réseau), l'onduleur commence à alimenter le réseau.

On grid (DEL verte allumée)

#60

L'onduleur est raccordé au réseau AC et l'alimente.

L'onduleur se déconnecte lorsque :

- L'onduleur détecte des conditions de réseau anormales (en fonction du code réseau).
- Un événement interne se produit.
- La puissance PV est insuffisante (le réseau n'est pas alimenté pendant 10 minutes environ).

Internal inverter event (la DEL verte clignote)

#54

L'onduleur attend qu'une condition interne revienne dans la plage autorisée (par exemple une température trop élevée) avant de se reconnecter.

Fail safe (la DEL rouge clignote)

#70

Si l'onduleur détecte une erreur dans ses circuits pendant l'autotest (en mode de « Connecting ») ou en cours de fonctionnement, il bascule en mode « Fail safe » et se déconnecte du réseau. L'onduleur reste en mode « Fail safe » jusqu'à ce que la puissance photovoltaïque soit absente pendant au moins 10 minutes ou que l'onduleur s'éteigne complètement (côté AC et DC).

3.2 Écran

**REMARQUE**

L'activation de l'écran peut durer quelques instants après la mise sous tension.

L'écran intégré à l'avant de l'onduleur permet à l'utilisateur d'accéder à toutes les informations relatives à l'installation photovoltaïque et à l'onduleur.



Figure 3.1 : Écran avec touches et leur fonction

Touche	Fonction
F1	Ajuster le niveau de contraste de l'écran. Utiliser les touches fléchées haut/bas tout en appuyant sur la touche F1.
F2	Non utilisée
F3	
F4	
Home	Retour à l'écran principal
OK	Non utilisée
Flèche vers le haut	Aller vers le haut
Flèche vers le bas	Aller vers le bas
Flèche vers la droite	Déplacer l'écran vers la droite
Flèche vers la gauche	Déplacer l'écran vers la gauche
Back	Retour à l'écran principal
On (DEL verte)	
Alarm (DEL rouge)	

Tableau 3.2 : Écran avec touches et leur fonction

L'écran est divisé en trois sections différentes :

- Écran principal. Production actuelle et quotidienne. Cette section contient :
 - Valeur instantanée de la puissance de sortie (kW)
 - Rendement du jour (kWh)
 - Rendement total (kWh)
 - Date du jour
 - Heure actuelle
 - Mode de fonctionnement (#)
- Informations sur l'onduleur. Cette section contient :
 - Type d'onduleur
 - Nom de l'onduleur
 - Numéro de série de l'onduleur
 - Adresse IP
 - Numéro de série du SMA Inverter Manager
 - Version du logiciel de l'onduleur
- Valeurs instantanées. Cette section contient :
 - Tension et courant photovoltaïque
 - Tension entre phases
 - Courants de phase
 - Fréquence du réseau

3.2.1 Configuration initiale via le LCS-Tool

Les onduleurs STP 60 et le SMA Inverter Manager doivent être mis en service à l'aide de l'outil d'entretien et de mise en service locale. La mise en service doit être effectuée avant que les onduleurs STP 60 puissent être raccordés au réseau AC et commencent à alimenter le réseau AC.

Le LCS-Tool permet de choisir des jeux de données régionales prédéfinis pour différents réseaux. Les jeux de données régionales personnalisés doivent être fournis par SMA et être intégrés dans le LCS-Tool (voir instructions d'installation du SMA Inverter Manager/SMA Digital I/O Box/LCS-Tool).

Après l'installation, vérifiez tous les câbles puis fermer l'onduleur.

Activez l'alimentation AC.

⚠ AVERTISSEMENT

La sélection adéquate du code réseau est essentielle pour être en conformité avec les normes locales et nationales.

Il est possible de créer les fichiers de codes réseau personnalisés avec les valeurs réglées adaptées (voir chapitre 3.2.4).

3.2.2 Activation de l'interrupteur-sectionneur DC

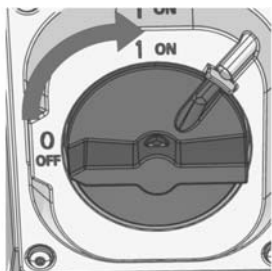


Figure 3.2 : Interrupteur-sectionneur DC

Activez l'interrupteur DC, soit via l'onduleur, soit via le boîtier de raccordement pour le générateur photovoltaïque.

3.2.3 Mise en service

L'onduleur démarre automatiquement si le rayonnement solaire disponible est suffisant. La mise en service prend quelques minutes. Au cours de cette période, l'onduleur procède à un autotest.

i REMARQUE

L'onduleur est protégé contre les inversions de polarité de courte durée. L'onduleur ne produit de la puissance injectée qu'une fois l'inversion de polarité corrigée.

⚠ ATTENTION

Si une inversion de polarité prolongée entraîne un dommage de l'onduleur irréparable et, de ce fait, l'annulation de la garantie.

- Assurez-vous que les câbles sont correctement raccordés au niveau de l'onduleur.

3.2.4 Fichier de codes réseau

i REMARQUE

Si le code réseau souhaité n'est pas disponible ou si le LCS-Tool émet un avertissement au sujet de versions logicielles incompatibles, le code réseau et la bibliothèque de logiciels doivent être mis à jour sur le LCS-Tool.

Il est possible de créer les fichiers de codes réseau personnalisés avec les valeurs réglées adaptées. Pour cela, prenez contact avec SMA Solar Technology AG.

3.2.5 Configuration du repli automatique

Si la communication est interrompue entre l'onduleur et le SMA Inverter Manager, l'onduleur passe dans un état de fonctionnement préalablement défini (repli automatique). En cas d'interruption de la communication, l'état de fonctionnement souhaité s'active et se configure à l'aide du fichier de codes réseau personnalisé.

i REMARQUE

Respectez les consignes de votre fournisseur d'électricité.

Paramètres	Plage de valeurs configurable
Temps de mise en route après interruption de la communication	2 à 20 s
Durée du repli automatique	0 à 30 jours
Réaction P	0 à 100 %
Réaction Q	0 à 100 %

Tableau 3.3 : Paramètres configurables après une interruption de la communication

4 Service

4.1 Recherche d'erreurs et dépannage

Les informations sont organisées en tableaux indiquant les messages apparaissant dans le LCS-Tool, appelés événements. Les tableaux contiennent la description des événements et les explications des actions correctives à entreprendre.

Type d'événement	Indique si l'événement est lié à la catégorie « Grid », « PV », « Internal » ou « Fail Safe ».
ID	ID propre à l'événement.
Écran	Texte affiché à l'écran.
Description	Description de l'événement.
Mesure	Description de l'action corrective à entreprendre avant de contacter qui que ce soit.
DNO	Si l'action décrite ne permet pas d'identifier le dysfonctionnement, adressez-vous au gestionnaire du réseau de distribution.
Service en Ligne de SMA	Si l'action décrite ne permet pas d'identifier le dysfonctionnement, contactez le service technique (voir chapitre 6 « Contact », page 153).
PV	Si l'action décrite ne permet pas d'identifier le dysfonctionnement, s'adresser au fournisseur des panneaux photovoltaïques.

Événements relatifs au réseau

ID	Message d'état	Description	Mesure	DNO	Service en Ligne de SMA	PV
1-6		Tension du réseau trop basse.	Vérifiez la tension et l'installation AC. Si la tension est égale à zéro, contrôlez les fusibles.	x	-	-
7-9		La tension moyenne du réseau sur 10 minutes est trop haute.	Vérifiez que l'installation est conforme aux instructions d'installation. Si tel est le cas, demandez un nouveau fichier de codes réseau avec une limite de tension ou une puissance réactive de niveau supérieur pour la suppression de tension.	x	-	-
10-15		Tension du réseau trop élevée.	Vérifiez la tension et l'installation AC.	x	-	-
16-18		L'onduleur a détecté un pic de tension sur le réseau.	Vérifiez la tension et l'installation AC.	x	-	-
19, 22		Fréquence de réseau trop basse ou trop haute.	Vérifiez la fréquence du réseau.	x	-	-
31-33		Part de courant continu dans le réseau AC trop élevé.	Si cela se reproduit quotidiennement, réalisez une analyse du réseau sur site.	-	x	-

ID	Message d'état	Description	Mesure	DNO	Service en Ligne de SMA	PV
34-37		Le dispositif de surveillance du courant résiduel (RCMU) a mesuré une surintensité.	Coupez l'alimentation AC et DC, puis attendez que l'écran s'éteigne. Remettez l'alimentation AC et DC, puis observez si l'événement se produit de nouveau. Inspection visuelle de tous les câbles et panneaux photovoltaïques.	-	x	-
40	Réseau AC anormal	Le réseau AC est hors plage pendant plus de 10 minutes (fréquence et/ou tension).	Vérifiez la fréquence du réseau, la tension du réseau, la version du logiciel et le code réseau.	x	-	-
41-43		Alimentation sans panne. L'onduleur a détecté que la tension du réseau était inférieure ou supérieure à un certain niveau.	Si cet événement est rapporté plusieurs fois par jour, réalisez une analyse du réseau sur site.			
48, 51		Fréquence de réseau trop basse ou trop haute.	Vérifiez la tension du réseau et l'installation AC.	x	-	-
54-56		Part de courant continu dans le réseau AC trop élevé (niveau 2).	Si cela se reproduit quotidiennement, réalisez une analyse du réseau sur site.	x	-	-
61		Panne du réseau, phase ouverte détectée.	Si l'événement se produit de nouveau plusieurs fois par jour, contactez l'exploitant de réseau.	x	-	-
62		Panne du réseau	Si l'événement se produit de nouveau plusieurs fois par jour, contactez l'exploitant de réseau.	x	-	-
64-81		Tension de réseau sur phase trop basse.	Vérifiez la tension et l'installation AC. Si la tension est égale à zéro, contrôlez les fusibles.	x	-	-

Tableau 4.1 : Événements relatifs au réseau

Événements relatifs au générateur photovoltaïque

ID	Message d'état	Description	Mesure	DNO	Service en Ligne de SMA	PV
103	Courant photovoltaïque trop élevé/attendre	Trop de panneaux photovoltaïques connectés en parallèle. Devrait seulement apparaître sur des systèmes installés récemment.	Vérifiez le nombre de strings en parallèle et les courants nominaux. La limite de courant a-t-elle été dépassée ? Reconnectez les strings en parallèle.	-	x	x

ID	Message d'état	Description	Mesure	DNO	Service en Ligne de SMA	PV
115, 260	ISO photovoltaïque trop basse	La résistance entre la masse et les strings est trop faible pour que l'onduleur puisse démarrer. L'onduleur procède automatiquement à une nouvelle mesure après 10 minutes.	Procédez à une inspection visuelle de tous les câbles et panneaux photovoltaïques pour une installation correcte conformément aux instructions d'installation. L'événement pourrait indiquer qu'il n'y a pas de raccordement de mise à la terre.	-	x	x
258	Tension photovoltaïque trop élevée/attendre	La tension DC est trop élevée.	Vérifiez que l'installation photovoltaïque et la configuration correspondent aux recommandations des manuels.	-	x	x
278		Tension DC trop élevée (avertissement).	Vérifiez que l'installation photovoltaïque et la configuration correspondent aux recommandations des manuels.	-	x	x

Tableau 4.2 : Événements relatifs au générateur photovoltaïque

Événements internes

ID	Message d'état	Description	Mesure	DNO	Service en Ligne de SMA	PV
2000		Module de communication démarre.	-	-	-	-
2010, 2011		La mise à jour du logiciel de l'unité centrale a été lancée/est terminée.	-	-	-	-
2012 - 2018		La mise à jour du logiciel a échoué.	Mettez à jour le logiciel à nouveau. En cas d'erreur lors de la mise à jour, contactez le service technique.	-	x	-
2030		Le transfert du code réseau à l'unité centrale a échoué.	Si l'événement survient fréquemment, contactez le service technique.	-	x	-
2050		Connexion Ethernet active	Aucune mesure nécessaire. Cette erreur sert, par exemple, à identifier les mauvais câbles Ethernet.	-	-	-
2051		Connexion Ethernet pas active	Aucune mesure nécessaire. Cette erreur sert, par exemple, à identifier les mauvais câbles Ethernet.	-	-	-
2052, 2053		Le transfert du code réseau du SMA Inverter Manager au STP 60-10 a été lancé/est terminé.	-	-	-	-

ID	Message d'état	Description	Mesure	DNO	Service en Ligne de SMA	PV
2054		Le transfert du code réseau du SMA Inverter Manager au STP 60-10 a échoué.	Si l'événement survient fréquemment, contactez le service technique.	-	-	-
2055	Repli automatique activé	L'onduleur est passé en mode repli automatique après que la communication avec le SMA Inverter Manager s'est interrompue.		-	-	-
2056	Repli automatique terminé	L'onduleur est repassé en mode de fonctionnement normal après avoir basculé en mode repli automatique en raison d'un problème de communication avec le SMA Inverter Manager.		-	-	-

Tableau 4.3 : Événements internes

Événements internes

ID	Message d'état	Description	Mesure	DNO	Service en Ligne de SMA	PV
201-208		La température interne de l'onduleur est trop élevée.	Assurez-vous que l'onduleur n'est pas couvert (poussière ou objets) et que le conduit d'aération n'est pas bloqué.	-	x	-
209, 210		Tension sur le circuit intermédiaire à courant continu trop élevée.	Si l'événement persiste, réinitialisez l'onduleur en déconnectant l'alimentation AC et DC. Si l'événement se reproduit, vérifiez la tension photovoltaïque maximale à l'écran pour voir si elle est supérieure aux limites.	-	x	-
211	Vitesse ventilateur basse	Vitesse du ventilateur est trop faible.	Le ventilateur de l'onduleur est bloqué ?	-	x	-
213-215		Erreur interne. La tension mesurée avant et après le relais diffère trop.	Contactez le service technique.	-	x	-
216-218		Courant mesuré sur le côté AC trop élevé.	Contactez le service technique.	-	x	-
219-221		Erreur interne. La tension mesurée avant et après le relais diffère trop.	Contactez le service technique.	-	x	-
225-240, 275		Panne de mémoire/EEPROM.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-

ID	Message d'état	Description	Mesure	DNO	Service en Ligne de SMA	PV
241, 242, 245, 249		Erreur interne de communication.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
248		Erreur interne de l'unité centrale.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
252- 254		Courant mesuré sur le côté AC trop élevé.	Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
243, 263		Erreur interne.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
279		Erreur de capteur de température	Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
280		Temporisation de 24 heures pour l'autotest. L'autotest doit être exécuté au moins une fois par 24 heures.	Aucune.	-	-	-
281		Trop d'événements RCMU pendant les dernières 24 heures. Seules 4 tentatives de reconnexion automatique après l'événement 34 sont autorisées sur une période de 24 heures. L'onduleur essaie de se reconnecter automatiquement au bout d'un certain temps.	Attendez jusqu'à 24 heures. Si l'événement 34 se produit également, procédez à l'action de l'événement 34.	-	x	-
282		Réglages du code réseau invalides.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, demandez au Service de générer un nouveau fichier de codes réseau ou resélectionnez un code réseau standard.	-	x	-
283		Erreur de passerelle.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
323		Erreur de ventilateur interne. La puissance de sortie maximale a été réduite.	Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-

Tableau 4.4 : Événements internes

Événements provoqués par l'autotest

ID	Description	Mesure	DNO	Service en Ligne de SMA	PV
100	Le courant d'entrée photovoltaïque est négatif. Erreur de capteur.	Vérifiez la polarité de l'installation photovoltaïque. Si elle est correcte, contactez le service technique.	-	x	-
264, 266	Échec de la mesure du test de circuit.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
272	Erreur de dispositif de protection contre les surtensions photovoltaïques. L'onduleur continue de fonctionner sans protection contre les surtensions.	Remplacez le dispositif de protection contre les surtensions. Pour plus d'informations, consultez les instructions de remplacement du dispositif de protection contre les surtensions.	-	x	-
273	Erreur de dispositif de protection contre les surtensions réseau. L'onduleur continue de fonctionner sans protection contre les surtensions.	Remplacez le dispositif de protection contre les surtensions. Pour plus d'informations, consultez les instructions de remplacement du dispositif de protection contre les surtensions.	-	x	-
274	État du dispositif de protection contre les surtensions inconnu.	Redémarrez l'onduleur. Si l'événement persiste, contactez le service technique.	-	x	-
350-352	L'autotest de l'unité de surveillance du courant de défaut (RCMU) a échoué.	Contactez le service technique.	-	x	-
353	Le test de courant du capteur a échoué.	Contactez le service technique.	-	x	-
356-361	Le test des transistors et relais a échoué, ou défaillance du relais d'onduleur (contact supposé soudé).	Contactez le service technique.	-	x	-
366	L'autotest de l'unité de surveillance du courant de défaut (RCMU) a échoué.	Contactez le service technique.	-	x	-

Tableau 4.5 : Événements provoqués par l'autotest

4.2 Entretien

Assurez-vous que le dissipateur de chaleur à l'arrière de l'onduleur n'est pas couvert.

