

## Memoria técnica descriptiva de sistema fotovoltaico interconectado a la red “Rancho Neptuno”, Puerto Escondido, Oaxaca.



43A Rancho Neptuno, Puerto Escondido, Oaxaca.  
09.04.2023



## OBJETIVO

Fundamentar normativa y técnicamente la selección y cálculo de componentes que conforman la instalación de un sistema fotovoltaico interconectado a la red con capacidad de generación de 30 kW, salvaguardando en todo momento la seguridad del inmueble, de los equipos y componentes y sobre todo de las personas que se encuentran operando en el inmueble.

Los cálculos ejecutados en esta memoria técnica tienen como característica principal el hecho de que están basados en la NOM-001-SEDE-2012 y su numeral **4.4.1.8.**

## GENERALIDADES

Las especificaciones aquí descritas forman parte del diseño del proyecto general que, en conjunto con los planos eléctricos, diagramas unifilares, fichas técnicas y certificados de equipos, abarcan todas las características técnicas eléctricas involucradas con la ejecución del proyecto.

## INFORMACIÓN GENERAL DEL PROYECTO

La siguiente central de generación fotovoltaica interconectada a la red fue diseñada y calculada para el usuario con dirección en 43A Rancho Neptuno, Puerto Escondido, Oaxaca y tiene las siguientes características:

- **Capacidad de generación:** 30 kW (2 inversores de 15 kW).
- **Potencia instalada:** 33 kWp (60 módulos fotovoltaicos).
- **Modelo y marca del inversor:** SYMO 15.0-3 208, FRONIUS.
- **Modelo y marca de los módulos fotovoltaicos:** CS6W-550MS, Canadian Solar.
- **Ubicación:** 43A Rancho Neptuno, Puerto Escondido, Oaxaca.



## DIMENSIONAMIENTO

### 1. CÁLCULO DE LOS VOLTAJES MÁXIMOS Y MÍNIMOS EN LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

#### DATOS ELÉCTRICOS | STC\*

CS6W	525MS	530MS	535MS	540MS	545MS	550MS
Potencia nominal máx. (Pmax)	525 W	530 W	535 W	540 W	545 W	550 W
Voltaje de operación ópt. (Vmp)	40,7 V	40,9 V	41,1 V	41,3 V	41,5 V	41,7 V
Corriente de operación ópt. (Imp)	12,90 A	12,96 A	13,02 A	13,08 A	13,14 A	13,20 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	48,6 V	48,8 V	49,0 V	49,2 V	49,4 V	49,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	13,75 A	13,80 A	13,85 A	13,90 A	13,95 A	14,00 A
Eficiencia del módulo	20,5%	20,7%	20,9%	21,1%	21,3%	21,5%

Imagen 1 – Datos técnicos del módulo a utilizar

#### CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificación	Datos
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0,34 %/°C
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0,26 %/°C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0,05%/°C
Temperatura de operación nominal del módulo	42 ± 3 °C

Imagen 2 – Coeficientes de temperatura del módulo a utilizar

Temperatura mínima del lugar: 0°C    Temperatura máxima del lugar: 50°C

**NOTA:** Los datos de la temperatura mínima y máxima son obtenidos de la base de datos oficial de la **CONAGUA**.



00020303  
TONAMEGA, SANTA MARIA TO

TEMPERATURA MÁXIMA

Mes	Año	Nº	m.	Valor	Fecha	Se ha	Valor	Fecha	Se ha	Valor	Desv.
Inicio	Fin	Años	Máximo	Máxima	Repetido	Mínimo	Mínima	Repetido	Medio	Estándar	
Ene	1981	2018	30	44.0	1981-01-05	No	25.0	1989-01-14	S	31.8	2.4
Feb	1981	2018	31	39.0	1986-02-04	S	15.0	2000-02-04	No	32.1	3.6
Mar	1982	2018	31	39.0	2016-03-04	S	25.0	1983-03-13	No	32.8	2.4
Abr	1981	2018	32	40.0	2016-04-11	No	27.0	2012-04-03	S	33.7	2.3
May	1980	2018	34	50.0	1980-05-24	No	25.0	1986-05-31	S	34.0	2.6
Jun	1980	2018	31	40.0	1980-06-06	S	23.0	2008-06-08	No	32.3	2.8
Jul	1980	2018	30	41.0	1980-07-08	S	22.0	2011-07-16	No	32.4	2.8
Ago	1980	2018	33	38.0	1991-08-23	S	22.0	2010-08-15	No	32.0	3.0
Sep	1980	2018	33	39.5	2009-09-07	No	21.0	2013-09-13	No	31.4	3.0
Oct	1980	2018	33	39.0	1981-10-21	S	22.0	1995-10-30	No	31.9	2.6
Nov	1980	2018	31	44.0	1981-11-19	No	24.0	1980-11-21	No	32.2	2.6
Dic	1980	2018	31	42.0	1981-12-11	S	21.0	2009-12-20	No	32.1	2.6

