



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA A
MEDIANA ESCALA INTERCONECTADA A LA RED DE
ENERGÍA ELÉCTRICA.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO- ELECTRÓNICO

PRESENTAN

JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ

OSCAR IVÁN SILVA ADAME

ASESOR DE TESIS

ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ



MÉXICO, D. F.

2012

Dedicatoria Oscar Iván Silva Adame

A la Universidad Nacional Autónoma de México que me ha brindado todo, a mi alma mater la Facultad de Ingeniería que me ha dado los cimientos poder lograr grandes cosas en mi vida profesional, a mis profesores que me han guiado a lo largo de mi vida de estudiante por este largo camino del conocimiento; les quiero dar las gracias por transmitirme sus consejos, experiencias y conocimientos que hoy la única forma de pagarles es haber culminado de la mejor forma mis estudios universitarios.

A Dios que me ha dado la fe, fuerza y todo para poder continuar pese a los obstáculos.

A mis padres Angelina y Raúl, que me han guiado desde pequeño por el camino del bien, quiero externarles mi mas profundo agradecimiento por apoyarme siempre. Hoy se pueden presumir al ver el fruto de su trabajo y esfuerzo diario que se refleja el día de hoy en la culminación de mi carrera universitaria, siempre les estaré agradecido, espero esto sea una pequeña luz en el camino para alentarlos a seguir adelante pese a los problemas y adversidades que no ha puesto la vida.

A mis Hermanos Héctor y Nancy, que siempre han estado ahí cuando los he necesitado, siempre estaremos juntos para seguirnos apoyando mutuamente como los hemos hecho hasta el día de hoy.

A mi esposa Lizeth Arias que siempre me ha apoyado en las decisiones que he tomado, gracias por aguantarme estos dos largos años para poder culminar mi trabajo de tesis, tu eres y seguirás siendo una parte importante en mi vida y espero podamos seguir creciendo juntos como pareja te amo.

A mis motores por los cuales daría todo en esta vida mis hijos Leonel y Vanessa; este esfuerzo de estos últimos años es derivado de predicar con el ejemplo, cada día me sorprende su gran desarrollo e inteligencia que me hace seguir adelante, espero esto les sirva de experiencia para que en un futuro pueda ver con gran orgullo que superen a su padre, los amo y espero reponerles todo el tiempo que últimamente no les he brindado.

A mis amigos y en especial a mi compadre Pepe compañero de mil batallas, gracias al esfuerzo y empeño dedicado en este trabajo.

Dedicatoria José Manuel Silva Fernández

Hoy, quiero manifestar que soy muy feliz. Me llena de una alegría y dicha inmensa tener en mi vida personas muy valiosas que han sabido apreciar y valorar el gran esfuerzo que he hecho para alcanzar mis sueños compartidos.

A Dios, por darme la salud y dicha de tenerlas presente en mi vida. Por la fe, el amor y la convicción que ahonda en mi.

Hoy quiero agradecer profundamente su paciencia, interés, sabiduría, comprensivo, y sobre todo su cariño y aprecio. Hoy, este logro es de todos. De las personas que me alentaron a imaginar cuando niño, que tan grande podías ser.

A mi Mau Miriam que amo tanto, que siempre se sacrificó, y ha buscado a costa de su bien personal lo mejor para mi, con sus buenos y muy atinados consejos, pero sobre todo, con su amor incondicional demostrándomelo día a día en las buenas y en las malas. A mi Padre J. Arturo por demostrarme ser un hombre trabajador y honesto, que me enseñó a no cometer y caer en los mismos errores y levantarme ante las adversidades. A mi apoyo desde niño y consejero personal: M Ángel, quien sin compromiso alguno me vio como a un hijo al cual le estoy agradecido con el corazón sino como el padre natural que pudo ser, sí, como el mejor de los amigos.

Hoy quiero agradecer a infinidad de personas. A mis hermanos: Juan, Susana, Silvia, Arturo y Aarón, que son maravillosos y muy importantes personas que me han compartido su vida y sobre todo las vivencias familiares que son infinidad. A mis sobrinos: Angélica, Laura, David, Isaac, Fernanda e Isabella, que tienen un largo camino que recorrer, a ellos les digo: que los sueños se buscan, y hagan lo que hagan siempre deben ser los mejores.