Nettoyez les contacts de l'interrupteur-sectionneur DC une fois par an. Nettoyez en activant et désactivant l'interrupteur-sectionneur DC 10 fois.

L'interrupteur-sectionneur DC est situé à la base de l'onduleur.

Pour un fonctionnement correct et une longue durée de vie opérationnelle, assurez-vous que la circulation de l'air est suffisante :

- autour du dissipateur thermique en haut et sur le côté de l'onduleur où l'air s'échappe, et
- au niveau du ventilateur, à la base de l'onduleur.

Pour ôter les obstructions, nettoyez à l'aide d'air comprimé, d'un chiffon doux ou d'une brosse.

AVERTISSEMENT

La température du dissipateur de chaleur peut dépasser 70 °C.

5 Caractéristiques techniques

5.1 Spécifications

Paramètres	STP 60-10
AC	
Puissance apparente nominale ¹⁾	60000 VA
Puissance active nominale ²⁾	60000 W
Plage de puissance réactive ¹⁾	0 à 60000 var
Tension nominale AC (plage de tension)	3P + PE (WYE)/400 V à 480 V (± 10 %)
Schémas de mise à la terre pris en charge	TT, TN
Courant AC nominal	3 x 87 A
Courant AC max.	3 x 87 A (3 x 72 A pour 480 V)
Taux de distorsion harmonique AC (THD à puissance de sortie nominale)	< 1 %
Courant d'appel	9,2 A/5 ms
Courant de défaut de sortie max.	49,8 A (valeur effective) sur 3 périodes
Facteur de puissance (par défaut)	> 0,99 à puissance nominale
Facteur de déphasage	0 inductif à 0 capacitif
Consommation en veille (pour la communication uniquement)	3 W
Fréquence nominale du réseau (plage de fréquence)	50 Hz /60 Hz (± 10 %)
DC	
Plage de tension d'entrée (pour 400 Vac/pour 480 Vac)	565 V à 1000 V/680 V à 1000 V
Tension nominale DC (pour 400 Vac/pour 480 Vac)	630 V/710 V
Plage de tension MPP (à 400 Vac/480 Vac)	570 V à 800 V/685 V à 800 V
Tension d'entrée de démarrage (à 400 Vac/480 Vac)	600 V/720 V
Tension d'entrée max.	1000 V
Puissance min. connectée au réseau	100 W
Courant d'entrée/de court-circuit max.	110 A/150 A
Nombre d'entrées MPP indépendantes/ strings par entrée MPP	1/1 (répartition par boîtier de raccordement externe pour le générateur photovoltaïque)
Catégories de surtensions	AC : catégorie de surtension III (OVC III) DC : catégorie de surtension (OVC) II
Rendement	
Rendement européen max.	98,8 %
Rendement européen (à 630 Vdc)	98,3 %
Rendement CEC (à 400/480 Vac)	98,0 %/98,5 %

Paramètres	STP 60-10
Rendement MPPT statique	99,9 %
Boîtier	
Dimensions (L x H x P)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22,5 × 12 in)
Poids	75 kg (165 lbs) ³⁾
Niveau de bruit acoustique	58 dB(A) (typique)

Tableau 5.1 : Spécifications

¹⁾ À la tension nominale du réseau

²⁾ À la tension nominale du réseau, $\text{Cos}(\phi) = 1$

³⁾ En fonction des options installées

⁴⁾ Dans n'importe quelles conditions

Paramètres	STP 60
Classe de protection (selon IEC 62109-1)	I
Électrique	
Sécurité électrique	<ul style="list-style-type: none"> • CEI 62109-1/CEI 62109-2 (classe I, mise à la terre – partie communication classe II, PELV) • UL 1741 relative aux onduleurs photovoltaïques interactifs à système d'alimentation électrique non isolé • IEEE 1547
Fonctionnel	
Sécurité fonctionnelle	<ul style="list-style-type: none"> • Surveillance de la tension et de la fréquence • Surveillance de la part de courant continu dans le courant AC • Surveillance de la résistance d'isolement • Surveillance du courant résiduel • UL1998
Détection du réseau en site isolé (panne du réseau)	<ul style="list-style-type: none"> • Déplacement actif de fréquence • Séparation • Surveillance triphasée • ROCOF/SFS
Compatibilité RCD ¹⁾	Type B, 600 mA

Tableau 5.2 : Spécifications de sécurité

¹⁾ Selon les réglementations locales

5.2 Réglages de déconnexion

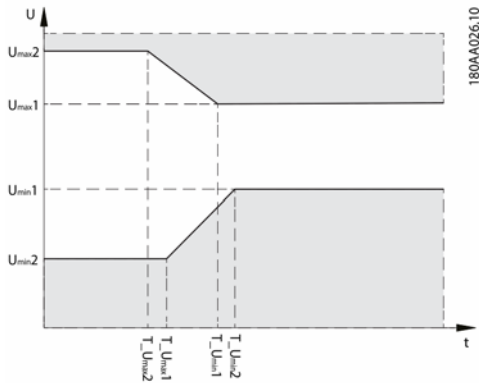


Figure 5.1 : Sous-tension et surtension de déconnexion

Valeur nominale (réseau)		Umin2 [V]	T_Umin2 [s]	Umin1 [V]	T_Umin1 [s]	Umax1 [V]	T_Umax1 [s]	Umax2 [V]	T_Umax2 [s]
Tension nominale : 400 V	Standard	200,00	0,16	352,00	2,00	440,00	1,00	480,00	0,16
	Plage	160-240	0.1-3.0	300-380	0.5-3.0	420-480	0.5-3.0	440-520	0.1-3.0
Tension nominale : 480 V	Standard	240,00	0,16	423,00	2,00	528,00	1,00	576,00	0,16
	Plage	192-288	0.1-3.0	360-456	0.5-3.0	504-576	0.5-3.0	528-624	0.1-3.0

Tableau 5.3 : Niveaux de tension de déconnexion et heures de déclenchement par défaut

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Standard	57,00	0,16	59,30	10,00	60,50	0,16	-	-
Plage	56.5-57.5	0.1-3.0	57.0-59.8	0,16-300	60.1-60.9	0.16-3.0	60.1-61.0	0.1-3.0

Tableau 5.4 : Niveaux de fréquence et heures de déconnexion par défaut

REMARQUE

Les valeurs s'appliquent uniquement à IEEE 1547.

5.3 Conformité

Normes internationales	STP 60
Rendement	Rendement européen : norme EN 50530 Rendement CEC : directive CEC Procédure d'essai : Protocole d'essai de fonctionnement pour évaluer des onduleurs utilisés dans des systèmes photovoltaïques raccordés au réseau électrique (version provisoire) : 1er mars 2005
Directive basse tension	2006/95/CE
Directive CE concernant la compatibilité électromagnétique (CEM)	2004/108/CE
Sécurité	IEC 62109-1/IEC 62109-2 UL 1741 UL 508i
Sécurité fonctionnelle	IEC 62109-2 UL 1741/IEEE 1547
CEM, insensibilité aux brouillages	EN 61000-6-1 EN 61000-6-2
CEM, émissions parasites	EN 61000-6-3 EN 61000-6-4 CISPR 11 Classe B FCC partie 15
Courants harmoniques	EN 61000-3-12
CE	oui
Caractéristiques de raccordement au réseau	CEI 61727 EN 50160 IEEE 1547 UI

Tableau 5.5 : Conformité aux normes internationales

Les homologations et les certificats sont disponibles dans la rubrique de téléchargement à l'adresse www.SMA-Solar.com.

5.4 Conditions d'installation

Paramètres	Caractéristiques
Plage de température de fonctionnement	-25 °C à 60 °C (-13 °F à 140 °F)*
Température de stockage	-40 °C à 60 °C
Humidité relative de l'air	5 à 95 % (sans condensation)
Degré d'encrassement	PD2
Classe environnementale IEC 62109-1	Extérieur, environnement humide (voir chapitre 2, page 128 pour plus d'informations)
Classe environnementale selon IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Système de refroidissement	Refroidissement forcé
Qualité de l'air (général)	ISA S71.04-1985 Niveau G3 (à 75 % d'humidité relative)
Qualité de l'air (zones côtières, industrielles lourdes et agricoles)	Mesure obligatoire et classement selon ISA S71.04-1985 : G3 (à 75 % d'humidité relative)
Vibrations	< 1G
Classe de protection étanchéité du boîtier	IP65
Type de boîtier UL 50E	NEMA 3R
Altitude de fonctionnement max. au-dessus du NMM (niveau moyen de la mer)	2000 m (6500 pi) au-dessus du niveau de la mer (réduction de puissance possible au-dessus de 1000 m)**
Installation	Évitez toute exposition continue à l'eau. Évitez la lumière directe du soleil. Prévoyez une circulation d'air adéquate. Montez sur une surface non inflammable Installez sur une surface verticale. Évitez la présence de poussière et de gaz ammoniac.

* Réduction de puissance possible au-delà de 45 °C (113 °F) (pour en savoir plus, voir information technique « Rendement et derating »)

** L'installation à une altitude au-dessus de 2000 m est possible. Pour cela, contactez SMA Solar Technology AG.

Tableau 5.6 : Conditions d'installation

5.5 Spécifications de couple

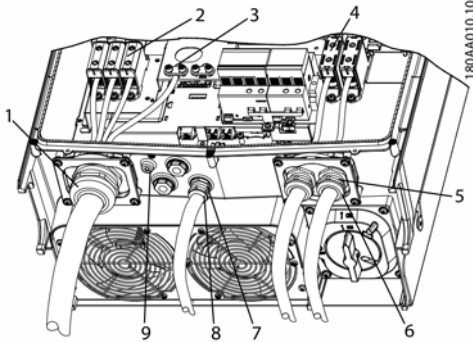


Figure 5.2 : Présentation de l'onduleur avec mentions de couple

Paramètres	Outil	Couple de serrage
1 Presse-étoupe M63	Clé de serrage 65/68 mm	6 Nm (53 in-lbf)
2 Borne au raccordement AC	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
3 Conducteur de protection primaire (conducteur de protection secondaire immédiatement à droite)	TX 30	3,9 Nm (35 in-lbf)
4 Borne au raccordement DC	TX 30	14 Nm (124 in-lbf)
5 Presse-étoupe M32	Clé de serrage 36 mm	6 Nm (53 in-lbf)
6 Écrou-raccord pour presse-étoupe M32	Clé de serrage 36 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
7 Presse-étoupe M25	Clé de serrage 33 mm	10 Nm (89 in-lbf)
8 Écrou-raccord pour presse-étoupe M25	Clé de serrage 33 mm	1,8 Nm (16 in-lbf)
9 Mise à la terre d'équipements M6 (borne de liaison équipotentielle)	TX 20	3,9 Nm (35 in-lbf)
Vis avant (non illustrée)	TX 30	1,5 Nm (13 in-lbf)

Tableau 5.7 : Spécifications de couple de serrage

⚠ ATTENTION

Si les plots de remplissage sont retirés (voir (7) sur la figure 5.2), utilisez des fixations de type 3, 3S, 4,4X, 6, 6P.

5.6 Spécifications pour la protection du réseau

Paramètres	Caractéristiques
Courant maximal AC de l'onduleur, I_{acmax}	87 A
Type de fusible recommandé gL/gG (IEC 60269-1)	100-125 A
Type de fusible recommandé classe T (UL/USA.)	125 A
Disjoncteur miniature recommandé type B ou C	125 A
Puissance de fusible maximale	125 A

Tableau 5.8 : Spécifications pour la protection du réseau



REMARQUE

Respectez les réglementations locales.

5.7 Spécifications de l'interface de communication

Interface	Paramètres	Détails du paramètre	Caractéristiques
Ethernet	Câble	Diamètre de la gaine du câble (\varnothing)	2 x 5 à 7 mm
		Type de câble	Paire torsadée blindée (STP Cat 5e ou SFTP Cat 5e) ¹⁾
		Impédance caractéristique du câble	100 Ω à 120 Ω
	Connecteurs RJ-45 : 2 unités RJ-45 pour Ethernet	Épaisseur du fil	24 à 26 AWG (en fonction de la fiche d'accouplement RJ-45 métallique)
		Terminaison du blindage du câble	Via fiche RJ-45 métallique
	Isolation d'interface galvanique		Oui (500 V effective)
	Protection du contact direct	Isolation double/renforcée	oui
	Protection contre les courts-circuits		oui
	Communication	Topologie du réseau	En étoile, en anneau et en série
	Câble	Longueur de câble max. entre les onduleurs	100 m (328 pieds)
Nombre max. d'onduleurs	Par SMA Inverter Manager	42	

Tableau 5.9 : Spécifications de l'interface de communication

¹⁾ (voir chapitre 2.8 « Raccordements Ethernet », page 134)

5.8 Raccordements Ethernet

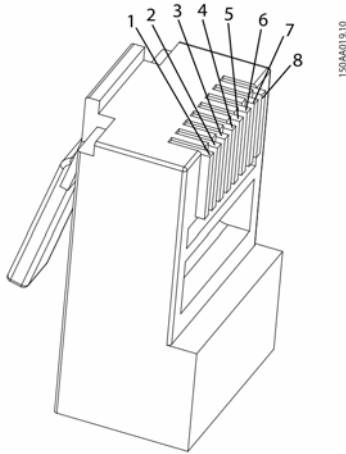


Figure 5.4 : Détail de l'affectation des broches RJ-45 pour Ethernet

Affectation des broches pour Ethernet	Couleur standard	
	Cat. 5 T-568A	Cat. 5 T-568B
1. RX+	Vert/blanc	Orange/blanc
2. RX	Vert	Orange
3. TX+	Orange/blanc	Vert/blanc
4.	Bleu	Bleu
5.	Bleu/blanc	Bleu/blanc
6. TX-	Orange6,	Vert
7.	Marron/blanc	Marron/blanc
8.	Marron	Marron

5.8.1 Topologie du réseau

L'onduleur a deux connecteurs RJ-45 Ethernet permettant le raccordement de plusieurs onduleurs dans une topologie linéaire (au lieu d'une topologie en étoile typique).

i REMARQUE

La topologie en anneau (C sur la figure 5.5) n'est autorisée que si elle est réalisée avec un commutateur Ethernet prenant en charge la gestion d'arborescence.

