

**Memoria técnica descriptiva de sistema fotovoltaico
interconectado a la red “Laboratorio San Francisco”,
Oaxaca de Juárez, Oaxaca.**



Mérida 219, Linda vista, Oaxaca de Juárez, Oaxaca.
05.03.2024



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 31.9 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 Mérida 219, Linda vista, Oaxaca de Juárez, Oaxaca y tiene las siguientes características:

- **Capacidad de generación:** 30 kW (15 microinversores de 2 kW).
- **Potencia instalada:** 31.9 kWp (58 módulos fotovoltaicos).
- **Modelo y marca del inversor:** HMS-2000-4T, Hoymiles.
- **Modelo y marca de los módulos fotovoltaicos:** CS6W-550MS, Canadian Solar.
- **Ubicación:** Mérida 219, Linda vista, Oaxaca de Juárez, 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

TONAMECA, SANTA MARIA TO

TEMPERATURA M^áXIMA

Mes	A ^{ño}	N ^º	Valor	Fecha	Se ha	Valor	Fecha	Se ha	Valor	Desv.	
Inicio	Fin	A ^{ños}	M ^á ximo	M ^á xima	Repetido	M ^í nimo	M ^í nima	Repetido	Medio	Est ^{ánd} ar	
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 M^íNIMA

Mes	A ^{ño}	N ^º	Valor	Fecha	Se ha	Valor	Fecha	Se ha	Valor	Desv.	
Inicio	Fin	A ^{ños}	M ^á ximo	M ^á xima	Repetido	M ^í nimo	M ^í nima	Repetido	Medio	Est ^{ánd} ar	
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:

V_{oc} = 49.6 V V_{mp} = 41.7 V

Coefficientes de temperatura V_{oc}: -0.26%/°C

Coefficiente de temperatura V_{mp}: -0.34%/°C

Cálculo de la tensión máxima 690-7 a) 1)

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

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

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

Cálculo de la tensión mínima

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

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

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

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:

$$\text{Potencia de los inversores} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Relación CD/CA}} = \frac{58 \text{ módulos} \times 550 \text{ Wp}}{1.063} = 30 \text{ kW}$$

Tomando en cuenta esta relación CD/CA que optimiza la operación del inversor, se opta por el uso de 15 microinversores de la marca Hoymiles, modelo HMS-2000-4T.

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

Especificaciones técnicas

Modelo	HMS-1600-4T	HMS-1800-4T	HMS-2000-4T
Datos de entrada (CC)			
Módulo de potencia de uso común (W)	320 a +540	360 a +600	400 a +670
Voltaje de entrada máximo (V)	65		
Intervalo de voltaje de MPPT (V)	16 - 60		

Imagen 4 – Datos de entrada del inversor de interconexión

Como se puede observar, la potencia FV máxima que el microinversor Hoymiles, modelo HMS-2000-4T de 2 kW puede soportar es de 670 kWp, por lo que la potencia de los módulos fotovoltaicos (550 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%.

$$\text{Relación} = 1.1$$

$$PFV \text{ por Inversor} = 2 \text{ kW} \times 1.1 = 2.2 \text{ kWp}$$

$$\text{Módulos por inversor} = \frac{2.2 \text{ kWp}}{0.55 \text{ kWp}} = 4 \text{ módulos}$$



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

Inversor	Número de módulos	Potencia (kWp)
1	4	2.2
2	4	2.2
3	4	2.2
4	4	2.2
5	4	2.2
6	4	2.2
7	4	2.2
8	4	2.2
9	4	2.2
10	4	2.2
11	4	2.2
12	4	2.2
13	4	2.2
14	4	2.2
15	2	1.1

4. DISTRIBUCIÓN Y FORMACIÓN DE CIRCUITOS DE FUENTE FOTOVOLTAICA

Este modelo de inversores cuenta con 4 seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) cada uno de estos con 1 entrada, por lo que puede recibir una totalidad de 1 módulo.

Para los microinversores del 1 al 14 con 4 módulos:

$$\# \text{ Módulos por MPPT} = \frac{4 \text{ módulos}}{4 \text{ MPPT}} = 1 \text{ módulo}$$

Para el microinversor 15 con 2 módulos:

$$\# \text{ Módulos por MPPT} = \frac{2 \text{ módulos}}{2 \text{ MPPT}} = 1 \text{ módulo}$$

Con este cálculo se define que los microinversores del 1 al 14 tendrán en el MPPT 1,2,3 y 4 un total de 1 módulo por MPPT, mientras que el microinversor 15 tendrá en el MPPT 1 y 2 un total de 1 módulo.

	MPPT 1	MPPT 2	MPPT 3	MPPT 4
Microinversor 1	1	1	1	1
Microinversor 2	1	1	1	1

Microinversor 3	1	1	1	1
Microinversor 4	1	1	1	1
Microinversor 5	1	1	1	1
Microinversor 6	1	1	1	1
Microinversor 7	1	1	1	1
Microinversor 8	1	1	1	1
Microinversor 9	1	1	1	1
Microinversor 10	1	1	1	1
Microinversor 11	1	1	1	1
Microinversor 12	1	1	1	1
Microinversor 13	1	1	1	1
Microinversor 14	1	1	1	1
Microinversor 15	1	1		

NOTA: Cada MPPT en el inversor soporta una corriente de corto circuito de 17.5 A, por lo que, al conectarle una corriente máxima de 25 A, se encuentra dentro del rango aceptable.