Como olvidar a tan valiosas personas que en algún momento fueron desconocidas, y odiadas sin entender el porqué de las cosas. Me refiero a mis profesores, que dedicaron su tiempo y experiencia a la docencia, empeñándose día a día en compartir sus conocimientos y exigencias, brindándome la profesión y formación la cual poseo, y que, por ironías del destino hoy quiero agradecerles por el esfuerzo de enseñar.

Un agradecimiento total a mi Universidad, mi alma mater, a mi Facultad, y a todos mis compañeros y amigos que sufrimos en el arduo camino que conlleva la ingeniería.

Estoy simbólicamente agradecido con mi nueva familia, mi Esposa Paty la cual Amo desmesuradamente, que ha sido la mujer más paciente, entregada y tolerable; a nuestros futuros hijos que esperamos ansiosamente, los cuales quiero estén orgullosos de mi y de ella.

Quiero agradecer a todas las personas que no mencioné, pero que me motivaron e inspiraron a ser Humano, a todos ellos les digo: "Gracias por ser parte de mi vida".

DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA INTERCONECTADA A LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

INTRODUCCIÓN	xv
Capítulo 1: INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR.....	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Naturaleza de la energía solar	2
1.2.1 Constante Solar	2
1.2.2 Radiación Solar	4
1.2.3 Día Solar	6
1.2.3.1 Conversión de hora Civil a hora Solar	7
1.2.4 Medición de la Radiacion Solar	8
1.3 Historia de la energía Solar Fotovoltaica.....	11
1.4 Energía Solar fotovoltaica acumulada Mundial	12
1.5 Energía Solar fotovoltaica en México.....	13
1.5.1 Mercado Potencial en México.....	15
1.6 Efecto Fotovoltaico	15
1.6.1 Fenómeno fotovoltaico	16
1.6.1.1 Conductor tipo “P” y “N”	16
1.6.2 Celdas, módulos y arreglos FV.....	18
1.7 Tecnologías de las celdas FV [9]	19
1.7.1 Curvas características	21
1.7.1.1 Principales parámetros de la característica I-V.....	22
1.7.1.2 Efecto de la irradiancia y temperatura sobre el módulo fotovoltaico	23
Capítulo 2: METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE PROYECTO FOTOVOLTAICO.....	25
2.1 Introducción	25
2.2 Generalidades	25
2.3 ¿Qué es un sistema FV conectado a la red eléctrica?	25
2.3.1 Medición de la energía	26
2.4 ¿Por qué sistemas FV conectados a la red?	26
2.5 El concepto de generación distribuida.....	27
2.5.1 El valor de los sistemas distribuidos.....	28

2.6	Elementos de una central Fotovoltaica.....	29
2.6.1	Inversores.....	29
2.6.2	Tipos de inversores para generadores FV conectados a la red [12, 13, 14, 15]	30
2.6.2.1	Clasificación de acuerdo al método de conmutación	30
2.6.2.2	Clasificación de acuerdo al parámetro modulado	31
2.6.2.3	Clasificación de acuerdo a la frecuencia de conmutación	32
2.6.2.4	Clasificación de acuerdo a la configuración del circuito de potencia	33
2.6.3	Protecciones Eléctricas.....	34
2.6.3.1	Protecciones eléctricas lado de corriente continua	35
2.6.3.2	Protección contra sobre intensidades y sobretensiones	35
2.6.3.3	Protecciones eléctricas lado de media tensión.....	35
2.6.4	Conductores	36
2.6.4.1	Cableado de corriente continua.....	37
2.6.4.2	Cableado de corriente alterna	37
2.6.5	Medidor Bidireccional	37
2.7	Análisis de pérdidas por agentes externos	38
2.7.1	Factores que afectan la intensidad de la radiación solar	38
2.7.1.1	Factores astronómicos	38
2.7.2	Factores atmosféricos	39
2.7.3	Factor de Orientación e Inclinación	41
2.7.4	Efecto de la temperatura	42
Capítulo 3:	ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA.....	45
3.1.1	Introducción	45
3.1.2	Características del sistema de generación	45
3.1.3	Condiciones y características generales del sitio.	45
3.1.3.1	Radiación solar	46
3.1.3.2	Calculo de ratios de funcionamiento.	47
3.1.3.3	Cálculo del performance ratio.....	51
3.2	Especificaciones de los equipos.	53
3.2.1	Módulo fotovoltaico.....	53
3.2.2	Software PVSYST	53