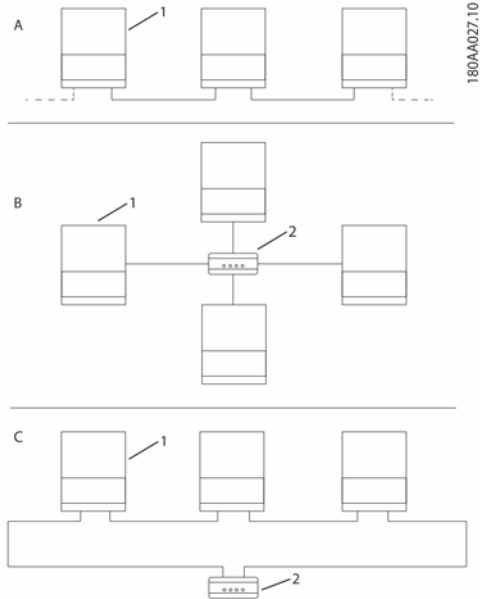


Figure 5.5 : Topologie du réseau

A	Linéaire en cascade
B	Topologie en étoile
C	Topologie en anneau (uniquement si l'arborescence est utilisée)
1	Sunny Tripower 60
2	Commutateur réseau Ethernet

L'état des DEL proches du port Ethernet est expliqué dans le tableau 5.12. Il y a deux DEL par port.

Statut	DEL jaune	DEL verte
Éteinte	Débit de transfert de données de 10 Mbit	Aucune liaison
Allumée	Débit de transfert de données de 100 Mbit	Liaison
Clignotante	-	Activité

Tableau 5.12 : États des DEL

6 Contact

En cas de problèmes techniques concernant nos produits, prenez contact avec le Service en ligne de SMA. Nous avons besoin des données suivantes pour pouvoir assurer une assistance ciblée :

- Type d'onduleur
- Numéro de série de l'onduleur
- Version du micrologiciel de l'onduleur
- Le cas échéant, réglages spéciaux régionaux de l'onduleur
- Type et nombre de panneaux photovoltaïques raccordés
- Lieu et hauteur de montage de l'onduleur
- Message à l'écran

Disposizioni legali

Le informazioni contenute nella presente documentazione sono proprietà di SMA Solar Technology AG. La loro completa o parziale pubblicazione richiede l'autorizzazione scritta di SMA Solar Technology AG. La riproduzione per scopi interni all'azienda, destinata alla valutazione del prodotto o al suo corretto utilizzo, è consentita e non è soggetta ad approvazione.

Garanzia di SMA

È possibile scaricare le condizioni di garanzia aggiornate dal sito Internet www.SMA-Solar.com.

Marchi

Tutti i marchi sono riconosciuti anche qualora non distintamente contrassegnati. L'assenza di contrassegno non significa che un prodotto o un marchio non siano registrati.

Il marchio nominativo e il logo **BLUETOOTH®** sono marchi registrati di proprietà di Bluetooth SIG, Inc.; ogni loro utilizzo da parte di SMA Technology AG è autorizzato con licenza.

Modbus® è un marchio registrato di Schneider Electric e la licenziataria è Modbus Organization, Inc.

QR Code è un marchio registrato di DENSO WAVE INCORPORATED.

Phillips® e Pozidriv® sono marchi registrati di proprietà di Phillips Screw Company.

Torx® è un marchio registrato di proprietà di Aument Global Technologies, Inc.

SMA Solar Technology AG





Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Germany

Tel. +49 561 9522-0
Fax +49 561 9522-100
www.SMA.de
E-Mail: info@SMA.de

Copyright © SMA Solar Technology AG. Tutti i diritti riservati.

IMPORTANTI AVVERTENZE DI SICUREZZA

Nel presente documento sono impiegati i seguenti simboli:

Simbolo	Spiegazione
 PERICOLO	Avvertenza di sicurezza la cui inosservanza provoca immediatamente e lesioni gravi o mortali.
 AVVERTENZA	Avvertenza di sicurezza la cui inosservanza può provocare lesioni gravi o mortali.
 ATTENZIONE	Avvertenza di sicurezza la cui inosservanza può provocare lesioni leggere o medie.
AVVISO	Avvertenza di sicurezza la cui inosservanza può provocare danni materiali.
 TECNICO SPECIALIZZATO	Nota indicante che il paragrafo seguente contiene operazioni che possono essere eseguite esclusivamente da tecnici specializzati.
 i	Informazioni importanti per un determinato obiettivo o argomento, non rilevanti tuttavia dal punto di vista della sicurezza

Simbolo	Spiegazione
□	Condizioni preliminari necessarie per un determinato obiettivo
☑	Risultato desiderato
✘	Possibile problema

Sicurezza generale

⚠ ATTENZIONE

Il presente manuale contiene importanti indicazioni da rispettare durante il montaggio e la manutenzione dell'inverter.

i Prima dell'installazione

Accertarsi che l'inverter e la confezione non siano danneggiati. In caso di dubbi rivolgersi al fornitore prima di proseguire con l'installazione.

⚠ AVVERTENZA

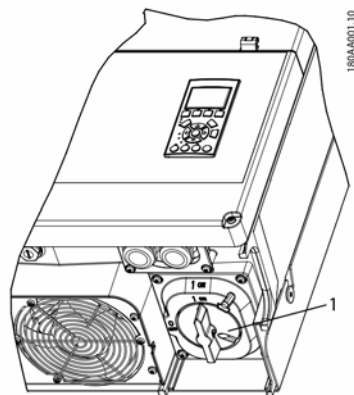
Servizio di installazione

Per assicurare un livello di sicurezza ottimale, seguire i passi indicati nel presente documento. Tenere presente che l'inverter è sotto tensione da 2 lati diversi: l'ingresso FV e la rete CA.

⚠ PERICOLO

Disinserimento dell'inverter

Prima di iniziare a lavorare sull'inverter, disinserire la rete CA tramite l'interruttore di alimentazione e il sistema FV mediante il sezionatore FV integrato (sezionatore CC). Assicurarsi che il dispositivo non possa essere ricollegato accidentalmente. Usare un voltmetro per assicurarsi che l'unità sia scollegata e senza tensione. L'inverter può essere ancora caricato con tensioni molto elevate, ossia pericolose, anche quando è scollegato dalla rete CA e dai moduli solari. Dopo aver effettuato lo scollegamento dalla rete di distribuzione e dai pannelli FV, attendere almeno 5 minuti prima di procedere.



1 Sezionatore di carico FV

Figura 1.1

i NOTA

Il sezionatore di carico FV può essere fissato nella posizione "Off" con un lucchetto.

⚠ ATTENZIONE

In un sistema FV sono presenti tensioni CC fino a 1 000 V anche quando l'inverter viene scollegato dalla rete CA. Guasti o un uso non corretto possono provocare la formazione di archi elettrici.

⚠ ATTENZIONE

MANUTENZIONE E MODIFICHE

Riparazioni e lavori di adeguamento sull'inverter possono essere effettuati solo dal personale autorizzato. Per assicurare la sicurezza del personale, usare solo parti di ricambio originali disponibili presso il fornitore. In caso di utilizzo di parti di ricambio non originali, non si garantisce la piena conformità con le direttive CE/UL relativamente alla sicurezza elettrica, alla sicurezza EMC e alla sicurezza del macchinario.

⚠ AVVERTENZA**INSTALLATORE**

Rispettare gli standard di sicurezza US, NEC, ANSI/NFPA 70.

I circuiti di ingresso e uscita sono isolati rispetto all'involucro. La messa a terra dell'impianto compete all'installatore.

⚠ AVVERTENZA**PERICOLO DI FOLGORAZIONE**

Le presenti istruzioni per la manutenzione sono destinate esclusivamente a personale tecnico qualificato. Per ridurre il rischio di folgorazione, non è consentito effettuare interventi di manutenzione non espressamente descritti nelle presenti istruzioni per l'uso, a meno che il manutentore non sia qualificato per l'esecuzione degli stessi.

⚠ AVVERTENZA

Si tratta di un inverter privo di trasformatore che viene messo in servizio conformemente a NFPA 70, 690.35 con generatori FV non messi a terra (con potenziali liberamente fluttuanti).

⚠ AVVERTENZA

I circuiti di ingresso e uscita sono isolati rispetto all'involucro.

La messa a terra dell'impianto, se richiesta dallo standard di sicurezza canadese parte I, compete all'installatore.

⚠ ATTENZIONE

Tutte le persone a cui sono affidate installazione e manutenzione degli inverter devono:

- Essere addestrate e autorizzate relativamente alle linee guida generali di sicurezza per gli interventi sugli impianti elettrici.
- Conoscere i requisiti, le norme e le direttive locali per l'installazione.

⚠ ATTENZIONE

L'inverter non offre alcuna protezione da sovracorrente, che deve quindi essere approntata dall'installatore. V. tabella 5.8.

⚠ ATTENZIONE

La temperatura dei dissipatori e dei componenti interni dell'inverter può superare i 70 °C / 158 °F. Sussiste il pericolo di ustioni.

L'inverter va installato in modo tale da prevenire ogni contatto con le superfici incandescenti da parte delle persone.

⚠ ATTENZIONE

Per ridurre il pericolo di incendio, effettuare i collegamenti in conformità al *National Electrical Code*®, ANSI/NFPA 70 soltanto a un circuito con max 125 A di protezione da sovracorrente in rami.

i NOTA

Impiegare i cavi specificati da 75 °C o 90 °C, in rame AWG o alluminio AWG. V. cap. 2.7, pag. 167

i NOTA

Il simbolo utilizzato nel presente manuale per il conduttore di protezione è illustrato nella figura 2.18.

Per un'illustrazione dell'interruttore CC, consultare cap. 3.2.2, pag. 172.

i NOTA

Per informazioni sul range di temperature di funzionamento, consultare cap. 5.4, pag. 183.

i NOTA

Il presente manuale contiene informazioni sui collegamenti alla rete e sui valori di coppia. V. cap. 5.5, pag. 184


**NOTA**

Il presente dispositivo è stato certificato e rispetta i valori limite per un apparecchio della categoria B ai sensi delle direttive FCC, parte 15. Tali valori limite garantiscono una protezione adeguata contro disturbi dannosi se il dispositivo è impiegato in zone residenziali. Il funzionamento dell'inverter, se utilizzato diversamente dalle istruzioni, può pregiudicare le comunicazioni radio in seguito a emissioni elettromagnetiche ad alta frequenza. Tuttavia non è possibile escludere che si verifichino anomalie nei singoli impianti. Se il dispositivo causa disturbi alla ricezione radio-televisiva (per verificarlo è sufficiente spegnere temporaneamente l'apparecchio), cercare di risolvere il disturbo con una delle seguenti misure:

- Modificare l'orientamento o la sede dell'antenna di ricezione.
- Aumentare la distanza tra il dispositivo e il ricevitore radio-televisivo.
- Allacciare il dispositivo a un circuito elettrico diverso da quello del ricevitore radio-televisivo.
- Rivolgersi al proprio rivenditore o a un tecnico radio-televisivo esperto.

Simboli sull'inverter

Simbolo	Spiegazione
	Pericolo di morte per folgorazione Il funzionamento del prodotto comporta tensioni elevate. Tutti gli interventi sul prodotto devono essere eseguiti esclusivamente da tecnici specializzati.
	Pericolo Questo simbolo segnala che l'inverter deve essere ulteriormente messo a terra se a livello locale è richiesta una seconda messa a terra o un collegamento equipotenziale.

Simbolo	Spiegazione
	Pericolo di morte per alta tensione nell'inverter: rispettare il tempo di attesa. Nei componenti dell'inverter percorsi da corrente sono presenti tensioni elevate che possono causare folgorazioni potenzialmente letali. Prima di eseguire qualsiasi intervento sull'inverter, disinserire sempre la tensione come descritto nel presente documento.
	Pericolo di ustioni per contatto con superfici bollenti Durante il funzionamento il prodotto può surriscaldarsi: Evitare pertanto il contatto durante il funzionamento. Prima di qualsiasi operazione, lasciar raffreddare a sufficienza il prodotto.
	Rispettare la documentazione Rispettare tutta la documentazione fornita assieme al prodotto.

Conformità

Per ulteriori informazioni, consultare l'area Download del sito www.SMA-Solar.com (v. anche cap. 5, pag. 179).