Modelo	HMS-1600-4T	HMS-1800-4T	HMS-2000-4T
Datos de entrada (CC)			
Módulo de potencia de uso común (W)	320 a +540	360 a +600	400 a +670
Voltaje de entrada máximo (V)	65		
Intervalo de voltaje de MPPT (V)	16 - 60		
Voltaje de arranque (V)	22		
Corriente de entrada máxima (A)	4 × 14	4 × 15	4 × 16
Corriente máxima de cortocircuito de entrada (A)	4 × 25		
Cantidad de MPPT	4		
Cantidad de entradas por 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 microinversor. El inversor tiene como característica eléctrica la capacidad de aceptar hasta 850 V_{CD}. El número máximo de módulos en cada cadena será:

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

$$\# \text{ módulos} = \frac{65 \text{ V}}{52.82 \text{ V}}$$

$$\# \text{ módulos} = 1.17 \text{ módulos} = 1 \text{ módulo}$$

Número mínimo de módulos conectados en serie:



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

$$\# \text{ módulos} = \frac{22 \text{ V}}{33.90 \text{ V}}$$

$$\# \text{ módulos} = 0.64 = 1 \text{ módulo}$$

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	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
2	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
3	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
4	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
5	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
6	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
7	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
8	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
9	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
10	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
11	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
12	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
13	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
14	MPPT 1,2,3 y 4	4	211.28 V	17.5 A	2,200 Wp
15	MPPT 1 y 2	2	105.64 V	17.5 A	1,100 Wp

5. CÁLCULO DE CONDUCTORES EN CD

Al conectar módulos por MPPT el cálculo de conductores aplicará para todos los 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	Microinversor 1 /MPPT 1-2-3-4	5 cm	39 °C	0.65 (61 °C) ¹	1	22 °C
2	Microinversor 2 /MPPT 1-2-3-4					
3	Microinversor 3 /MPPT 1-2-3-4					
4	Microinversor 4 /MPPT 1-2-3-4					
5	Microinversor 5 /MPPT 1-2-3-4					
6	Microinversor 6 /MPPT 1-2-3-4					
7	Microinversor 7 /MPPT 1-2-3-4					
8	Microinversor 8 /MPPT 1-2-3-4					
9	Microinversor 9 /MPPT 1-2-3-4					
10	Microinversor 10 /MPPT 1-2-3-4					
11	Microinversor 11 /MPPT 1-2-3-4					
12	Microinversor 12 /MPPT 1-2-3-4					
13	Microinversor 13 /MPPT 1-2-3-4					
14	Microinversor 14 /MPPT 1-2-3-4					
15	Microinversor 15 /MPPT 1 y 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: 0.65 **310-15 b) 2) a)**

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

Corriente máxima (I_{max}): 14.35 A

Tipo de conductor: Cable fotovoltaico a 90°C.

a) 125% de la corriente máxima.



$$\begin{aligned} \text{Ampacidad} &= 1.25 \times I_{\max} \\ \text{Ampacidad} &= 1.25 \times 14.35 \text{ A} \\ \text{Ampacidad} &= 17.93 \text{ A} \end{aligned}$$

b) Después de aplicar factores de corrección y ajuste.

$$\begin{aligned} \text{Ampacidad} &= \frac{I_{\max}}{F_{\text{ajuste}} \times F_{\text{corrección}}} \\ \text{Ampacidad} &= \frac{14.35 \text{ A}}{1 \times 0.65} \end{aligned}$$

$$\text{Ampacidad} = 22.07 \text{ A}$$

La ampacidad mayor resultante es de 22.07 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 mm² (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:

$$\begin{aligned} DPSC &\geq 1.25 \times I_{\max} \\ DPSC &\geq 1.25 \times 14.35 \text{ A} \\ DPSC &\geq 17.93 \text{ A} \end{aligned}$$

Por lo tanto, la protección sería de 25 A, por lo que se selecciona un cable de cobre THHW de calibre 3.31 mm² (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)									
Alimentación nominal de salida (VA)	1600			1800			2000		
Corriente nominal de salida (A)	7,27	6,96	6,67	8,18	7,83	7,5	9,09	8,7	8,33
Voltaje nominal de salida/intervalo (V) ¹	220/180 - 275	230/180 - 275	240/180 - 275	220/180 - 275	230/180 - 275	240/180 - 275	220/180 - 275	230/180 - 275	240/180 - 275
Frecuencia nominal/intervalo (Hz) ¹	50/45 - 55 o 60/55 - 65								
Factor de potencia (ajustable)	> 0,99 predeterminado 0,8 adelantado... 0,8 atrasado								
Distorsión armónica total	< 3 %								

Imagen 5 – Datos de salida del inversor de interconexión

La corriente de salida del inversor a la tensión de la red (220V) es de 9.09 A, debido a que se harán arreglos en paralelo entre los microinversores y el máximo arreglo que se hará será de 3 microinversores la corriente real corresponde a 27.27 A este valor es considerado como la corriente máxima de salida.

$$I_{\text{máx}} = 27.27 \text{ A}$$

El procedimiento para la selección de los conductores de salida del microinversor 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

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

$$\text{Ampacidad} = 1.25 \times 27.27 \text{ A} = 34.08 \text{ A}$$

- 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: 0.71 **310-15 b) 2) a)**, referido a la columna de 90 °C.

