

**Memoria técnica descriptiva de sistema fotovoltaico
interconectado a la red “Restauramex”, Santa Lucía del
Camino, Oaxaca.**



Mártires de Tacubaya 107, Agencia Municipal Sta María Ixcotel,
Santa Lucia del Camino, Oaxaca.
10.08.2023



CONTENIDO

OBJETIVO	3
GENERALIDADES	3
INFORMACIÓN GENERAL DEL PROYECTO	3
DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	3
1. 32. 43. 44. 55. 76. 97. 108. ¡Error! Marcador no definido.9.	
11	



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 10 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 Mártires de Tacubaya 107, Agencia Municipal Sta María Ixcotel, Santa Lucia del Camino, Oaxaca y tiene las siguientes características:

- **Capacidad de generación:** 10 kW (1 inversor de 10 kW).
- **Potencia instalada:** 11.25 kWp (45 módulos fotovoltaicos).
- **Modelo y marca del inversor:** SYMO ADVANCE 10.0-3 208/240 LITE, Fronius.
- **Marca de los módulos fotovoltaicos:** Solarvatio.
- **Ubicación:** Mártires de Tacubaya 107, Agencia Municipal Sta María Ixcotel, Santa Lucia del Camino, Oaxaca.

DIMENSIONAMIENTO

1. VOLTAJE EN LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Se determina que el voltaje de circuito abierto de los módulos proporcionado por el fabricante corresponde a:

Voc: 37.21 V



Por lo que ese será el voltaje considerado para realizar los cálculos de esta memoria técnica.

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:

$$I_{max} = 1.25 \times 7.90 \text{ A}$$

$$I_{max} = 9.87 \text{ A}$$

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:

$$\text{Potencia de los inversores} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Relación CD/CA}} = \frac{45 \text{ módulos} \times 250 \text{ Wp}}{1.125} = 10 \text{ kW}$$

Tomando en cuenta esta relación CD/CA que optimiza la operación del inversor, se opta por el uso de 1 inversor de la marca Fronius modelo SYMO ADVANCE 10.0-3 208/240 LITE. Adicionalmente, se revisó la potencia FV máxima que se puede conectar a la entrada de este inversor.

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.0-3 208-240
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 - 13.0	9.5 - 15.5
Máxima corriente de entrada nominal (MPPT1/MPPT 2)	25.0 A / 16.5 A	
Máxima corriente (MPPT 1 + MPPT 2)	41.5 A	

Imagen 4 – Datos de entrada del inversor de interconexión



Como se puede observar, la potencia FV máxima que el inversor SYMO ADVANCE 10.0-3 208/240 LITE de 10 kW puede soportar es de 13 kWp, por lo que la potencia de los módulos fotovoltaicos (11.25 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%.

$$Relación = 1.125$$

$$PFV \text{ por Inversor} = 10 \text{ kW} \times 1.125 = 11.25 \text{ kWp}$$

$$Módulos \text{ por inversor} = \frac{11.25 \text{ kWp}}{0.25 \text{ kWp}} = 45 \text{ módulos}$$

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

Inversor	Número de módulos	Potencia (kWp)
1	45	11.25

4. DISTRIBUCIÓN Y FORMACIÓN DE CIRCUITOS DE FUENTE FOTOVOLTAICA

Este modelo de inversor cuenta con 2 seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) cada uno de estos con 1 entrada, por lo que puede recibir una totalidad de 2 cadenas de módulos.

Para el inversor 1 con 45 módulos:

$$\# \text{ Módulos por MPPT} = \frac{45 \text{ módulos}}{2 \text{ MPPT}} = 22.5 \text{ módulos}$$

Con este cálculo se define que un inversor tendrá en el MPPT 1 un total de 22 módulos mientras que en el MPPT 2 tendrá 23. En ambos casos se utilizará solo una de las entradas disponibles de cada MPPT.

	MPPT 1	MPPT 2
<i>Inversor 1</i>	22	23



NOTA: La corriente de corto circuito en el MPPT 1 es de 37.5 A y en el MPPT 2 es de 24.8 A, por lo que al conectarle una corriente máxima de 19.74 A, se encuentra dentro del rango aceptable.

DATOS GENERALES	SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.0-3 208-240
Potencia FV recomendada (kWp)	8.0 - 13.0	9.5 - 15.5
Máxima corriente de entrada nominal (MPPT1/MPPT 2)	25.0 A / 16.5 A	
Maxima corriente (MPPT 1 + MPPT 2)	41.5 A	
Máxima corriente de entrada de corto circuito admisible (MPPT1/MPPT2)	37.5 A / 24.8 A	
Tensión nominal de entrada	208 V	350 V
	240 V	370 V
Rango de tensión de operación	200-600 V	
Tensión de arranque en CD	200 V	

Imagen 5 – Características de entrada del inversor

Conociendo el V_{oc} y el V_{mp} , se puede calcular el número máximo y mínimo de módulos en serie por inversor. El inversor tiene como característica eléctrica la capacidad de aceptar hasta 600 V_{CD}. El número máximo de módulos en cada cadena será:

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

$$\# \text{ módulos} = \frac{600 \text{ V}}{37.21 \text{ V}}$$

$$\# \text{ módulos} = 16.12 \text{ módulos} = 16 \text{ módulos}$$

Número mínimo de módulos conectados en serie:

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

$$\# \text{ módulos} = \frac{200 \text{ V}}{31.54 \text{ V}}$$

$$\# \text{ módulos} = 6.34 = 7 \text{ módulos}$$

Esto quiere decir que las cadenas de módulos en cada MPPT deben contar con un rango de mínimo 7 y máximo 16 módulos por MPPT.