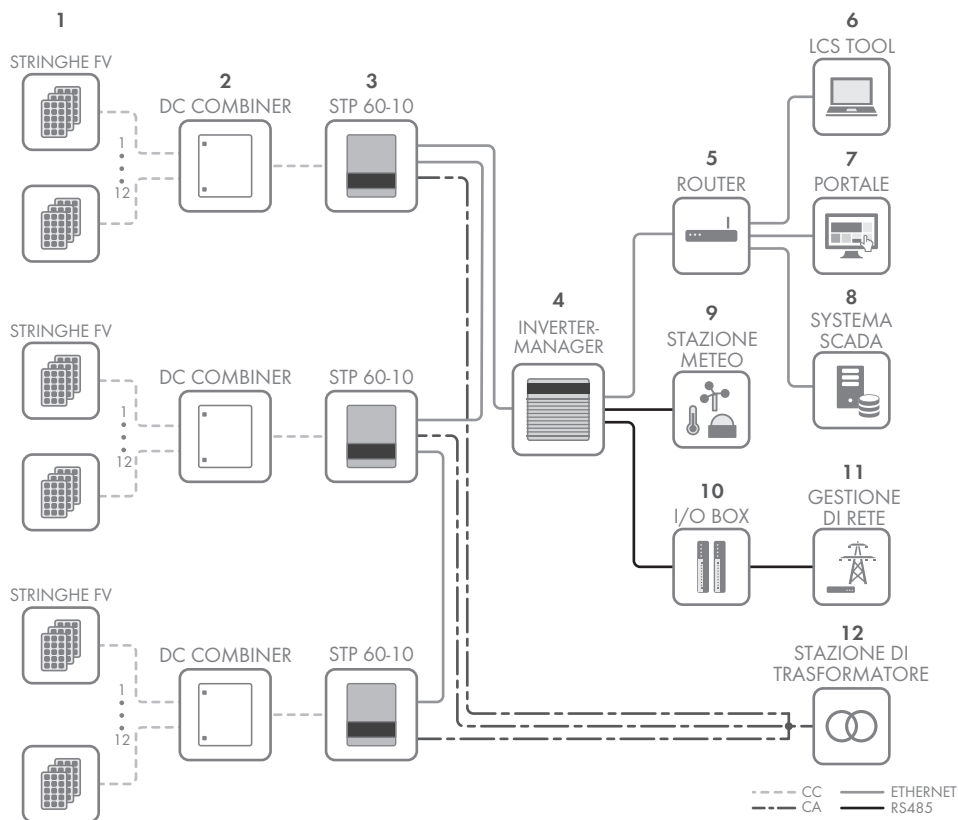
1 Introduzione

Gli inverter STP 60 sono concepiti esclusivamente per il funzionamento con impianti fotovoltaici collegati alla rete. Gli inverter trasformano la corrente continua dei moduli fotovoltaici in corrente alternata conforme alla rete trifase. Per il funzionamento è necessario allacciarli a una rete di approvvigionamento nonché collegarli a un numero sufficiente di moduli FV. Gli inverter STP 60 non sono idonei per altre applicazioni (come ad esempio per il funzionamento a batteria o in impianti eolici).

L'impianto STP 60 è composto da 4 componenti principali:

- Sunny Tripower 60
- Cassetta di collegamento generatore
La cassetta di collegamento generatore consente di raggruppare il numero necessario di stringhe FV per l'inverter STP 60. Ogni inverter STP 60 necessita di una cassetta di collegamento generatore.
- SMA Inverter Manager
SMA Inverter Manager è sempre necessario per il funzionamento di Sunny Tripower 60. A ogni SMA Inverter Manager possono essere allacciati fino a 42 Sunny Tripower 60. SMA Inverter Manager gestisce l'intera comunicazione degli inverter. Funge da interfaccia centrale dell'impianto per sistemi di rilevamento dati, il caricamento in servizi cloud e la gestione automatizzata della centrale fotovoltaica.
- Messa in servizio locale e tool di assistenza (LCS-Tool)
LCS-Tool è necessario per la messa in funzione e la manutenzione degli inverter STP 60 tramite SMA Inverter Manager. LCS-Tool funge da interfaccia utente principale per l'impianto STP 60.

1.1 Panoramica sull'area di installazione.



1	Stringhe FV
2	Cassetta di collegamento generatore
3	Sunny Tripower 60
4	SMA Inverter Manager
5	Router
6	LCS-Tool
7	Portale
8	Sistema SCADA
9	Stazione meteo
10	I/O Box
11	Gestione di rete
12	Stazione di trasformazione

1.2 Scopo del presente manuale

Le istruzioni per l'installazione contengono informazioni per l'installazione e la messa in servizio degli inverter della serie STP 60.

Sono disponibili i seguenti materiali aggiuntivi:

- Guida rapida all'installazione dell'inverter STP 60: comprende informazioni importanti per la messa in servizio degli inverter STP 60 nonché per la configurazione della comunicazione degli inverter.
- Istruzioni per l'installazione di SMA Inverter Manager e I/O-Box: contiene informazioni necessarie per la messa in servizio degli inverter STP 60 nonché per la configurazione della comunicazione degli inverter.

- Guida di progettazione: comprende tutte le informazioni necessarie per pianificare l'impiego dell'inverter in varie applicazioni fotovoltaiche.
- Istruzioni di manutenzione per la sostituzione della ventola: comprende informazioni su come sostituire una ventola difettosa.
- Istruzioni di manutenzione per la sostituzione degli SPD (Surge Protection Device): comprende informazioni su come sostituire i dispositivi di protezione contro le sovratensioni.

Questi documenti sono disponibili nell'area Download del sito www.SMA-Solar.com oppure possono essere richiesti al fornitore dell'inverter solare.

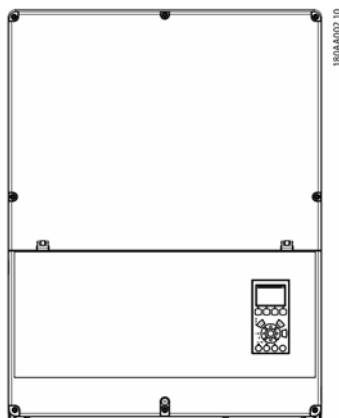


Figura 1.2 Sunny Tripower 60

Abbreviazione	Spiegazione
ANSI	American National Standards Institute (Ente americano per la standardizzazione dei processi industriali)
AWG	American Wire Gauge (codifica del diametro dei fili)
cat5e	Cavo di categoria 5 (caratteristiche migliorate) con doppi ritorti (Twisted-Pair) per la trasmissione di dati
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol: consente l'assegnazione automatica dell'indirizzo di rete da parte del server DHCP.
DSL	Digital Subscriber Line (linea digitale a sottoscrizione)
CEM (direttiva)	Direttiva sulla compatibilità elettromagnetica
ESD	Scarica elettrostatica
FCC	Federal Communications Commission (Commissione federale comunicazioni)

Abbreviazione	Spiegazione
FRT	Fault Ride Through (capacità dell'impianto di rimanere connesso alla rete)
GSM	Global System for Mobile Communications (sistema globale di comunicazione mobile)
HDD	Hard Disk Drive (disco rigido)
IEC	Commissione elettrotecnica internazionale
IT	Sistema di terra con neutro a terra mediante impedenza elevata
LCS	Local Commissioning and Service Tool (tool locale di messa in servizio e manutenzione)
LED	Diode a emissione di luce
LVD (Direttiva sulla bassa tensione)	Direttiva sulla bassa tensione
MCB	Interruttore automatico
MPP	Maximum Power Point (punto di massima potenza)
MPPT	Maximum Power Point Tracker (inseguitore del punto di massima potenza), verifica il punto ottimale per la potenza FV.
NFPA	National Fire Protection Association (Associazione nazionale per la protezione contro gli incendi)
P	P è il simbolo della potenza attiva e si misura in watt (W).
PCB	Piastra a circuito stampato
PCC	Point of Common Coupling (punto di immissione in rete) Il punto della rete pubblica alla quale altri clienti sono o potrebbero essere collegati.
PE	Conduttore di protezione
PELV	Bassissima tensione di protezione
PLA	Power Level Adjustment (regolazione della potenza d'uscita)
P _{NOM}	Potenza [W], potenza attiva nominale
POC	Punto di collegamento Il punto al quale il sistema FV viene collegato alla rete di approvvigionamento.
P _{STC}	Potenza [W] in condizioni di prova standard (STC)
FV	Fotovoltaico, celle fotovoltaiche
RCD	Interruttore differenziale
RCMU	Residual Current Monitoring Unit (unità di monitoraggio della corrente residua)
R _{ISO}	Resistenza di isolamento
ROCOF	Tasso di variazione della frequenza

Abbreviazione	Spiegazione
Q	Q è il simbolo della potenza reattiva ed è misurata in voltampere reattivi (VAr).
S	S è il simbolo della potenza apparente ed è misurata in voltampere (VA).
STC	Condizioni di test standard (Standard Test Conditions)
SW	Software
THD	Distorsione armonica totale
TN-S	Rete CA con conduttore terra-neutro separati
TN-C	Rete CA con conduttore terra-neutro combinati
TN-CS	Combinazione dei sistemi TN-C e TN-S: lo scollegamento del conduttore di terra e neutro avviene nel punto di trasmissione tra rete di distribuzione e l'impianto del cliente.
TT	Rete CA separata tra messa a terra dell'impianto del produttore des e messa a terra dell'utente
VNB	Gestore della rete di distribuzione

1.3 Disimballaggio

Contenuto:

- Inverter
- Supporto da parete
- Borsa accessori contenente:
 - 6 prese a parete, 8 x 50 mm
 - 6 viti di montaggio, 6 x 60 mm
 - 1 passacavo M25 con pressacavo con guarnizione per cavi Ethernet
 - 1 bullone M6 x 12 mm
 - STP 60-10-US comprende anche: 2 x canaline con fascetta a cavalletto (2")
- Istruzioni per l'installazione
- Guida rapida per l'installazione

1.4 Targhetta di identificazione dell'inverter

La targhetta identifica l'inverter in modo univoco. Le indicazioni sulla targhetta di identificazione sono necessarie per un utilizzo sicuro dell'inverter, oltre a fornire una migliore base di comunicazione con il Servizio di assistenza tecnica SMA.

Sulla targhetta di identificazione si trovano le seguenti informazioni:

- Tipo di dispositivo (Model)
- Numero di serie (Serial No.)
- Data di produzione (Date of manufacture)
- Dati caratteristici del dispositivo

1.5 Ordine d'installazione

1. Prestare particolare attenzione alle importanti avvertenze di sicurezza all'inizio delle istruzioni
2. Montare l'inverter secondocap. 2.1, pag. 162, cap. 2.2, pag. 163 cap. 2.3, pag. 164.
3. Aprire l'inverter secondo le istruzioni cap. 2.5, pag. 165.
4. Installare CA secondo cap. 2.6, pag. 166.
5. Installare Ethernet secondo cap. 5.8, pag. 186.
6. Installare i moduli FV con la cassetta di collegamento generatore secondo cap. 2.9, pag. 168.
7. Chiudere l'inverter secondo le istruzioni cap. 2.5, pag. 165.
8. Accendere l'alimentazione
9. Finalizzare la messa in servizio tramite LCS-Tool, disponibile dall'area download in www.SMA-Solar.com. Requisiti hardware per LCS-Tool:
 - PC con Windows™ 7 e successivi
 - 1 GB HDD
 - 2 GB RAM
 LCS-Tool deve essere installato su un drive locale del PC. Il PC deve essere collegato alla rete dell'impianto di SMA Inverter Manager. Per le impostazioni tramite LCS-Tool, v.cap. 3.2.1, pag. 172.
10. Inserire il sistema FV tramite il sezionatore di carico.
11. Verifica dell'installazione tramite:
 - Display dell'inverter: LED "On" rimane acceso in verde
 - LCS-Tool: l'indicazione dello stato dell'inverter passa a "On grid".
12. L'inverter è in servizio.

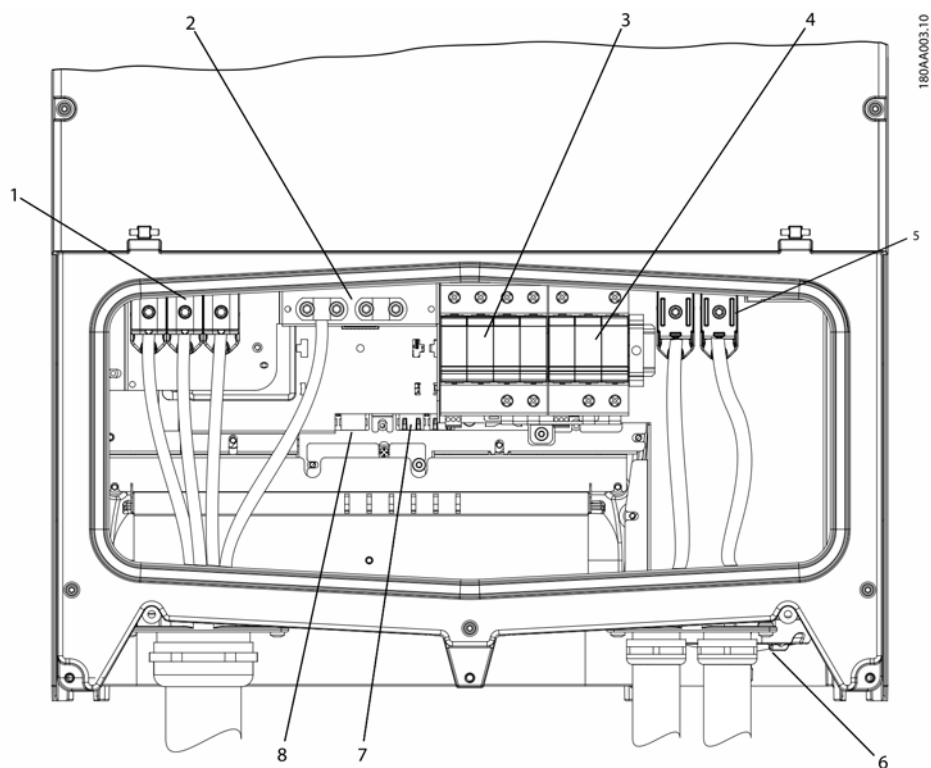


Figura 1.3 Panoramica sull'area di installazione

PELV (protezione contro le scariche elettriche)

2	Messa a terra del dispositivo
---	-------------------------------

7	Interfaccia Ethernet x 2
---	--------------------------

8	Interfaccia RS-485 (non utilizzata)
---	-------------------------------------

Componenti sotto tensione

1	Morsetti CA
---	-------------

5	Morsetti FV
---	-------------

Varie

3	Protezione da sovratensioni CA (SPD)
---	--------------------------------------

4	Protezione da sovratensioni CC (SPD)
---	--------------------------------------

6	Sezionatore di carico FV
---	--------------------------

Tabella 1.2 Panoramica sull'area di installazione

2 Installazione

2.1 Ambiente e distanze



Figura 2.1 Evitare un contatto continuo con acqua

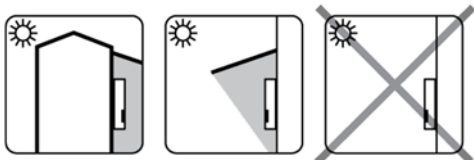


Figura 2.2 Evitare l'esposizione diretta all'irraggiamento solare

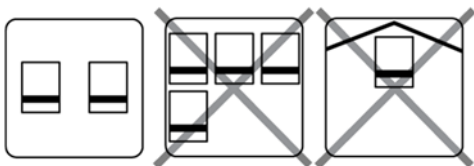


Figura 2.3 Assicurare una ventilazione adeguata

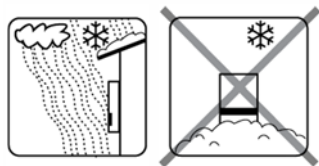


Figura 2.4 Assicurare una ventilazione adeguata

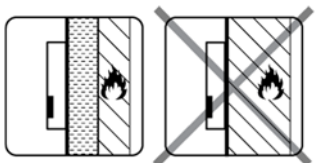


Figura 2.5 Montare su una superficie non infiammabile

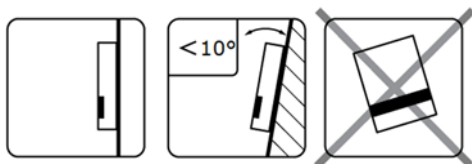


Figura 2.6 Montare in posizione eretta su una superficie verticale. È consentita un'inclinazione all'indietro fino a 10 gradi.