TEMPERATURA MÍNIMA

Mes	Año	Nº	m.	Valor	Fecha	Se ha	Valor	Fecha	Se ha	Valor	Desv.
Inicio	Fin	Años	Máximo	Máxima	Repetido	Mínimo	Mínima	Repetido	Medio	Estándar	
Ene	1981	2018	30	25.5	1981-01-01	S	9.0	2008-01-29	No	14.9	2.6
Feb	1981	2018	31	22.0	1982-02-26	No	0.0	1981-02-01	No	15.2	2.6
Mar	1982	2018	31	22.0	1982-03-30	S	8.0	2005-03-26	S	16.0	2.6
Abr	1981	2018	32	28.0	1981-04-29	S	10.0	2011-04-01	S	17.8	2.7
May	1980	2018	34	32.0	1980-05-23	No	11.5	2013-05-01	No	20.0	2.9
Jun	1980	2018	31	30.0	1980-06-12	S	11.0	1991-06-16	S	20.6	2.4
Jul	1980	2018	30	30.0	1980-07-23	S	15.0	2007-07-18	No	20.3	2.0
Ago	1980	2018	33	28.0	1980-08-26	S	15.0	1981-08-16	No	20.0	1.8
Sep	1980	2018	33	24.0	1983-09-03	S	13.0	1987-09-10	No	20.0	1.8
Oct	1980	2018	33	26.0	1980-10-19	No	10.0	1995-10-30	No	19.3	2.0
Nov	1980	2018	31	23.0	1981-11-09	S	9.0	2010-11-07	No	17.6	2.4
Dic	1980	2018	31	28.0	1980-12-15	No	9.0	2010-12-08	S	16.0	2.7

Imagen 3. Temperaturas máximas y mínimas de la base de datos de CONAGUA.

DATOS:

**Voc = 49.6 V      Vmp = 41.7 V**

**Coefficientes de temperatura Voc: -0.26%/C**

**Coefficiente de temperatura Vmp: -0.34%/C**

**Cculo de la tensión máxima 690-7 a) 1)**

$$V_{OC\ max} = V_{OC} + [(T_{min} - 25^C) \times (C_T \times V_{OC})]$$

$$V_{OC\ max} = 49.6\ V + [(0^C - 25^C) \times (-0.26\ \frac{\%}{C} \times 49.6\ V)]$$

$$V_{OC\ max} = 52.82\ V$$

**Cculo de la tensión mínima**

$$V_{MP\ min} = V_{MP} + [(T_{max} + A_{temp} - 25^C) \times C_T \times V_{MP}]$$

$$V_{MP\ min} = 41.7\ V + [(50^C + 30^C - 25^C) \times (-0.34\ \frac{\%}{C} \times 41.7\ V)]$$

$$V_{MP\ min} = 33.90\ V$$

## 2. CÁLCULO DE LA CORRIENTE MÁXIMA DEL CIRCUITO DE FUENTE FOTOVOLTAICA

Con base en **690-8 a) 1)**, la corriente máxima de un circuito de fuente fotovoltaica, es determinada de la siguiente manera:

$$I_{max} = 1.25 \times I_{SC}$$

Sustituyendo la corriente de cortocircuito con la indicada en placa de datos:



$$I_{max} = 1.25 \times 14 \text{ A}$$

$$I_{max} = 17.5 \text{ A}$$

### 3. RATIO O RELACIÓN CD/CA Y SELECCIÓN DE LOS INVERSORES

Como recomendación general, se sugiere tener una potencia de CD entre 110% y 130% respecto a la potencia del inversor en CA.