3.2.2.1	Diseño del proyecto	53
3.2.2.2	Pérdidas por temperatura, parámetros térmicos	62
3.2.2.3	Área instalada.....	73
3.2.2.4	Módulo seleccionado	74
3.2.3	Inversores para interconexión a la red eléctrica	76
3.2.3.1	Características generales de la instalación.....	77
3.3	Inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos	78
3.3.1	Acimut (α).....	78
3.3.2	Inclinación (β)	78
Capítulo 4:	ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA	83
4.1	Introducción	83
4.2	Presupuesto.....	84
4.3	Metodología de evaluación.....	86
4.3.1	Definición del enfoque de la evaluación económica.	86
4.3.2	Definición de escenarios.	86
4.3.3	Proyección de compras y compensaciones de electricidad.....	86
4.3.4	Análisis fiscal.....	86
4.3.5	Evaluación económica.....	86
4.4	Definición del enfoque de la evaluación económica.	86
4.5	Tarifas de Moneda Constante	88
4.5.1	Índice Nacional de Precio al Consumidor (INPC).....	88
4.5.2	Índice de Inflación (II).....	88
4.5.2.1	Precio Corriente (PC).	89
4.5.2.2	Índice de Precio Constante (IPCo) y Precio Constante (PCo).	90
4.6	Cálculo Precio Constante de H-M (2010) para la región Noroeste de CFE.	91
4.6.1	Índice de Inflación (II) mes de Enero 2010 (<i>TABLA 4.1</i>).	91
4.6.2	Índice de Precio Corriente (IPC) mes de Enero 2010.	91
4.6.3	Índice de Precio Constante (IPCo) mes de Enero 2010.	91
4.6.4	Precio Constante (PCo) mes de Enero 2010.....	91
4.7	Definición de Escenarios.	95
4.7.1	Proyección de compra de electricidad	95

4.8	Análisis fiscal	99
4.8.1	Concepto de fuentes renovables	99
4.8.2	Disminución de la pérdida en 10 años	100
4.9	Evaluación económica.....	100
4.9.1	Económicas.....	100
4.9.2	Fiscales	101
4.9.3	Flujos de Efectivo.	101
4.10	Valor Presente Neto (VPN).....	105
4.11	Tasa Interna de Retorno (TIR).	105
4.12	Análisis de resultados.....	106
Capítulo 5: DISEÑO DE UNA CENTRAL FV DE 500 KW		107
5.1	Normatividad.....	107
5.1.1	Mexicana.	107
5.1.2	Normas y Regulaciones Internacionales.	108
5.2	Inicio del diseño: Características de la carga.....	109
5.3	Consumo de energía.	109
5.3.1	Tarifas de facturación.....	109
5.3.2	Tarifa HM.....	110
5.3.3	Consumo de energía en tarifa HM.	111
5.4	Dimensionamiento para la generación de 500 kW.....	113
5.4.1	Método 1: A partir de la Irradiación diaria promedio.....	113
5.4.2	Método 2: Configuración del arreglo FV.....	115
5.4.2.1	Número máximo de módulos conectados en serie (String).....	115
5.4.2.2	Número mínimo de módulos conectados en serie (String).	117
5.4.2.3	Número máximo de String conectados en paralelo.....	118
5.4.3	Elección de la configuración.....	119
5.5	Cálculos en Corriente Directa.....	120
5.5.1	Descripción.....	120
5.5.2	Cálculos: Conductores y Protecciones.	121
5.5.3	Cálculos: Regulación de voltaje en CD.	123
5.5.4	Canalización de los conductores.	126