Figura 2.7 Prevenire la polvere e i gas ammoniacali

NOTA

Nella scelta del luogo di installazione, assicurarsi che le etichette del prodotto e di avvertenza dell'inverter rimangano sempre visibili. Per ulteriori informazioni v. il capitolocap. 5, pag. 179.

2.2 Montaggio del supporto da parete

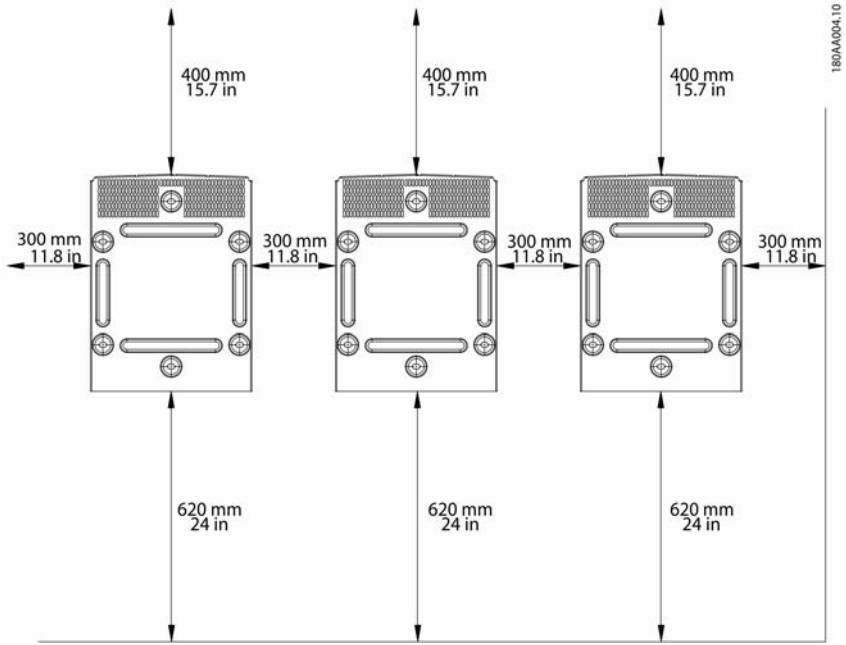


Figura 2.8 Distanze di sicurezza

i **NOTA**

Assicurarsi di lasciare 620 mm / 24 pollici di spazio libero alla base per far circolare adeguatamente l'aria.

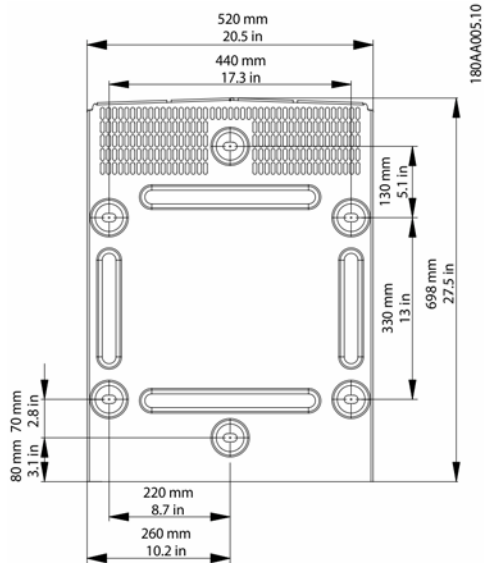


Figura 2.9 Supporto da parete

i NOTA

L'utilizzo del supporto da parete fornito insieme all'inverter è obbligatorio. Se l'inverter viene messo in servizio senza il supporto da parete, la garanzia decade. Si raccomanda vivamente di usare tutti i 6 fori di montaggio.

Montaggio del supporto da parete

- Installare il supporto da parete nell'ambiente previsto.
- Utilizzare viti e tasselli da muro che possano sopportare il peso dell'inverter in condizioni di assoluta sicurezza.
- Assicurarsi che la piastra di montaggio sia allineata correttamente.
- Rispettare le distanze di sicurezza quando si installano uno o più inverter al fine di assicurare un flusso d'aria adeguato. Gli spazi liberi sono specificati nella figura 2.8 e sull'etichetta della piastra di montaggio.
- Si raccomanda di montare inverter multipli in una sola fila. Contattare il fornitore per conoscere le direttive su come montare gli inverter in più di una fila.
- Contattare il fornitore per conoscere le direttive su come montare gli inverter in più di una fila.



Figura 2.10 Montaggio del supporto da parete

2.3 Montaggio dell'inverter

⚠ ATTENZIONE

Durante l'uso dell'inverter, rispettare le locali disposizioni sanitarie e di sicurezza.

Procedura:

1. Sollevare l'inverter. Localizzare gli alloggiamenti sul lato del supporto da parete. Usare bulloni di sollevamento M12 o 1/2" e dadi compatibili (non compresi nel contenuto della fornitura).

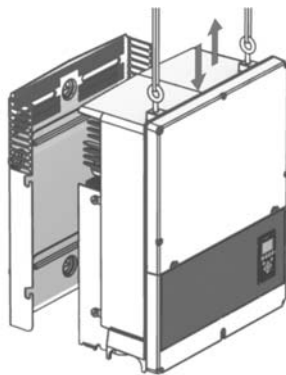


Figura 2.11 Posizionamento dell'inverter

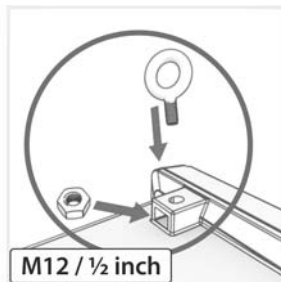


Figura 2.12 Bulloni di sollevamento

2. Sull'inverter, posizionare le viti laterali contro gli alloggiamenti sul supporto da parete.
3. Spingere l'inverter come mostrato in modo che le viti laterali scorrano nei 2 alloggiamenti inferiori e nei 2 alloggiamenti superiori. V. figura 2.13 e figura 2.14.

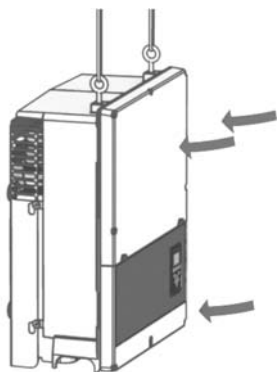


Figura 2.13 Inserimento delle viti negli alloggiamenti

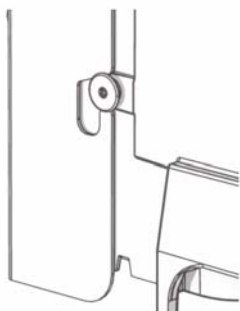


Figura 2.14 Inserimento delle viti negli alloggiamenti - Dettaglio

4. Controllare che le 4 viti laterali siano fissate saldamente negli alloggiamenti della piastra di montaggio.
5. Rilasciare l'inverter.

2.4 Rimozione dell'inverter

Procedura:

1. Effettuare la rimozione nell'ordine inverso rispetto al montaggio.
2. Sollevare l'inverter e far scivolare l'inverter fuori dagli alloggiamenti della piastra di montaggio.
3. Sollevare l'inverter e toglierlo dalla piastra di montaggio.

2.5 Accesso all'area di installazione

⚠ PERICOLO

Prima di iniziare a lavorare sull'inverter, disinserire la rete CA tramite l'interruttore di alimentazione e il sistema FV mediante il sezionatore FV integrato (sezionatore CC). Assicurarsi che il dispositivo non possa essere ricollegato accidentalmente. Usare un voltmetro per assicurarsi che l'unità sia scollegata e senza tensione. L'inverter può essere ancora caricato con tensioni molto elevate, ossia pericolose, anche quando è scollegato dalla rete CA e dai moduli solari. Dopo aver effettuato lo scollegamento dalla rete di distribuzione e dai pannelli FV, attendere almeno 5 minuti prima di procedere.

⚠ ATTENZIONE

Osservare i regolamenti di sicurezza ESD. Scaricare qualsiasi carica elettrostatica toccando la cassa collegata a massa prima di manipolare qualsiasi componente elettronico.

Procedura:

1. Per aprire il coperchio, allentare le 3 viti anteriori inferiori usando un cacciavite TX 30. Le viti sono viti prigioniere e non possono cadere.
2. Ruotare la copertura di 180 °C. La copertura viene mantenuta in posizione aperta da un magnete.
3. Per chiudere il coperchio, abbassarlo in posizione e fissare le 3 viti anteriori.



Figura 2.15 Allentamento delle viti anteriori e sollevamento del coperchio

2.6 Collegamento rete CA

⚠ PERICOLO

Le istruzioni per la connessione alla rete CA sono solo per personale qualificato. Per ridurre il rischio di folgorazione, non è consentito effettuare interventi di manutenzione non espressamente descritti nelle presenti istruzioni per l'uso, a meno che il manutentore non sia qualificato per l'esecuzione degli stessi.

⚠ ATTENZIONE

Per informazioni su fusibili e RCD, fare riferimento a cap. 5, pag. 179. Le caratteristiche di corrente CA dei fusibili non devono superare la portata dei conduttori usati.

i NOTA

Negli Stati Uniti e in Canada tutti gli impianti elettrici devono essere eseguiti nel rispetto delle norme in vigore a livello locale, così come del *National Electrical Code*® ANSI/NFPA70 o del *Canadian Electrical Code*® CSA C22.1.

- Osservare sempre le normative locali. Tutti gli installatori devono osservare i metodi di cablaggio pertinenti. Il collegamento elettrico deve essere eseguito esclusivamente da tecnici specializzati.
- Accertarsi che il cavo per il collegamento elettrico non sia danneggiato.

Riconoscimento IMI

L'inverter è dotato di un IMI/RCMU secondo UL 1741 (dispositivo di monitoraggio dell'isolamento / unità di monitoraggio correnti di guasto) integrato per inverter FV interattivi non isolati. Agisce al presentarsi di corrente di guasto a terra continua e improvviso cambiamento della corrente di guasto a terra. Questa funzionalità è in esecuzione durante il normale funzionamento.

Rilevamento della resistenza di isolamento

L'inverter dispone di un circuito di rilevamento della resistenza di isolamento/ISO, certificato in base alla norma UL 1741 per inverter FV interattivi EPS non isolati. Il rilevatore della resistenza di isolamento effettua una misurazione della resistenza a terra del sistema FV collegato prima che l'inverter si colleghi alla griglia. Se la resistenza è sotto il codice di rete, impostare valore, l'inverter attende, quindi misurare nuovamente la resistenza dopo un breve lasso di

tempo. Quando la resistenza è sopra il valore impostato dal codice di rete, l'inverter effettua un test automatico e si collega alla rete.

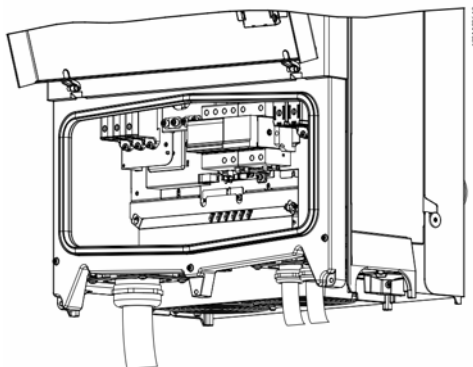


Figura 2.16 Area di installazione

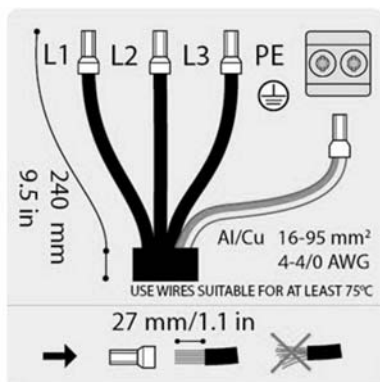


Figura 2.17 Spelingatura del cavo CA

i NOTA

Per il collegamento CA possono essere utilizzati cavi con conduttori a corda rotonda, flessibili o flessibilissimi (v. figura 2.18).

Nel caso di impiego di cavi con conduttori flessibili o flessibilissimi devono essere utilizzati puntalini per il collegamento.

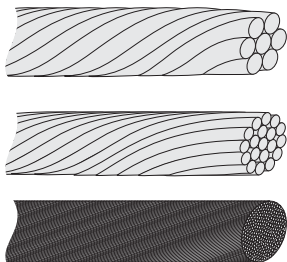


Figura 2.18 Cavo con conduttori diversi (dall'alto verso il basso):
a corda rotonda, flessibili e flessibilissimi

L'inverter STP 60 deve essere collegato solamente ad una rete trifase.

Sul cavo CA, spelare tutti e 4 fili. Il conduttore di protezione (PE) deve essere più lungo dei conduttori di rete.

1. Verificare che i valori nominali dell'inverter corrispondano alla tensione nominale.
2. Assicurarsi che l'interruttore principale sia rilasciato e adottare le precauzioni necessarie per impedire il collegamento.
3. Aprire il coperchio frontale.
4. Inserire il cavo attraverso il passacavo CA fino alla morsettieria.
5. Collegare i 3 cavi di alimentazione (L1, L2, L3) e il conduttore di terra di protezione (PE) alla morsettieria con i contrassegni rispettivi. Il conduttore di protezione (PE) è contrassegnato con il simbolo indicato nella figura 2.18.
6. Opzionale: realizzare un collegamento di messa a terra di protezione (PE) in corrispondenza dei punti di messa a terra di protezione secondari usando l'apposito bullone esterno del dispositivo, fornito in dotazione con l'inverter. V. figura 5.2.
7. Tutti i conduttori devono essere fissati correttamente con la giusta coppia. V. cap. 5.5, pag. 184



Figura 2.19 Simbolo del conduttore di protezione

⚠ AVVERTENZA

PERICOLO DI CORRENTE DI DISPERSIONE

Una insufficiente messa a terra dell'inverter può provocare lesioni gravi o mortali.

- Far verificare la correttezza della messa a terra del dispositivo da un installatore elettrico certificato.

2.7 Introduzione dei cavi

Opzioni per l'introduzione dei cavi

- Bei STP 60-10: Pressacavi (premontata)
- Con STP 60-10-US: adattatori da 2" (compresi nel contenuto della fornitura)

Se si cambiano gli adattatori per tubi da 2", accertarsi di serrare le viti nell'ordine mostrato nelle figure 2.19 e 2.20. Prima serrare tutte le viti a 0,75 Nm e poi a 2,5 Nm.