Con base en la anterior sentencia, se determina la potencia del o los inversores de interconexión:

$$\text{Potencia de los inversores} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Relación CD/CA}} = \frac{30 \text{ módulos} \times 550 \text{ Wp}}{1.1} = 30 \text{ kW}$$

Tomando en cuenta esta relación CD/CA que optimiza la operación del inversor, se opta por el uso de 2 inversores de la marca Fronius modelo SYMO LITE 15.0-3.

Adicionalmente, se revisó la potencia FV máxima que se puede conectar a la entrada de este inversor.

#### DATOS TÉCNICOS

DATOS DE ENTRADA CD	SYMO 15.0-3 208
Potencia FV Recomendada (kWp)	12.0 - 19.5
Máxima corriente de entrada nominal (MPPT1/MPPT2)	50.0 A
Máxima corriente (MPPT1 + MPPT2)	50.0 A
Máxima corriente de entrada admisible (MPPT1/MPPT2)	75.0 A
Rango de tensión de operación	325 - 1000 V
Máxima tensión de entrada	1000 V
Tensión nominal de entrada	325 V
Tamaño de conductor admisible de CD	AWG 14 - AWG 6
Rango de tensión MPP	325 V - 850 V
Número de MPPT	1

Imagen 4 – Datos de entrada del inversor de interconexión

Como se puede observar, la potencia FV máxima que el inversor Fronius modelo SYMO LITE 15.0-3 puede soportar es de 19.5 kWp, cada uno es decir por los dos serían 39 kWp, por lo que la potencia de los módulos fotovoltaicos (33 kWp) se distribuirá en el equipo.

Con la finalidad de mantener el inversor operando de manera eficiente se buscará mantener una relación CD/CA superior al 100%.



Relación = 1.1

$$PFV \text{ por Inversor} = 15 \text{ kW} \times 1.1 = 16.5 \text{ kWp}$$

$$\text{Módulos por inversor} = \frac{16.5 \text{ kWp}}{0.55 \text{ kWp}} = 30 \text{ módulos}$$

Por cuestiones de diseño, la distribución de los módulos fotovoltaicos con los inversores se muestra en la siguiente tabla:

Inversor	Número de módulos	Potencia (kWp)
1	30	16.5
2	30	16.5

#### 4. DISTRIBUCIÓN Y FORMACIÓN DE CIRCUITOS DE FUENTE FOTOVOLTAICA

Este modelo de inversores cuenta con 1 seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) cada uno de estos con 1 entrada, por lo que puede recibir una totalidad de 1 cadenas de módulos.

Para el inversor 1 con 30 módulos :

$$\# \text{ Módulos por MPPT} = \frac{30 \text{ módulos}}{1 \text{ MPPT}} = 30 \text{ módulos}$$

Para el inversor 2 con 30 módulos :

$$\# \text{ Módulos por MPPT} = \frac{30 \text{ módulos}}{1 \text{ MPPT}} = 30 \text{ módulos}$$

Con este cálculo se define que los inversores del 1 al 2 tendrán en el MPPT 30 un total de 30 módulos.

	MPPT 1
<i>Inversor 1</i>	30
<i>Inversor 2</i>	30

**NOTA:** Cada MPPT en el inversor soporta una corriente de corto circuito de 75 A, por lo que al conectarle una corriente máxima de 35 A, se encuentra dentro del rango aceptable.



## DATOS TÉCNICOS

DATOS DE ENTRADA CD	SYMO 15.0-3 208
Potencia FV Recomendada (kWp)	12.0 - 19.5
Máxima corriente de entrada nominal (MPPT1/MPPT2)	50.0 A
Máxima corriente (MPPT1 + MPPT2)	50.0 A
Máxima corriente de entrada admisible (MPPT1/MPPT2)	75.0 A
Rango de tensión de operación	325 - 1000 V
Máxima tensión de entrada	1000 V
Tensión nominal de entrada	325 V
Tamaño de conductor admisible de CD	AWG 14 - AWG 6
Rango de tensión MPP	325 V - 850 V
Número de MPPT	1