5.5.5	Factor por agrupamiento.	126
5.6	Cálculos en Corriente Alterna.	127
5.6.1	Fórmulas generales en CA.	127
5.6.2	Selección de los conductores.	128
5.6.3	Cumplimiento por factores por temperatura, agrupación y regulación de voltaje (caída de tensión).	129
5.6.3.1	Cálculo del alimentador principal inversor 1 hacia tablero principal TGG1.	129
5.7	Subestación Eléctrica Principal en 13.8 kV.	130
5.7.1	Cálculos Eléctricos.	132
5.7.1.1	Intensidad de media tensión.	132
5.7.1.2	Intensidad de baja tensión.	133
5.8	Sistema de tierras de la Subestación Eléctrica.	133
	CONCLUSIONES.	135
	APLICACIONES.	137
	ANEXOS.	139
	GLOSARIO.	208
	BIBLIOGRAFÍA.	214

Índice de Figuras

fig. 1.1.	Espectro del Sol	2
fig. 1.2.	Radiación solar en la superficie de la atmósfera a lo largo del año	4
fig. 1.3.	Componentes de la Radiación	6
fig. 1.4.	Ecuación del tiempo a lo largo del año	8
fig. 1.5.	Piranómetro	9
fig. 1.6.	Irradiación Solar Global Anual en la República Mexicana	10
fig. 1.7.	Irradiación Solar Directa Anual en la República Mexicana	10
fig. 1.8.	Irradiación Solar Difusa Anual en la República Mexicana	11
fig. 1.9.	Estructura de una celda FV	16
fig. 1.10.	Semiconductores extrínsecos con base de silicio P y N	16
fig. 1.11.	Unión P-N	17
fig. 1.12.	Bandas de Bloch	18
fig. 1.13.	a) Celdas FV, b) Módulo FV, c) Arreglo FV	19
fig. 1.14.	Curva características I-V/ P-V en condiciones STC	22
fig. 1.15.	Variación de las características según la Irradiancia solar	22
fig. 1.16.	Variación de las características según la Temperatura	24
fig. 2.1.	Diagrama de bloques de un sistema FV conectado a la red	26
fig. 2.2.	Medidor de lectura neta	26
fig. 2.3.	Esquemas de generación: a) Centralizada, b) Distribuida	28
fig. 2.4.	Diagrama del Inversor DC/AC	30
fig. 2.5.	Configuraciones básicas del circuito de potencia: a)Puente 1 ϕ , y b)Puente 3 ϕ	34
fig. 2.6.	Relevador SEPAM	36
fig. 2.7.	Medidor Bidireccional	38
fig. 2.8.	Movimiento de traslación de la Tierra	39
fig. 2.9.	Perdidas de Radiación de la Atmósfera al suelo	40
fig. 2.10.	Radiación directa y difusa (Atenuación por las nubes y la de Albedo)	41
fig. 2.11.	Radiación en el solsticio de Invierno en el trópico de Cáncer en el plano horizontal y en el plano inclinado	42
fig. 2.12.	Radiación en el solsticio de invierno en el trópico de Cáncer en el plano horizontal y en el plano inclinado	42
fig. 2.13.	Curva de Potencia máxima de un módulo en función de la hora del día tiene la forma indicada en la siguiente gráfica	43
fig. 2.14.	Cantidad de energía que el módulo es capaz de entregar durante el día está representada por el área comprendida bajo la curva de la gráfica anterior y se mide en Watts hora/día	43