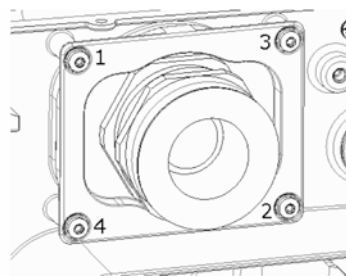


Figura 2.20 Supporto di montaggio lato CA

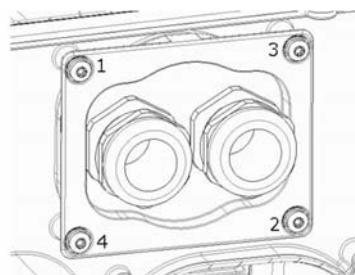


Figura 2.21 Supporto di montaggio lato CC

Morsetto	Range ¹⁾	Massima temperatura nominale del conduttore	Materiale del conduttore	Diametro del rivestimento del cavo con passacavo in dotazione
CA+PE	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	37-44 mm
FV	16-95 mm ² 6-4/0 AWG	90 °C	Al/Cu	14-21 mm

Tabella 2.1 Sezione conduttori sufficiente

¹⁾ Rispettare sempre la portata di corrente dei cavi usati.

2.8 Collegamenti Ethernet

Per collegare i cavi all'esterno, accertarsi di impiegare un cavo idoneo (v. cap. 5.7 "Dati tecnici delle interfacce di comunicazione", pag. 185). Se il cavo è molto rigido, deve essere usata una morsettieria intermedia per fare sì che ci sia un cavo più flessibile prima dell'accesso all'inverter. Nel caso di alcuni cavi potrebbe essere sufficiente togliere il rivestimento esterno alla parte del cavo che si trova dentro l'involucro dell'inverter. Questo serve a proteggere i connettori Ethernet RJ-45 montati su circuito stampato da uno stress eccessivo, che potrebbe causare danni o problemi di connessione.

Procedura:

1. Non rimuovere il connettore RJ-45 presente sul cavo Ethernet.
2. Far passare i cavi attraverso la base dell'inverter tramite i passacavi. V. figura 2.22.
3. Tagliare la rondella in gomma. Collocare la rondella nel passacavo per assicurare la tenuta corretta.
4. Inserire nel connettore Ethernet.



Figura 2.22 Inserimento del cavo attraverso il passacavo

2.9 Collegamento dell'impianto FV

2.9.1 Quadri di parallelo stringhe esterni

Le stringhe FV devono essere collegate all'ingresso CC attraverso un quadro di parallelo stringhe esterno. La cassetta di collegamento generatore collega le stringhe FV provenienti dal generatore fotovoltaico e, in presenza di idonea protezione, le difende singolarmente dalla sovracorrente.

i NOTA

È essenziale che tutte le stringhe FV collegate al quadro di parallelo CC siano in pari nel numero e nel tipo di moduli e nell'inclinazione e nell'orientamento.

i NOTA

Osservare i valori nominali corretti dei fusibili! Consultare i manuali dei produttori del modulo per informazioni sui valori nominali corretti dei fusibili delle stringhe.

Usare un voltmetro adeguato in grado di misurare fino a 1000 V CC. Verificare la polarità e la tensione massima degli array FV misurando la tensione FV a circuito aperto.

⚠ ATTENZIONE

L'inverter è protetto contro brevi inversioni di polarità. Se non viene corretta, l'inversione di polarità provoca un danno irreparabile dell'inverter e comporta il decadimento della garanzia.

- Accertare il corretto collegamento dei cavi sull'inverter affinché quest'ultimo possa immettere in rete la tensione d'ingresso CC.

L'uscita combinata del quadro di parallelo CC deve essere collegata all'ingresso CC dell'inverter STP-60.

ATTENZIONE

L'array FV è flottante, con entrambi i conduttori (+) e (-) collegati agli ingressi FV degli inverter. Nessun conduttore deve essere collegato alla terra.

È necessario un sezionatore CC sul quadro di parallelo CC o sull'inverter per una disconnessione sicura della corrente CC dall'inverter.

ATTENZIONE

FV NON deve essere collegato a terra!

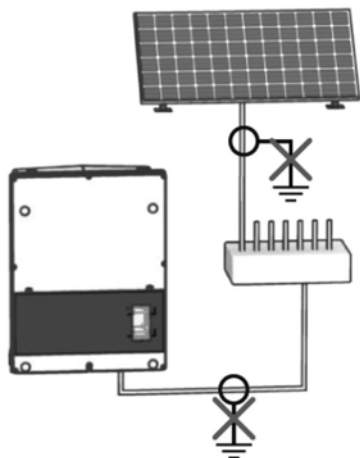


Figura 2.24 FV NON deve essere collegato a terra!

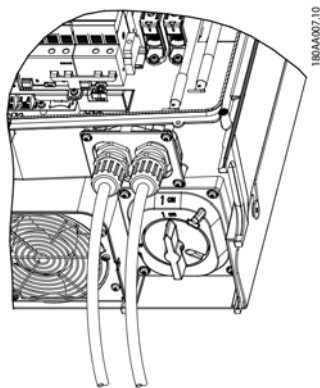


Figura 2.25 Campo di collegamento CC

NOTA

Per il collegamento CA possono essere utilizzati conduttori a corda rotonda, flessibili o flessibilissimi (v. figura 2.26).

Nel caso di impiego di cavi con conduttori flessibili o flessibilissimi devono essere utilizzati puntalini per il collegamento.

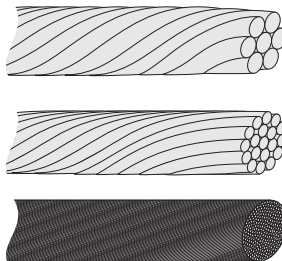


Figura 2.26 Cavo con conduttori diversi (dall'alto verso il basso): a corda rotonda, flessibili o flessibilissimi

1. Impostare su Off il sezionatore di carico FV dell'inverter e se presente anche nella cassetta di collegamento generatore.
2. Collegare il cavo FV della cassetta di collegamento all'inverter. Assicurarsi della corretta polarità, v. figura 2.27.
3. Tutti i conduttori devono essere fissati correttamente con la giusta coppia. V. cap. 5.5, pag. 184

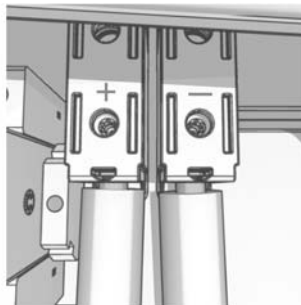


Figura 2.27 Collegamento all'ingresso FV

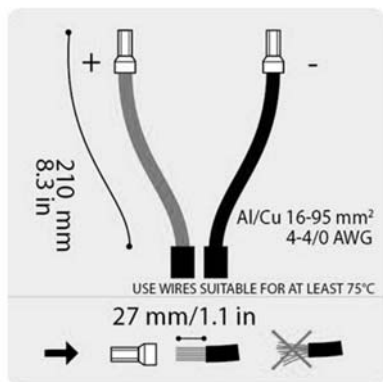


Figura 2.28 Adesivo CC

Classe di isolamento dei moduli FV

L'inverter deve essere utilizzato esclusivamente con moduli FV che corrispondono alla classe di isolamento II in conformità con la classe di applicazione A della norma IEC 61730.

Collegare solo moduli FV all'inverter. Non sono consentite altre fonti di energia.

AVVERTENZA

I moduli FV generano una tensione quando sono esposti alla luce.

2.10 Chiusura

1. Chiudere il coperchio dell'area di installazione dell'inverter. Fissare le 3 viti anteriori. V. cap. 5.5, pag. 184
2. Accendere l'alimentazione CA.

3 Setup iniziale e avviamento

3.1 Interfaccia utente

L'interfaccia utente comprende:

- Display locale, per tutte le varianti inverter. Il display locale consente le informazioni dell'inverter in stato di sola lettura. Non è possibile configurare o effettuare il setup dell'inverter STP-60 tramite il display "#" sul display spiega le modalità di funzionamento.
- Messa in servizio e manutenzione locale (LCS-Tool) LCS-Tool consente la configurazione di 1 o più inverter STP 60.

3.1.1 Modalità di funzionamento

L'inverter dispone di 5 modi di funzionamento, indicati dai LED.

Stato	LED	LED
Off grid (Non connesso alla rete pubblica)	Verde	-----
	Rosso	-----
Connecting (Modalità di connessione)	Verde	■ ■ ■ ■ ■
	Rosso	-----
On grid (Connesso alla rete pubblica)	Verde	██████████
	Rosso	-----
Internal inverter event (Evento interno dell'inverter)	Verde	■ ■ ■ ■ ■
	Rosso	-----
Fail safe (Inibizione del funzionamento)	Verde	-----
	Rosso	■ ■ ■ ■ ■

Tabella 3.1 Modi di funzionamento

Off grid (LED spenti)

#0-51

Se la rete CA non viene alimentata per oltre 10 minuti circa, l'inverter si scollega autonomamente dalla rete e si spegne. Le interfacce utente e di comunicazione rimangono alimentate per scopi di comunicazione.

Connecting (LED verde lampeggiante)

#52-53

L'inverter si avvia quando la tensione d'ingresso FV raggiunge la tensione iniziale CC. L'inverter effettua una serie di autotest interni, inclusa la misurazione della resistenza tra gli array FV e la terra. Nel frattempo monitora anche i parametri della rete di distribuzione. Quando i parametri di rete rientrano nelle specifiche previste per l'intervallo di tempo predefinito (a seconda del codice di rete), l'inverter inizia l'immissione nella rete pubblica.

On grid (LED verde acceso)

#60

L'inverter è collegato alla rete pubblica (CA) e la alimenta. L'inverter si scollega nei seguenti casi:

- L'inverter rileva condizioni anomale della rete (in funzione del codice di rete).
- Si verifica un evento interno.
- La potenza FV è insufficiente (nessuna immissione in rete per 10 minuti circa).

Internal inverter event (LED verde lampeggiante)

#54

L'inverter è in attesa di una condizione interna per essere entro i limiti (ad esempio una temperatura eccessiva) prima di essere collegato nuovamente alla rete.

Fail safe (LED rosso lampeggiante)

#70

Se rileva un errore nei propri circuiti durante l'autotest (in modalità "Connecting") o durante il funzionamento, l'inverter passa alla modalità "Fail safe" scollegandosi dalla rete pubblica. L'inverter rimarrà nella modalità di funzionamento "Fail safe" finché la potenza FV sarà mancata per almeno 10 minuti o finché l'inverter sarà stato arrestato completamente (CA+FV).

3.2 Display

**NOTA**

L'attivazione del display dopo l'accensione può richiedere un po' di tempo.

L'utente ha accesso alle informazioni relative al sistema FV e all'inverter grazie al display integrato nella parte anteriore dell'inverter.

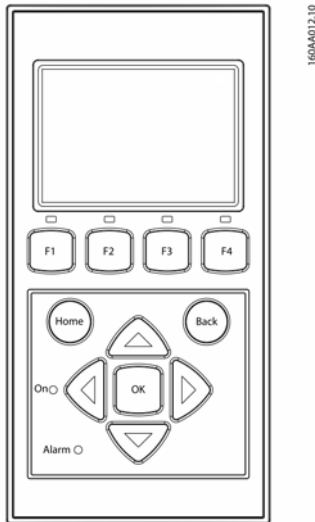


Figura 3.1 Panoramica dei pulsanti del display e relative funzioni

Tasto	Funzione
F1	Regola livello di contrasto del display. Usare il tasto freccia su/giù tenendo premuto il tasto F1.
F2	Senza funzione
F3	
F4	
Home	Torna alla schermata principale
OK	Senza funzione
Freccia in su	Una posizione in su
Freccia in giù	Una posizione in giù
Freccia a destra	Passa alla schermata a destra
Freccia a sinistra	Passa alla schermata a sinistra
Back	Torna alla schermata principale
On - LED verde	
Alarm - LED rosso	

Tabella 3.2 Panoramica dei pulsanti del display e relative funzioni

La struttura della schermata è suddivisa in diverse sezioni:

1. Schermata principale. Produzione attuale e giornaliera. Questa sezione contiene:
 - Potenza d'uscita effettiva (kW)
 - Giorno corrente del contatore energia (kWh)
 - Contatore dell'energia totale (kWh)
 - Data corrente
 - Ora corrente
 - Modalità di funzionamento (#)
2. Informazioni sull'inverter. Questa sezione contiene:
 - Tipo di inverter
 - Nome inverter
 - Numero di serie dell'inverter
 - Indirizzo IP
 - Numero di serie di SMA Inverter Manager
 - Versione firmware inverter
3. Valori effettivi. Questa sezione contiene:
 - Tensione e corrente FV
 - Tensioni da fase a fase
 - Correnti di fase
 - Frequenza di rete

3.2.1 Setup iniziale attraverso LCS-Tool

Gli inverter STP 60 e gli Inverter Manager devono essere messi in funzione tramite il tool di messa in funzione e manutenzione locale (LCS-Tool). La messa in funzione è necessaria prima che gli inverter STP 60 possano collegarsi alla rete CA e iniziare a convertire l'elettricità.

LCS-Tool permette di scegliere da un elenco di record di dati nazionali per diverse reti. I record di dati nazionali specifici per il cliente devono essere predisposti da SMA e caricati tramite LCS-Tool (v. istruzioni per l'installazione di SMA Inverter Manager / SMA Digital I/O Box / LCS-Tool).

Dopo l'installazione, verificare tutti i cavi e chiudere l'inverter.

Accendere l'alimentazione CA.

AVVERTENZA

La corretta selezione del codice di rete è essenziale per soddisfare gli standard locali e nazionali

È possibile generare file del codice di rete specifici per un cliente con impostazioni modificate (v. cap. 3.2.4).

3.2.2 Attivazione dell'interruttore del carico FV

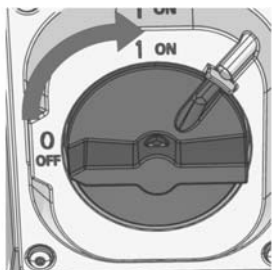


Figura 3.2 Sezionatore di carico FV

Accendere il sezionatore FV attraverso l'inverter o il quadro di parallelo stringhe.

3.2.3 Messa in servizio

L'inverter si avvia automaticamente se è disponibile un'irradiazione solare sufficiente. L'avviamento richiede pochi minuti. Durante questo periodo, l'inverter effettua un autotest.

NOTA

L'inverter è protetto contro brevi inversioni di polarità. L'inverter non genera corrente fino alla correzione dell'eventuale polarità inversa.

ATTENZIONE

Se perdura a lungo, l'inversione di polarità provoca un danno irreparabile dell'inverter e comporta quindi il decadimento della garanzia.

- Accertare il corretto collegamento dei cavi sull'inverter.

3.2.4 File del codice di rete

NOTA

Se il codice di rete desiderato non è disponibile, oppure se LCS-Tool segnala l'incompatibilità delle versioni software, il codice di rete e la libreria del software devono essere aggiornati su LCS-Tool.

È possibile generare file del codice di rete specifici per il cliente con impostazioni modificate. Contattare a questo scopo SMA Solar Technology AG.

3.2.5 Configurazione del fallback

Se la comunicazione fra inverter ed SMA Inverter Manager viene interrotta, l'inverter passa in una condizione di funzionamento precedentemente definita (fallback).

La condizione di funzionamento desiderata in caso di interruzione della comunicazione può essere attivata o configurata mediante il file del codice di rete specifico del cliente.