Imagen 5 – Características de entrada del inversor

Conociendo el Voc máximo a la mínima temperatura esperada y el Vmp mínimo con la mayor temperatura esperada, se puede calcular el voltaje máximo y mínimo de módulos por inversor. El inversor tiene como característica eléctrica la capacidad de aceptar hasta 850 V<sub>CD</sub>. El número máximo de módulos en cada cadena será:

$$\# \text{ módulos} = \frac{V \text{ máximo de entrada del inversor}}{V_{oc} \text{ máximo del módulo}}$$

$$\# \text{ módulos} = \frac{850 V}{52.82 V}$$

$$\# \text{ módulos} = 16.09 \text{ módulos} = 16 \text{ módulos}$$

Número mínimo de módulos conectados en serie:

$$\# \text{ módulos} = \frac{V \text{ de arranque por MPPT del inversor}}{V_{MP} \text{ mínimo del módulo}}$$

$$\# \text{ módulos} = \frac{325 V}{33.90 V}$$

$$\# \text{ módulos} = 9.58 = 10 \text{ módulos}$$

Esto quiere decir que cada MPPT acepta perfectamente el voltaje del módulo que se le conectará tanto en sus rangos mínimos y máximos.



A continuación, un resumen de los circuitos fotovoltaicos:

Inversor	MPPT/Entrada	Número de módulos	Voc máximo	I máx (690-8)	Potencia FV
1 y 2	MPPT 1	30	792.30 V	35 A	16,500 Wp

## 5. CÁLCULO DE CONDUCTORES EN CD

Al conectar 1 módulo por MPPT el cálculo de conductores aplicará para todos los casos:

Inversor	Microinversor MPPT	Separación de la canalización con respecto al techo	Temperatura máxima	Factores de corrección 310-15 b) 2) a) Conductor FV 90°C	Factores de ajuste 310-15 b) 2) a)	Factor de distancia 310-15 b) 3) c)
1 y 2	MPPT 1	5 cm	50 °C	0.58 (72 °C) <sup>1</sup>	1	22 °C

<sup>1</sup>La temperatura utilizada para seleccionar el factor de corrección por temperatura es la resultante de la temperatura ambiente máxima más los grados adicionales indicados en la tabla 310-15 b) 3) c) para canalizaciones circulares expuestas a la luz solar en o por encima de azoteas.

El cálculo de conductores se hace tomando en cuenta dos métodos, el primero contempla solo la corriente máxima ( $I_{max}$ ) multiplicada por un factor de 1.25 de acuerdo con 690-8 b) 1) y el segundo toma en cuenta los factores de corrección y ajuste en conformidad con 690-8 b) 2). La selección del conductor se basará en la mayor ampacidad calculada de los dos métodos anteriores.

DATOS:

**Factor de corrección:** 0.58 310-15 b) 2) a)

**Factor de ajuste:** 1 310-15 b) 3) a)

**Corriente máxima ( $I_{max}$ ):** 14 A

**Tipo de conductor:** Cable fotovoltaico a 90°C.

a) 125% de la corriente máxima.



$$\begin{aligned} \text{Ampacidad} &= 1.25 \times I_{max} \\ \text{Ampacidad} &= 1.25 \times 14 \text{ A} \\ \text{Ampacidad} &= 17.5 \text{ A} \end{aligned}$$

b) Después de aplicar factores de corrección y ajuste.

$$\begin{aligned} \text{Ampacidad} &= \frac{I_{max}}{F_{ajuste} \times F_{corrección}} \\ \text{Ampacidad} &= \frac{14 \text{ A}}{1 \times 0.58} \\ \text{Ampacidad} &= 24.13 \text{ A} \end{aligned}$$

La ampacidad mayor resultante es de 24.13 A y debido a que los conectores MC4 de los módulos e inversor operan a una temperatura nominal de 75°C **110-14 c)**, se toma en cuenta esta columna de la tabla **310-15 b) 16)** para seleccionar el conductor, dando como resultado un conductor calibre 3.31 mm<sup>2</sup> (12 AWG) con una ampacidad de 25 A a 75°C.

### Conductor de puesta a tierra de equipos

La selección del calibre del conductor de puesta a tierra de equipos se hace con base en la sección **690-45 y 250-122 a)** considerando el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito, o alguno simulado:

$$\begin{aligned} DPSC &\geq 1.25 \times I_{max} \\ DPSC &\geq 1.25 \times 14 \text{ A} \\ DPSC &\geq 17.5 \text{ A} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la protección sería de 25 A, por lo que se selecciona un cable de cobre THHW de calibre 3.31 mm<sup>2</sup> (12 AWG).

## 6. CÁLCULO DE CONDUCTORES DE CA

Según **690-8 a) 3)**, la corriente máxima de circuito del inversor es igual a la corriente permanente de salida del inversor.