Fig. 3.1	Radiación Solar Mensual	47
Fig. 3.2	Curva tipo: eficiencia Inversor	49
Fig. 3.3	Lugar geográfico y estación meteorológica	54
Fig. 3.4	Climatología: Irradiación	54
Fig. 3.5	Optimización del plano	55
Fig. 3.6	Módulo FV Sharp. a) Datos básicos, b)Dimensiones, c)Tecnología	56
Fig. 3.7	Módulo FV Isofotón. a) Datos básicos, b)Dimensiones, c)Tecnología	57
Fig. 3.8	Módulo FV Canadian Solar. a) Datos básicos, b)Dimensiones, c)Tecnología	58
Fig. 3.9	Módulo FV LDK Solar. a) Datos básicos, b)Dimensiones, c)Tecnología	59
Fig. 3.10	Módulo FV Trina Solar. a) Datos básicos, b)Dimensiones, c)Tecnología	60
Fig. 3.11	Módulo FV KYOCERA. a) Datos básicos, b)Dimensiones, c)Tecnología	61
Fig. 3.12	PVSYST 5 Introducción de pérdidas térmicas	63
Fig. 3.13	PVSYST 5 Introducción de pérdidas en el cableado	64
Fig. 3.14	PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV Sharp	65
Fig. 3.15	PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV Isofotón	65
Fig. 3.16	PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV Canadian Solar	66
Fig. 3.17	PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV LDK Solar	66
Fig. 3.18	PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV Trina Solar	67
Fig. 3.19	PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV KYOCERA	67
Fig. 3.20	Comparativa de pérdidas globales en módulos FV	68
Fig. 3.21	Incremento de pérdidas respecto al menor	68
Fig. 3.22	Pérdidas para irradiancia 800 w/m^2 a distintas temperaturas	70
Fig. 3.23	Pérdidas para irradiancia 600 w/m^2 a distintas temperaturas	70
Fig. 3.24	Pérdidas para irradiancia 400 w/m^2 a distintas temperaturas	71
Fig. 3.25	Comportamiento en el incremento anual respecto al de menor % de pérdidas	72
Fig. 3.26	Porcentaje de pérdidas globales respecto al de menores pérdidas	73
Fig. 3.27	Eficiencia del módulo	74
Fig. 3.28	superficie de ocupación sub-arreglo de 100 kW	74
Fig. 3.29	Orientación e inclinación de los módulos	79
Fig. 3.30	PVSYST 5, Orientación e inclinación módulos FV	80
Fig. 3.31	Línea de horizonte para la orientación de los módulos	80
Fig. 4.1	Factura 2010: caso base	87
Fig. 4.2	Factura 2010: caso Proyecto	87
Fig. 4.3	Histórico de las tarifas eléctricas a precio constante para la región noroeste, periodo 1999 – 2010	95
Fig. 4.4	Proyección de compras de energía eléctrica: caso base	96
Fig. 4.5	Proyección de compra de energía eléctrica: caso proyecto	96
Fig. 4.6	Proyección de compras de energía eléctrica: caso base	97
Fig. 4.7	Proyección de compra de energía eléctrica: caso proyecto	97
Fig. 4.8	Proyección de compras de energía eléctrica: caso base	98
Fig. 4.9	Proyección de compra de energía eléctrica: caso proyecto	98

Fig. 4.10	Flujo de efectivo, Escenario bajo: 4%	102
Fig. 4.11	Flujo de efectivo, Escenario Medio: 9%	103
Fig. 4.12	Flujo de efectivo, Escenario Alto: 14%	104
Fig.5.1	Regiones tarifarias de CFE	110
Fig.5.2	Detalle a bloques simplificada de sistema FV, 500 Kw	113
Fig.5.3	Arreglo FV de 100 kW interconectado a la red	121