NOTA

Rispettare le disposizioni dell'azienda elettrica competente.

Parametro	Range di valori impostabili
Tempo di attivazione dopo l'interruzione della comunicazione	2 ... 20 s
Durata del fallback	0 ... 30 giorni
Reazione P	0% ... 100%
Reazione Q	0% ... 100%

Tabella 3.3 Parametri configurabili in caso di interruzione della comunicazione

4 Assistenza tecnica

4.1 Ricerca degli errori

Le informazioni sono organizzate in tabelle che mostrano i messaggi visualizzati in LCS-Tool, noti come eventi.

Le tabelle contengono descrizioni di eventi nonché spiegazioni di quali azioni intraprendere quando si verifica un determinato evento.

Tipo di evento	Indica se l'evento è relativo alla categoria Grid, PV, Internal o Fail safe.
ID	L'ID specifico dell'evento.
Display	Testo visualizzato nel display.
Spiegazione	Descrizione dell'evento.
Provvedimento	Descrizione del tipo di azione da intraprendere prima di contattare altre risorse.
VNB	Se l'azione prescritta non ha identificato il malfunzionamento, contattare il gestore della rete pubblica di distribuzione per ricevere assistenza.
Servizio di assistenza tecnica	Se l'azione prescritta non ha identificato il malfunzionamento, contattare il servizio di assistenza tecnica (v. cap. 6 "Contatti", pag. 187).
FV	Se l'azione prescritta non ha identificato il malfunzionamento, contattare il servizio di assistenza tecnica del costruttore dell'inverter per ulteriore assistenza.

Eventi di rete

ID	Segnalazione di stato	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di assistenza tecnica	FV
1-6		Tensione di rete troppo bassa.	Controllare la tensione e l'installazione CA. Se la tensione è zero, controllare i fusibili.	x	-	-
7-9		Media della tensione di rete troppo elevata per 10 minuti.	Controllare che l'installazione sia corretta in base alla guida all'installazione. In tal caso, richiedere un nuovo file del codice di rete con un limite di tensione maggiore o una potenza reattiva per la soppressione della tensione.	x	-	-
10-15		Tensione di rete troppo elevata.	Controllare la tensione e l'installazione CA.	x	-	-
16-18		L'inverter ha rilevato un picco di tensione sulla rete di distribuzione.	Controllare la tensione e l'installazione CA.	x	-	-
19, 22		Frequenza di rete troppo bassa o troppo elevata.	Controllare la frequenza di rete.	x	-	-
31-33		Corrente di rete CC troppo alta.	Per occorrenze giornaliere ripetute, effettuare l'analisi di rete in loco.	-	x	-

ID	Segnalazione di stato	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di FV assistenza tecnica
34-37		L'unità di monitoraggio a corrente residua (RCMU) ha misurato una corrente eccessiva.	Disinserire sia CC che CA e attendere che si spenga il display. Quindi inserire CC e CA e osservare se l'evento si ripete. Ispezione visiva di tutti i cavi e moduli FV.	-	x -
40	Rete CA non conforme	La rete CA è stato fuori intervallo per oltre 10 minuti (frequenza e/o tensione).	Controllare la frequenza di rete, la tensione di rete, la versione del software e le impostazioni del codice di rete.	x	- -
41-43		Fault Ride Through. (Capacità dell'impianto di rimanere connesso alla rete) L'inverter ha rilevato che la tensione di rete era inferiore o superiore a un certo livello.	Se questo evento viene segnalato più volte ogni giorno, effettuare l'analisi di rete in loco.		
48, 51		Frequenza di rete troppo bassa o troppo elevata.	Controllare la frequenza e l'installazione CA.	x	- -
54-56		Corrente di rete CC troppo elevata (fase 2).	Per occorrenze giornaliere ripetute, effettuare l'analisi di rete in loco.	x	- -
61		Perdita di rete, fase aperta rilevata.	Se l'evento si ripete varie volte al giorno, contattare il gestore di rete.	x	- -
62		Blackout	Se l'evento si ripete varie volte al giorno, contattare il gestore di rete.	x	- -
64-81		Tensione di rete in fase troppo bassa.	Controllare la tensione e l'installazione CA. Se la tensione è zero, controllare i fusibili.	x	- -

Tabella 4.1 Eventi di rete

Eventi FV

ID	Segnalazione di stato	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di FV assistenza tecnica SMA
103	La corrente FV è troppo alta / in attesa.	Troppi moduli FV collegati in parallelo. Dovrebbe apparire soltanto su impianti appena installati.	Controllare il numero di stringhe in parallelo e i valori nominali della corrente. È stato superato il limite di corrente? Ricollegare le stringhe in parallelo.	-	x x
115, 260	ISO FV troppo bassa	La resistenza tra la massa e FV è troppo bassa per l'avviamento dell'inverter. In questo caso l'inverter eseguirà una nuova misura dopo 10 minuti.	Effettuare un'ispezione visiva di tutti i cavi FV e dei moduli per un'installazione corretta in base alla guida all'installazione. L'evento potrebbe indicare che manca il collegamento PE.	-	x x
258	La tensione FV è troppo elevata / in attesa.	La tensione CC è troppo elevata.	Controllare che l'impianto FV e la configurazione corrispondano alle raccomandazioni nei manuali.	-	x x

ID	Segnalazione di stato	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di FV assistenza tecnica SMA	
278		Avvertenza tensione CC elevata.	Controllare che l'impianto FV e la configurazione corrispondano alle raccomandazioni nei manuali.	-	x	x

Tabella 4.2 Eventi relativi al sistema FV

Eventi interni

ID	Segnalazione di stato	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di FV assistenza tecnica SMA	
2000		La temperatura interna dell'inverter è troppo alta.	-	-	-	-
2010, 2011		È stato avviato/concluso l'aggiornamento software del computer principale.	-	-	-	-
2012 - 2018		L'aggiornamento software non è riuscito.	Avviare nuovamente l'aggiornamento software. In caso che si verificano errori durante l'aggiornamento, contattare il servizio di assistenza tecnica SMA.	-	x	-
2030		La trasmissione del codice di rete al computer principale non è andata a buon fine.	Se un evento si verifica frequentemente, contattare il servizio di assistenza tecnica.	-	x	-
2050		La connessione Ethernet è attiva.	Non è necessario nessun provvedimento. Questo errore consente ad es. di identificare cavi Ethernet guasti.	-	-	-
2051		La connessione Ethernet è scollegata.	Non è necessario nessun provvedimento. Questo errore consente ad es. di identificare cavi Ethernet guasti.	-	-	-
2052, 2053		La trasmissione del codice di rete di Inverter Manager all'inverter STP 60-10 è stato avviato/concluso.	-	-	-	-
2054		La trasmissione del codice di rete di SMA Inverter Manager all'inverter STP 60-10 non è andata a buon fine.	Se questo evento si verifica frequentemente, contattare il servizio di assistenza tecnica.	-	-	-
2055	Fallback attivato	L'inverter è passato alla modalità di fallback dopo l'interruzione della comunicazione con SMA Inverter Manager.	-	-	-	-

ID	Segnalazione di stato	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di FV assistenza tecnica SMA
2056	Fallback concluso	L'inverter è ritornato alla condizione di funzionamento normale dopo essersi trovato in modalità di fallback a causa di un problema di comunicazione con SMA Inverter Manager.		-	-

Tabella 4.3 Eventi interni

Eventi interni

ID	Segnalazione di stato	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di FV assistenza tecnica SMA
201-208		La temperatura interna dell'inverter è troppo elevata.	Controllare che l'inverter non sia coperto da oggetti o polvere e che i canali di aerazione non siano ostruiti o intasati.	-	x
209, 210		La tensione sul bus CC è troppo elevata.	Se l'evento persiste, resettare l'inverter scollegando CC e CA usando i connettori. Se l'evento si ripete, controllare la tensione massima FV tramite il display per verificare se è superiore ai limiti.	-	x
211	Numero di giri ventola troppo basso	La velocità della ventola è troppo bassa.	Controllare se la ventola dell'inverter è bloccata.	-	x
213-215		Errore interno. La tensione misurata a monte e a valle del relè differisce troppo.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x
216-218		La corrente misurata sul lato CA è troppo elevata.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x
219-221		Errore interno. La tensione misurata a monte e a valle del relè differisce troppo.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x
225-240, 275		Guasto nella memoria/EEPROM.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x
241, 242, 245, 249		Errore di comunicazione interno	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x
248		Errore CPU interno.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x
252-254		La corrente misurata sul lato CA è troppo elevata.	Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x
243, 263		Errore interno.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x
279		Errore del sensore di temperatura	Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x

ID	Segnalazione di stato	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di FV assistenza tecnica SMA
280		Timeout autotest 24 ore. L'autotest deve essere eseguito almeno una volta ogni 24 ore.	Nessuna.	-	-
281		Troppi eventi RCMU durante le passate 24 ore. Sono consentiti in 24 ore solo 4 tentativi di riconnessione automatici dopo l'evento 34. L'inverter tenta automaticamente di ricollegarsi dopo un certo periodo di tempo.	Attendere fino a 24 ore. Se si verifica anche l'evento 34, seguire l'azione per l'evento 34.	-	x
282		Impostazioni del codice di rete non valide.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiedere all'Assistenza di generare un nuovo file del codice di rete o rifelezionare un codice di rete standard.	-	x
283		Errore comando di gate.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x
323		Errore ventola interna. La massima potenza di uscita è stata ridotta.	Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x

Tabella 4.4 Eventi interni

Eventi causati dall'autotest

ID	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di FV assistenza tecnica SMA
100	La corrente di ingresso FV è negativa. Errore del sensore.	Controllare la polarità dell'installazione FV. Se è corretta, chiamare il servizio di assistenza tecnica.	-	x
264, 266	Test del circuito di misura fallito.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x
272	Test del circuito di misura fallito. L'inverter continua a funzionare senza protezione da sovratensioni.	Sostituire il dispositivo di protezione da sovratensioni FV. V. le istruzioni per la sostituzione dell'SPD per i dettagli.	-	x
273	Errore del dispositivo di protezione da sovratensioni di rete CA. L'inverter continua a funzionare senza protezione da sovratensioni.	Sostituire il dispositivo di protezione da sovratensioni FV. V. le istruzioni per la sostituzione dell'SPD per i dettagli.	-	x
274	Stato del dispositivo di protezione da sovratensioni sconosciuto.	Riavviare l'inverter. Se l'evento persiste, chiamare l'assistenza.	-	x
350-352	Autotest dell'unità di monitoraggio correnti di guasto (RCMU) fallito.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x
353	Test sensore di corrente fallito.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x

ID	Spiegazione	Provvedimento	VNB	Servizio di FV assistenza tecnica SMA	
356-361	Il test del transistor e dei relè è fallito oppure si è guastato il relè dell'inverter (con la premessa che il contatto fosse saldato).	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x	-
366	Autotest dell'unità di monitoraggio correnti di guasto (RCMU) fallito.	Contattare il Servizio di assistenza tecnica.	-	x	-

Tabella 4. 5 Eventi causati dall'autotest

4.2 Manutenzione

Assicurarsi che il dissipatore di calore sul lato posteriore dell'inverter non sia coperto.

Pulire i contatti del sezionatore FV una volta all'anno. Pulire commutando l'interruttore sulle posizioni on e off per 10 volte. Il sezionatore FV è collocato alla base dell'inverter.

Per un funzionamento corretto e una lunga durata in servizio, assicurare una libera circolazione dell'aria:

- intorno al dissipatore di calore sul lato superiore
- verso la ventola alla base dell'inverter.

Per togliere le ostruzioni, pulire usando aria compressa, un panno morbido oppure una spazzola.

⚠ AVVERTENZA

La temperatura del dissipatore di calore può superare i 70 °C.

5 Dati tecnici

5.1 Specifiche

Parametro	STP 60-10
CA	
Potenza apparente nominale ¹⁾	60000 VA
Potenza attiva nominale ²⁾	60000 W
Range di potenza reattiva ¹⁾	0 ... 60000 VAR
Tensione nominale CA (range di tensione)	3P + PE (WYE) / 400 V ... 480 V (±10%)
Sistemi di terra supportati	TT, TN
Corrente CA nominale	3 x 87 A
Corrente max CA	3 x 87 A (3 x 72 A a 480 V)
Fattore di distorsione CA (THD alla potenza di uscita nominale)	< 1%
Corrente di inserzione	9,2 A/5 ms
Corrente di guasto massima	Valore effettivo 49,8 A su 3 periodi
Fattore di potenza standard	> 0,99 a potenza nominale
Fattore di sfasamento	0 sovraeccitato ... 0 sottoeccitato
Consumo di energia in standby (solo comunicazione)	3 W
Frequenza di rete (range)	50 Hz / 60 Hz (±10%)
CC	
Range di tensione d'ingresso (a 400 V ^{CA} / a 480 VCA)	565 V ... 1000 V / 680 V ... 1000 V
Tensione nominale CC (a 400 VCA / a 480 VCA)	630 V / 710 V
Range di tensione MPP (a 400 VCC / a 480 VCC)	570 V ... 800 V / 685 V ... 800 V
Tensione d'ingresso iniziale (a 400 VCC / a 480 VCC)	600 V / 720 V
Tensione d'ingresso max	1000 V
Potenza minima sulla rete	100 W
Corrente d'ingresso max / corrente di cortocircuito max	110 A / 150 A
Numero di ingressi MPP indipendenti / stringhe per ingresso MPP	1/1 (suddivisione mediante cassette di collegamento generatore esterne)
Categorie di sovratensione	CA: Categoria di sovratensione III (OVC III) FV: Categoria di sovratensione II (OVC II)
Grado di rendimento	
Grado di rendimento europeo max	98,8%
Grado di rendimento europeo a 630 VCC	98,3%
Grado di rendimento CEC max (a 400 VCA / a 480 VCA)	98,0% / 98,5%
Grado di rendimento inseguimento MPP, statico	99,9%

Parametro	STP 60-10
Involucro	
Dimensioni (A x L x P)	740 × 570 × 300 mm (29 × 22,5 × 12")
Peso	75 kg (165 lbs) ³⁾
Livello di rumorosità	58 dB(A) (tipica)

Tabella 5.1 Specifiche

¹⁾ Alla tensione di rete nominale.

²⁾ Alla tensione di rete nominale, $\cos \varphi = 1$.

³⁾ In funzione delle opzioni installate.

⁴⁾ In tutte le condizioni.

Parametro	Serie STP 60
Classe di isolamento (secondo IEC 62109-1)	I
Elettrica	
Sicurezza elettrica	<ul style="list-style-type: none"> • IEC 62109-1/IEC 62109-2 (classe I, messo a terra; parte di comunicazione classe II, PELV) • UL 1741 con inverter FV interattivi EPS non isolati • IEEE 1547
Funzionale	
Sicurezza funzionale	<ul style="list-style-type: none"> • Monitoraggio di tensione e frequenza • Monitoraggio della quota di corrente continua nella corrente alternata • Monitoraggio della resistenza di isolamento • Monitoraggio della corrente residua • UL1998
Rilevamento rete ad isola / blackout	<ul style="list-style-type: none"> • Spostamento attivo della frequenza • Scollegamento • Monitoraggio trifase • ROCOF/SFS
Compatibilità RCD ¹⁾	Tipo B, 600 mA

Tabella 5.2 Specifiche di sicurezza

¹⁾ A seconda delle normative locali.