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

$$\text{Ampacidad} = \frac{27.27 \text{ A}}{1 \times 0.65} = 38.40 \text{ A}$$



En este caso, la corriente mayor es la de 38.40 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 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 del arreglo de los microinversores es de 27.27 A el dispositivo de protección contra sobrecorriente se calcula conforme **690-9 b)**

$$DPSC \geq 1.25 \times I_{m\acute{a}x}$$

$$DPSC \geq 1.25 \times 27.27 A$$

$$DPSC \geq 34.08 A$$

De acuerdo con **240-6 a)** se selecciona un interruptor termomagnético de 40 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): 58.44 mm²

Área del conductor de puesta a tierra de los equipos calibre 5.26 mm² (10 AWG): 15.9 mm²

Área total de los 3 conductores basados en la Tabla 5: 74.34 mm²

De acuerdo con la **Tabla 4, en la sección del Artículo 344** la canalización ideal es de 16 mm (^{1/2"}). Sin embargo, dicho diámetro no es seleccionado, debido a que al ser extensa la distancia de cableado es necesario aumentar el tamaño de la canalización por temas de instalación del cable a una de 21 mm (^{3/4"}).

Ambos circuitos de salida de los microinversores se unirán en un tablero de concentración por lo que la capacidad en barras de dicho centro de carga debe ser mayor a:

Capacidad en barras $\geq 40 \text{ A} \times 5 \geq 200 \text{ A}$

El alimentador de dicho centro de carga se determina aplicando **690-8 b) 1) y 690-8 b) 2)**.

a) Corriente máxima por 1.25

$$I_{6 \text{ inversores}} = 27.27 \text{ A} \times 5 = 136.35 \text{ A}$$

$$\text{Ampacidad} = 1.25 \times I_{6 \text{ inversores}}$$

$$\text{Ampacidad} = 1.25 \times 136.35 = 170.43 \text{ A}$$

b) Después de aplicar factores de corrección y ajuste

DATOS:

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

Factor de corrección: 0.96 310-15 b) 2) a) referido a la columna de 90°C

$$\text{Ampacidad} = \frac{I_{6 \text{ inversores}}}{F_{\text{ajuste}} \times F_{\text{temperatura}}}$$

$$\text{Ampacidad} = \frac{136.35 \text{ A}}{1 \times 0.96} = 142.03 \text{ A}$$

En este caso, la corriente mayor es la de 170.43 A. Se selecciona el conductor con base en la tabla **310-15 b) 16)**. Siendo calibre 67.43 mm² (2/0 AWG) con una ampacidad de 175 A a 75°C, sin embargo, por el tema de disposición del tamaño de protecciones, se opta por usar un calibre de 85.01 mm² (3/0 AWG) con una ampacidad de 200 A a 75°C.

8. CÁLCULO DE LA PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE DE CA DESCONECTADOR PRINCIPAL DEL SFV

Para el cálculo de la protección de la salida de los inversores, se aplica las mismas condiciones establecidas en la sección **690-9 b)**.

$$DPSC \geq 1.25 \times I_{6 \text{ inversores}}$$

$$DPSC \geq 1.25 \times 136.35 \text{ A}$$

$$DPSC \geq 170.43 \text{ A}$$



Por lo tanto, se decide colocar un interruptor automático trifásico con una capacidad nominal de 180 A. Al contar con un conductor con una ampacidad igualmente de 200 A este se considera protegido con este valor de interruptor.

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 136.35 A se selecciona un conductor 6 AWG a 75°C con una ampacidad de 200 A.

Cálculo del conductor de puesta a tierra de equipos.

El cálculo del conductor de puesta a tierra de equipos del circuito se realiza con base a la **Tabla 250-122** dando como resultado un calibre 6 AWG.

Cálculo de canalización.

Explicar cómo se ordenan los conductores para canalizarlos

Área de los conductores de fase calibre 85.01 mm² (3/0 AWG): 238.60 mm²

Área del conductor neutro calibre 13.3 mm² (6 AWG): 49.02 mm²

Área del conductor de puesta a tierra de los equipos calibre 5.26 mm² (6 AWG): 49.02 mm²

Área total de los conductores: 336.64 mm²

Con un factor de relleno de 40% el diámetro ideal de la canalización basado en la **Tabla 4, sección del Artículo 344** para la tubería RMC es de 41 mm (1 1/2").