Índice de Tablas

Tabla 1.1	Meridianos de referencia para la República Mexicana y alrededores	7
Tabla 1.2	Capacidad Fotovoltaica acumulada a nivel mundial	13
Tabla 1.3	Evolución del mercado fotovoltaico en México (1994-2010)	14
Tabla 1.4	Eficiencias alcanzadas por módulos y celdas FV de diferentes tecnologías	21
Tabla 2.1	Características de los inversores con control de voltaje y de corriente	32
Tabla 2.2	Resumen de rangos de operación de inversores según su tipo	34
Tabla 2.3	Caídas de tensión permisibles en C.D. y C.A	36
Tabla 3.1	Radiación solar diaria y mensual de Teacapan, Sinaloa	46
Tabla 3.2	Eficiencia del parque solar FV	52
Tabla 3.3	Comportamiento de los módulos FV a distintas temperaturas a una misma Irradiación y velocidad del viento	69
Tabla 3.4	Comportamiento de los módulos FV a distintas temperaturas a una misma Irradiación y velocidad del viento	70
Tabla 3.5	Porcentaje promedio anual de pérdidas: irradiancia-temperatura	71
Tabla 3.6	Comportamiento de los módulos FV a distintas temperaturas a una misma Irradiación y velocidad del viento	71
Tabla 3.7	Incremento anual respecto al de menor porcentaje de pérdidas	72
Tabla 3.8	Características de los módulos	73
Tabla 3.9	Características inversor PRINCETON POWER SYSTEMS	76
Tabla 4.1	Presupuesto	85
Tabla 4.1.	Índice nacional de precios al consumidor 2010	88
Tabla 4.2	Precio corriente de energía eléctrica, tarifa HM, en media tensión 2010	89
Tabla 4.3	Precio corriente de la región noroeste del año 2010...91	
Tabla 4.4	Cálculo de tarifas a precio constante de H-M 2010, para la región noroeste de CFE	92
Tabla 4.5	factura 2010: caso base	93
Tabla 4.6	Factura 2010: caso con proyecto	94
Tabla 4.7	Costo de energía eléctrica a 25 años	99
Tabla 4.8	Indicadores de rentabilidad del proyecto	100
Tabla 5.1	Horario tarifario verano, región Noroeste	111
Tabla 5.2	Horario tarifario invierno, región Noroeste	111
Tabla 5.3	Número de horas de alumbrado público para el horario de invierno	111
Tabla 5.4	Número de horas de alumbrado público para el horario de verano	112
Tabla 5.5	Total de horas anual para alumbrado público	112
Tabla 5.6	Consumo de energía anual	112
Tabla 5.7	Resumen valores de entrada al inversor	120
Tabla 5.8	Cálculo de la Regulación en CD de Strings	125
Tabla 5.9	Cálculo de la regulación Total en CD	125
Tabla 5.10	Cálculo de Alimentadores en Corriente Alterna	130
Tabla 5.11	Selección de fusible limitador de corriente en MT	132

INTRODUCCIÓN.

Normalmente los costos indirectos de las tecnologías de generación convencional son omitidos en los análisis económicos, pero es un hecho que éstos son cuantiosos y finalmente se tienen que pagar en forma de programas para reducir el impacto ambiental y con el deterioro de la calidad de vida de la sociedad. La implementación e implantación de tecnologías de energías renovables además de tener un sentido ecológico tiene sentido en el plan económico.

Algunos países europeos, Japón y los Estados Unidos de América (EUA) entre otros, han establecido programas fotovoltaicos (FV) de gran escala que tienen como base de operaciones e implementación su territorio, pero que contemplan la diseminación de la tecnología en todo el mundo, particularmente en países en vías de desarrollo. La interconexión de sistemas FV con la red eléctrica convencional ha recibido creciente atención en la presente década; tanto en la forma de cogeneradores distribuidos como de estaciones centralizadas del orden de los Megawatts.

El interés de algunos países hacia esta tecnología obedece a varios factores. Por un lado sus costos han declinado significativamente en los últimos años y su eficiencia se ha incrementado de manera importante.

Por otra parte las economías más sólidas reconocen la necesidad de disminuir su dependencia energética de los combustibles fósiles. Otra consideración importante y que ha sido activamente promovida por grupos sociales es el costo ecológico de producir energía eléctrica por medios convencionales; es bien sabido que la generación termoeléctrica contribuye de manera significativa a la emisión de gases tóxicos,

Además de los que producen el efecto invernadero. En otras palabras, el desarrollo sustentable ha sido tomado con mayor seriedad en años recientes.