A continuación, un resumen de los circuitos fotovoltaicos:

Inversor	MPPT/Entrada	Número de módulos	Voc máximo	I máx (690-8)	Potencia FV
1	MPPT 1/ Entrada 1	22	409.31 V	19.74 A	5,500 Wp
	MPPT 2/ Entrada 1	23	450.12 V	19.74 A	5,750 Wp

5. CÁLCULO DE CONDUCTORES EN CD

Al tener cadenas de 11 y 12 módulos con arreglo en paralelo el cálculo de conductores aplicará para ambos casos:

Inversor	Inversor 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	Tubería A; MPPT 1, String 1	10 cm	39 °C	0.71 (56 °C) ¹	0.80	17 °C
	Tubería A; MPPT 1 String 2					
	Tubería B; MPPT 2 String 1					
	Tubería B; MPPT 2 String 2					

¹La 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: 0.71 310-15 b) 2) a)

Factor de ajuste: 0.80 310-15 b) 3) a)

Corriente máxima (I_{max}): 19.74 A

Tipo de conductor: Cable fotovoltaico a 90°C.

a) 125% de la corriente máxima.

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



$$\begin{aligned} \text{Ampacidad} &= 1.25 \times 19.74 \text{ A} \\ \text{Ampacidad} &= 24.67 \text{ A} \end{aligned}$$

b) Después de aplicar factores de corrección y ajuste.

$$\begin{aligned} \text{Ampacidad} &= \frac{I_{\max}}{F_{\text{ajuste}} \times F_{\text{corrección}}} \\ \text{Ampacidad} &= \frac{19.74 \text{ A}}{0.80 \times 0.71} \end{aligned}$$

$$\text{Ampacidad} = 34.75 \text{ A}$$

La ampacidad mayor resultante es de 34.75 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 5.26 mm² (10 AWG) con una ampacidad de 35 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:

$$\begin{aligned} DPSC &\geq 1.25 \times I_{\max} \\ DPSC &\geq 1.25 \times 19.74 \text{ A} \\ DPSC &\geq 24.67 \text{ A} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la protección sería de 25 A, por lo que se selecciona un cable de cobre THHW de calibre 5.26 mm² (10 AWG).

Cálculo de la canalización

Debido a la disposición de los módulos en la azotea por cada canalización pasarán cierta cantidad de conductores, los cuales se resumen en la siguiente tabla:

Canalización	Inversor 1
A	2 strings (2+, 2- y 2 CPTE) MPPT 1
B	2 strings (2+, 2- y 2 CPTE) MPPT 1



La canalización utilizada será tipo RMC o conduit pared gruesa **344-10**, cuyo porcentaje de ocupación será determinado mediante la **Tabla 1 del capítulo 10**. El factor de relleno será del 40%.

CANALIZACIÓN A y B:

Área de los cables fotovoltaicos calibre 5.26 mm² (10 AWG): **162.84 mm²**

Área del conductor de puesta a tierra de equipos calibre 5.26 mm² (10 AWG): **31.38 mm²**

Área total de los 6 conductores basados en la Tabla 5 y ficha técnica del cable fotovoltaico: 194.22 mm²

De acuerdo con la **Tabla 4 en la sección del Artículo 344**, la canalización ideal es de 27 mm (1”).

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	SYMO 10.0-3 208-240	SYMO 12.0-3 208-240	
Potencia máxima de salida	208 V 240 V	9995 VA 9995 VA	11995 VA 11995 VA
Configuración de salida		208/240 V	
Rango de frecuencia (ajustable)		45-65 Hz	
Frecuencia nominal de operación		50 y 60 Hz	
Tamaño de conductor de CA admisible		AWG 14 - AWG 6	
Distorsión armónica total		<1.5 %	<1.75 %
Factor de potencia (cos phi)		Ajustable (0 - 1 ind./cap.)	
Máxima corriente de salida	208 V 240 V	27.7 A 24.0 A	33.3 A 28.9 A
OCPD / Interruptor CA recomendado	208 V 240 V	35 A 30 A	45 A 40 A
Máxima Eficiencia		97.0 %	97.0 %
Eficiencia CEC	208 V	96.5 %	96.5 %

Imagen 5 – Datos de salida del inversor de interconexión

La corriente de salida del inversor a la tensión de la red (220V) es de 27.7 A este valor es considerado como la corriente máxima de salida.

$$I_{m\acute{a}x} = 27.7 A$$

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

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

$$\text{Ampacidad} = 1.25 \times 27.7 \text{ A} = 34.62 \text{ A}$$

- 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.