DATOS DE SALIDA CA		SYMO 15.0-3 208
Potencia máxima de salida	208 V	15000 VA
Máxima corriente de salida	208 V	41.6 A
	220 V	39.4 A
OCPD / Breaker CA recomendado	208 V	60 A
Eficiencia máxima		97.3%
Eficiencia CEC	208 V	96.5 %
Tamaño de conductor de CA admisible		AWG 14 - AWG 6
Tensión de red		208 / 220 V Delta y WYE
Frecuencia nominal		60 Hz
Distorsión armónica Total		< 3.5 %
Factor de potencia ( $\cos \phi_{ac,1}$ )		1 (ajustable 1 - 0 ind./cap)

Imagen 5 – Datos de salida del inversor de interconexión

La corriente de salida del inversor a la tensión de la red (220V) es de 41.6 A, este valor es considerado como la corriente máxima de salida.

$$I_{m\acute{a}x} = 41.6 A$$

El procedimiento para la selección de los conductores de salida del inversor es exactamente igual al procedimiento establecido para conductores en CD, el cual se basa en las secciones **690-8 b) 1) y 2)**.

La temperatura de las terminales del inversor y de los interruptores termomagnéticos que se usarán es de 75°C y cada circuito de salida. Con esta información ya se tienen los datos suficientes para el cálculo de los conductores del circuito de salida del inversor.

Para la selección, consideraremos conductores con aislamiento THHW a 90°C.

- a) 125% de la corriente máxima

$$\text{Ampacidad} = 1.25 \times I_{\text{inversores}}$$

$$\text{Ampacidad} = 1.25 \times 41.6 A = 52 A$$

- b) Después de aplicar factores de corrección y ajuste

DATOS:

**Factor de ajuste: 1 310-15 b) 3) a).** El conductor neutro no se toma en cuenta como un conductor portador de corriente por 310-15 b) 5) 1).



Factor de corrección: 0.91 **310-15 b) 2) a)**, referido a la columna de 90 °C.

$$\text{Ampacidad} = \frac{I_{\text{del inversor}}}{F_{\text{ajuste}} \times F_{\text{temperatura}}}$$

$$\text{Ampacidad} = \frac{41.6 \text{ A}}{1 \times 0.91} = 45.71 \text{ A}$$

En este caso, la corriente mayor es la de 52 A. Como la temperatura de las terminales es de 75°C, se procede a seleccionar el conductor de esta columna. De acuerdo con la tabla **310-15 b) 16)** se selecciona un conductor calibre 13.30 mm<sup>2</sup> (6 AWG) con una ampacidad de 65 A a 75°C.

## 7. CÁLCULO DE LA PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE EN C.A. PARA CADA INVERSOR

Dado que la corriente de salida de cada inversor es de 41.6 A el dispositivo de protección contra sobrecorriente se calcula conforme **690-9 b)**

$$DPSC \geq 1.25 \times I_{\text{máx}}$$

$$DPSC \geq 1.25 \times 41.6 \text{ A}$$

$$DPSC \geq 52 \text{ A}$$

De acuerdo con **240-6 a)** se selecciona un interruptor termomagnético de 60 A.

### Conductor de puesta a tierra de equipos

La selección del conductor de puesta a tierra de equipos del circuito se realiza con base a la **Tabla 250-122** dando como resultado un calibre 5.26 mm<sup>2</sup> (10 AWG). El aislamiento del conductor de puesta a tierra de equipos es THHW, color verde.

### Cálculo de la canalización

El circuito de salida del inversor se canalizará por una sola tubería del tipo RMC o conduit pared gruesa **344-10** con un factor de relleno determinado mediante la **Tabla 1 del capítulo 10**, el cual será del 40%.

Área de los conductores de fase calibre 13.30 mm<sup>2</sup> (6 AWG): 147.06 mm<sup>2</sup>

Área del conductor de puesta a tierra de los equipos calibre 5.26 mm<sup>2</sup> (10 AWG): 15.9 mm<sup>2</sup>

Área total de los 3 conductores basados en la Tabla 5: 162.96 mm<sup>2</sup>



De acuerdo con la **Tabla 4, en la sección del Artículo 344** la canalización ideal es de 27 mm (1"). Dicho diámetro es seleccionado, debido a que al ser poca la distancia de cableado no es necesario aumentar el tamaño de la canalización por temas de instalación del cable.