5.2 Impostazioni di scollegamento

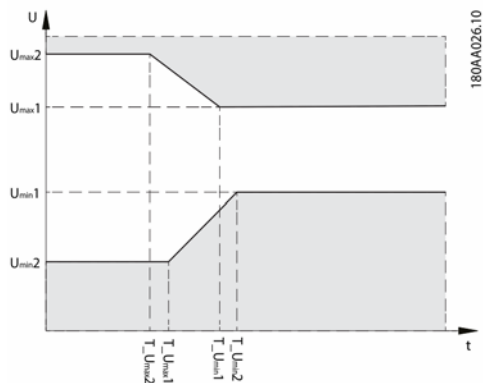


Figura 5.1 Interruzione per sovratensione e sottotensione

Potenza nominale rete		Umin2 [V]	T_Umin2 [s]	Umin1 [V]	T_Umin1 [s]	Umax1 [V]	T_Umax1 [s]	Umax2 [V]	T_Umax2 [s]
Tensione nominale: 400 V	Standard	200,00	0,16	352,00	2,00	440,00	1,00	480,00	0,16
	Range	160-240	0.1-3.0	300-380	0.5-3.0	420-480	0.5-3.0	440-520	0.1-3.0
Tensione nominale: 480 V	Standard	240,00	0,16	423,00	2,00	528,00	1,00	576,00	0,16
	Range	192-288	0.1-3.0	360-456	0.5-3.0	504-576	0.5-3.0	528-624	0.1-3.0

Tabelle 5.3 Livelli di scatto della tensione e tempi di scatto predefiniti

	Fmin2 [Hz]	T_Fmin2 [s]	Fmin1 [Hz]	T_Fmin1 [s]	Fmax1 [Hz]	T_Fmax1 [s]	Fmax2 [Hz]	T_Fmax2 [s]
Standard	57,00	0,16	59,30	10,00	60,50	0,16	-	-
Range	56.5-57.5	0.1-3.0	57.0-59.8	0.16-300	60.1-60.9	0.16-3.0	60.1-61.0	0.1-3.0

Tabelle 5.4 Livelli di scatto di frequenza e tempi di scatto predefiniti

NOTA

I valori si applicano solo a IEEE 1547.

5.3 Conformità

Norme internazionali	Serie STP 60
Grado di rendimento	Grado di rendimento EU, norma: EN 50530 Grado di rendimento CEC, standard: direttiva CEC Procedura di prova: Protocollo del test di prestazione per valutare gli inverter usati nei sistemi fotovoltaici collegati alla rete (bozza) del 1° marzo 2005
Direttiva CE sulla bassa tensione	2006/95/CE
Direttiva CE sulla compatibilità elettromagnetica	2004/108/CE
Sicurezza	IEC 62109-1 / IEC 62109-2 UL 1741 UL 508i
Sicurezza funzionale	IEC 62109-2 UL 1741 / IEEE 1547
CEM, immunità alle interferenze	EN 61000-6-1 EN 61000-6-2
CEM, interferenza elettromagnetica	EN 61000-6-3 EN 61000-6-4 CISPR 11 classe B FCC parte 15
Correnti armoniche	EN 61000-3-12
CE	Sì
Caratteristiche della rete di approvvigionamento	IEC 61727 EN 50160 IEEE 1547 UI

Tabella 5.5 Conformità alle norme internazionali

Approvazioni e certificati sono disponibili nell'area
Download del sito www.SMA-Solar.com.

5.4 Condizioni di installazione

Parametro	Specifica
Range di temperature di funzionamento	-25 °C ... 60 °C (-13 °F ... 140 °F)*
Temperatura di stoccaggio	-40 °C ... 60 °C
Umidità relativa	5% ... 95% (non condensante)
Grado di inquinamento	PD2
Categoria ambientale IEC62109-1	Esterni, bagnato(v. dettaglio cap. 2, pag. 162)
Classe ambientale secondo IEC 60721-3-4	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Sistema di raffreddamento	Forzato
Qualità dell'aria - generale	ISA S71.04-1985 Classe G3 (con 75% rF)
Qualità dell'aria - Zone costiere, fortemente industrializzate e agricole	Deve essere misurato e classificato secondo ISA S71.04-1985: G3 (con 75% rF)
Vibrazioni	< 1G
Grado di protezione IP dell'involucro	IP65
Tipo di cassa UL 50E	NEMA 3R
Altitudine operativa max (s.l.m.)	2000 m (6500 ft) sul livello del mare (a partire da un'altitudine di 1000 m è possibile una riduzione di potenza).**
Installazione	Evitare un contatto continuo con acqua. Evitare l'irraggiamento solare diretto. Assicurare una ventilazione adeguata. Montare su una superficie non infiammabile. Montare in posizione eretta su una superficie verticale. Prevenire la formazione di polvere e di gas ammoniacali.

* Possibile riduzione della potenza oltre i 45 °C (113 °F); per maggiori informazioni v. informazione tecnica "Gradi di rendimento e derating"

** Le installazioni ad altitudine > 2000 m sono possibili su richiesta, contattare SMA Solar Technology AG.

Tabella 5.6 Condizioni di installazione

5.5 Specifiche di coppia

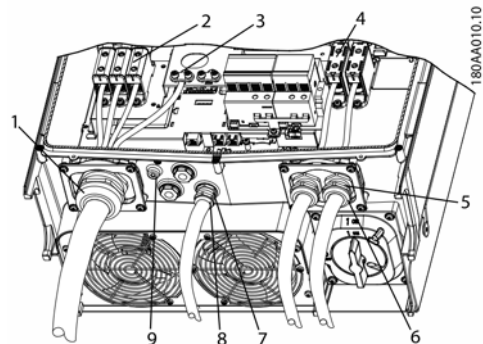


Figura 5.2 Panoramica dell'inverter con indicazioni di coppia

Parametro	Utensile	Coppia
1 Pressacavo M63	Chiave per dadi 65/68 mm	6 Nm (53 lbf/in)
2 Morsetti sul collegamento CA	TX 30	14 Nm (124 lbf/in)
3 Conduttore di protezione primario (conduttore di protezione secondario a destra)	TX 30	3,9 Nm (35 lbf/in)
4 Morsetto al collegamento CC	TX 30	14 Nm (124 lbf/in)
5 Pressacavo M32	Chiave per dadi 36 mm	6 Nm (53 lbf/in)
6 Dado a risvolto per pressacavo M32	Chiave per dadi 36 mm	1,8 Nm (16 lbf/in)
7 Pressacavo M25	Chiave per dadi 33 mm	10 Nm (89 lbf/in)
8 Dado a risvolto per pressacavo M25	Chiave per dadi 33 mm	1,8 Nm (16 lbf/in)
9 M6 messa a terra dispositivi (morsetto di collegamento equipotenziale)	TX 20	3,9 Nm (35 lbf/in)
Viti anteriori (non raffigurato)	TX 30	1,5 Nm (13 lbf/in)

Tabella 5.7 Specifiche della coppia di serraggio

⚠ ATTENZIONE

Se i tappi ciechi vengono rimossi - v. (7) nella figura 5.2 - usare raccordi di classe 3, 3S, 4, 4X, 6 e 6P.

5.6 Specifiche dei fusibili di rete

Parametro	Specifica
Corrente dell'inverter max, I_{cmax}	87 A
Tipo di fusibile consigliato tipo gL/gG (IEC 60269-1)	100-125 A
Fusibile consigliato classe T (UL/USA)	125 A
Interruttore automatico (MCB) raccomandato, tipo B o C	125 A
Grandezza massima del fusibile	125 A

Tabella 5.8 Specifiche dei fusibili di rete



NOTA

Osservare le normative locali.

5.7 Dati tecnici delle interfacce di comunicazione

Interfaccia	Parametro	Dettagli del parametro	Specifica
Ethernet	Cavo	Diametro della guaina (\varnothing)	2 x 5-7 mm
		Tipo di cavo	Cavo STP (Shielded Twisted Pair, CAT 5e oder SFTP CAT 5e) ¹⁾
		Impedenza caratteristica del cavo	100 Ω - 120 Ω
	Connettori RJ-45: 2 RJ-45 per Ethernet	Sezione conduttore	24-26 AWG (in funzione del connettore RJ-45)
		Terminazione schermatura cavo	Mediante connettore RJ-45
	Isolamento galvanico dell'interfaccia		Sì, 500 Veff
	Protezione contro il contatto diretto	Isolamento doppio/rinforzato	Sì
	Protezione contro i cortocircuiti		Sì
	Comunicazione	Topologia della rete	Collegamento a stella, ad anello e a cascata
	Cavo	Lunghezza max del cavo max tra 2 inverter	100 m (328 ft)
Numero di inverter max	Per ogni SMA Inverter Manager	42	

Tabella 5.9 Dati tecnici delle interfacce di comunicazione

¹⁾ (v. cap. 2.8 "Collegamenti Ethernet", pag. 168)

5.8 Collegamenti Ethernet

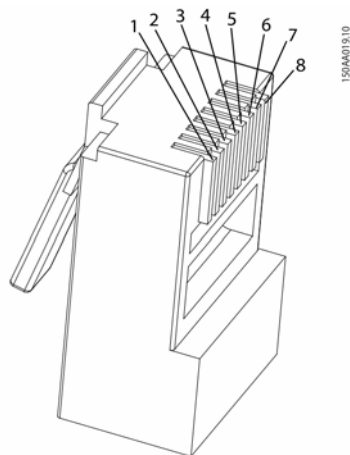


Figura 5.4 Assegnazione dei PIN del connettore RJ-45 per il collegamento Ethernet

Assegnazione dei PIN per il collegamento Ethernet	Colore standard	
	Cat. 5 T-568A	Cat. 5 T-568B
1. RX+	Verde/bianco	Arancione/bianco
2. RX	Verde	Arancione
3. TX+	Arancione/bianco	Verde/bianco
4.	Blu	Blu
5.	Blu/bianco	Blu/bianco
6. TX-	Arancione6,	Verde
7.	Marrone/bianco	Marrone/bianco
8.	Marrone	Marrone

5.8.1 Topologia della rete

L'inverter possiede 2 prese Ethernet RJ-45 che consentono la connessione di vari inverter in una topologia lineare (alternativa alla tipica topologia a stella).

i NOTA

La topologia ad anello (C nella figura 5.5) è consentita solo se è realizzata con uno switch Ethernet che supporta lo spanning tree.

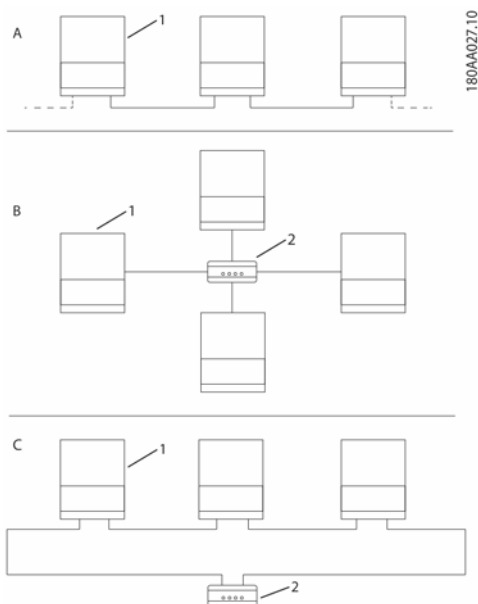


Figura 5.5 Topologia della rete

A	Catena lineare
B	Topologia a stella
C	Topologia ad anello (solo in caso di ricorso allo spanning tree)
1	Sunny Tripower 60
2	Switch Ethernet

Lo stato dei LED accanto all'interfaccia Ethernet è spiegato nella tabella 5.12. Sono presenti 2 LED per ogni interfaccia.

Stato	LED giallo	LED verde
Off	Velocità di connessione 10 MBit/s	Nessun link
On	Velocità di connessione 100 MBit/s	Link
Lampeggiante	-	Attività

Tabella 5.12 Stato del LED

6 Contatti

In caso di problemi tecnici con i nostri prodotti si prega di rivolgersi al Servizio di assistenza tecnica SMA. Per poter essere d'aiuto, necessitiamo dei seguenti dati:

- Tipo di inverter
- Numero di serie dell'inverter
- Versione firmware dell'inverter
- Eventuali impostazioni nazionali specifiche dell'inverter
- Tipo e numero dei moduli FV collegati
- Luogo e altitudine di montaggio dell'inverter
- Messaggio sul display

Danmark	SMA Solar Technology AG	Belgien	SMA Benelux BVBA/SPRL
Deutschland	Niestetal	Belgique	Mechelen
Österreich	SMA Online Service Center: www.SMA.de/Service	België	+32 15 286 730
Schweiz	Sunny Boy, Sunny Mini Central, Sunny Tripower: +49 561 9522-1499	Luxemburg	
	Monitoring Systems (Kommunikationsprodukte): +49 561 9522-2499	Luxembourg	
	Fuel Save Controller (PV-Diesel Hybridsysteme): +49 561 9522-3199	Nederland	
	Sunny Island, Sunny Backup, Hydro Boy: +49 561 9522-399	Česko	SMA Central & Eastern
	Sunny Central: +49 561 9522-299	Magyarország	Europe s.r.o.
		Polska	Praha
		România	+420 235 010 417
		Slovensko	
		Ελλάδα	SMA Hellas AE
		Κύπρος	Αθήνα
			+30 210 9856666
España	SMA Ibérica Tecnología Solar, S.L.U.	France	SMA France S.A.S.
Portugal	Barcelona		Lyon
	+34 935 63 50 99		+33 472 22 97 00
Italia	SMA Italia S.r.l.	United Kingdom	SMA Solar UK Ltd.
	Milano		Milton Keynes
	+39 02 8934-7299		+44 1908 304899
United Arab Emirates	SMA Middle East LLC	India	SMA Solar India Pvt. Ltd.
	Abu Dhabi		Mumbai
	+971 2 234-6177		+91 22 61713888

대한민국	SMA Technology Korea Co., Ltd. 서울 +82-2-520-2666	ประเทศไทย	SMA Solar (Thailand) Co., Ltd. กรุงเทพฯ +66 2 670 6999
South Africa	SMA Solar Technology South Africa Pty Ltd. Cape Town 08600SUNNY (78669) International: +27 (0)21 826 0600	Argentina Brasil Chile Perú	SMA South America SPA Santiago +562 2820 2101
Australia	SMA Australia Pty Ltd. Sydney Toll free for Australia: 1 800 SMA AUS (1 800 762 287) International: +61 2 9491 4200	Other countries	International SMA Service Line Niestetal Toll free worldwide: 00800 SMA SERVICE (+800 762 7378423)

SMA Solar Technology

www.SMA-Solar.com



139R0102