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

$$\text{Ampacidad} = \frac{27.7 \text{ A}}{1 \times 0.91} = 30.43 \text{ A}$$

En este caso, la corriente mayor es la de 34.62 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 5.26 mm² (10 AWG) con una ampacidad de 35 A a 75°C. Sin embargo, por el tema de la selección del interruptor termomagnético que se calcula posteriormente en la sección 7; este conductor pasará a cambiar por el calibre 8.37 mm² (8 AWG) con una ampacidad de 50 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 27.7 A el dispositivo de protección contra sobrecorriente se calcula conforme **690-9 b)**

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

$$DPSC \geq 1.25 \times 27.7 \text{ A}$$

$$DPSC \geq 34.62 \text{ A}$$



De acuerdo con **240-6 a)** se selecciona un interruptor termomagnético de 40 A.

Conductor neutro

Para la selección del conductor neutro o puesto a tierra se tomará en cuenta la **Excepción 2 de la sección 215-2** que nos permite dimensionarlo al 100%. Al ser la corriente circulante de 27.7 A se selecciona un conductor 5.26 mm² (10 AWG) THHW con una ampacidad de 35 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 mm² (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: 8.37 mm² (8 AWG): 84.57 mm²

Área del conductor neutro calibre: 5.26 mm² (10 AWG): 15.69 mm²

Área del conductor de puesta a tierra de los equipos calibre 5.26 mm² (10 AWG): 15.69 mm²

Área total de los 5 conductores basados en la Tabla 5: 115.95 mm²

De acuerdo con la **Tabla 4, en la sección del Artículo 344** la canalización ideal es de 21 mm (^{3/4"}). 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.

8. CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN

9.1 Caída de tensión en CD

Para el cálculo de la caída de tensión de CD, se utilizará la fórmula siguiente:

$$e = 2 x R x L x I$$



Como se puede observar, es necesario conocer la distancia en kilómetros de cada uno de los circuitos de fuente fotovoltaica, así como la resistencia del conductor seleccionado previamente. La resistencia en CD del conductor calibre 5.26 mm² (10 AWG) es de 4.226 Ω/km, con base en la **Tabla 8**. Por lo tanto, para este caso en particular, la fórmula se podría reescribir de la siguiente manera:

$$e = 2 \times 4.226 \frac{\Omega}{km} \times 7.30 \times L = 61.69 \times L$$

NOTA: Para el caso de la caída de tensión, se utiliza la corriente en el punto de máxima potencia del módulo, pues es la que va a estar circulando la mayor parte del tiempo cuando existan buenas condiciones de irradiancia.

Al ser todos los circuitos fotovoltaicos similares en cuanto a corriente y calibre del conductor se realizará el cálculo de caída de tensión solo para el circuito de mayor longitud de cada uno de los inversores, dando por entendido que la caída de tensión en circuitos de menor longitud será menor.

Circuito/ Inversor	Corriente	Longitud	Volts de caída de tensión	Porcentaje de caída (e%)
Inversor 1 String 11 módulos	7.30 A	100 m	6.16 V	1.77 %
Inversor 1 String 12 módulos	7.30 A	100 m	6.16 V	1.62 %

Al no contar con porcentajes de caída de tensión superiores al 3% en los circuitos más largos de cada uno de los inversores podemos determinar que los circuitos trabajarán eficientemente.

Es importante destacar que las distancias indicadas son solamente la mitad de las distancias reales de cableado del circuito, razón por la cual al inicio la ecuación se multiplica por dos.

El cálculo de caída de tensión en conductores de CA se basa en el mismo principio, solo que ahora la impedancia del conductor se obtiene de la **Tabla 9**.

9.2 Caída de tensión en CA

La fórmula a aplicar para la caída de tensión de CA es la siguiente:

$$e = \sqrt{3} \times Z \times L \times I$$



Al ser los conductores de calibre 8.37 mm² (8 AWG), y al trabajar los inversores a factor de potencia unitario, se obtiene que la impedancia de dichos conductores, según la **Tabla 9** es de 2.56 Ω/km. Además, la corriente permanente de salida del inversor 1 posee un valor de 27.7 A. Por lo tanto, la ecuación anterior se reduce a:

$$e = \sqrt{3} \times 2.56 \frac{\Omega}{km} \times 27.7 A \times L = 122.82 \times L$$

Circuito/ Inversor	Corriente	Longitud	Volts de caída de tensión	Porcentaje de caída (e%)
Inversor 1	27.7 A	50 m	6.14 V	2.79%

Al igual que en los circuitos de corriente directa los circuitos de salida de cada uno de los inversores presentan una caída de tensión menor a 3% asegurando que estos trabajarán adecuadamente.