Los costos de los sistemas varían ampliamente dependiendo, del tipo, tamaño y sitio de instalación, los sistemas conectados a red son los más baratos en estos momentos tendiendo costos de entre 5 y 9 dólares por Watt pico instalado. Algunas oportunidades de reducción de costos se vislumbran cuando los paneles fotovoltaicos sustituyen a materiales de construcción como lo puede ser los cristales exteriores de edificios o construcciones.

Los costos de generación mediante sistemas fotovoltaicos son muy variables y dependientes del sitio donde se instalan. Dos sistemas similares instalados en sitios con niveles de irradiación diferentes producirán cantidades diferentes de energía eléctrica. La temperatura ambiente y el porcentaje de radiación difusa son también factores que afectan la producción de energía y por ende los costos de generación de la misma.

Las principales ventajas de los sistemas FV interconectados en nuestro país es que se pueden mencionar es principalmente que en México contamos con un gran nivel de insolación, la radiación solar se convierte directamente en energía eléctrica, se genera modularmente sólo la cantidad que se requiere, se instala muy fácilmente y su costo cada vez es menor, el mantenimiento es mínimo y su tiempo de vida es relativamente largo (20 años o más).

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR

En este capítulo hablamos acerca del desarrollo que ha tenido el aprovechamiento de la energía solar, además se mencionan algunos aspectos relacionados con los principios de funcionamiento de una célula fotovoltaica, también se muestra un análisis de la situación energética actual enfatizando la necesidad de utilizar energías alternas, principalmente la energía solar y se dan a conocer algunas de las aplicaciones del uso de la misma, así como la investigación que se está llevando a cabo en México para optimizar su aprovechamiento.

1.1 Generalidades

El Sol, es una de las innumerables estrellas que hay en nuestra galaxia, la más cercana y sin duda también, la más importante para nosotros, ya que sin ella no existiríamos ni existiría forma alguna de vida sobre la Tierra.

Es una estrella de tipo medio, su radio es de unos 700 000 km y su masa equivale a la que se obtendría juntando unos 334 000 planetas iguales a la Tierra, su densidad media es de 1.41 g/cm^3 , su centro es de gran densidad, brilla en el espacio desde hace más de 5000 millones de años y se calcula que el tiempo que le resta de vida es todavía mayor, y está situado a 30 000 años luz del centro de la galaxia, alrededor del cual se mueve con todo el sistema planetario, a una velocidad de 320 km/s y completa una revolución cada 200 millones de años. Gira sobre su eje como una gran bola de gas, no como un sólido (periodo de rotación en el ecuador 24.7 días; cerca de los polos 30 días aproximadamente. El origen de la energía que el Sol produce e irradia, está en las reacciones nucleares que ininterrumpidamente se realiza en su interior. En ellas, los átomos de hidrógeno que es el elemento más abundante del Sol, se combinan entre sí para formar átomos de helio y al mismo tiempo, una pequeña parte de la masa de dichos átomos, se convierte en energía de acuerdo con la famosa fórmula de Einstein $E=mc^2$ la cual fluye desde el interior hasta la superficie (fotosfera) y desde allí es irradiada al espacio en todas direcciones. Aunque el Sol también emite partículas materiales, la mayor parte de la energía irradiada es transportada en formas de ondas electromagnéticas (fotones) en una amplia gama de longitudes de onda diferentes, las cuales se desplazan en el espacio vacío a una velocidad de 300 000 km/s tardando solamente ocho minutos en recorrer los 150 millones de kilómetros que hay entre el Sol y la Tierra.

Cada segundo el Sol irradia en todas las direcciones del espacio una energía de 4×10^{20} joule; esto es, genera una potencia de 4×10^{17} kilowatts, para hacernos una idea de la enorme magnitud que representan estas cifras, basta considerar la potencia generada por todas las plantas industriales del mundo trabajando juntas sería de unos trescientos billones de veces más pequeña. Por otra parte esta esfera de materia gaseosa inmensamente caliente, tiene un diámetro de 1.39 millones de km. La distancia mínima (en el perihelio) entre el Sol y la Tierra, se alcanza alrededor del 15 de enero mientras que la máxima (en el afelio) se tiene a fines de junio. La discrepancia entre la distancia mínima y máxima es de 1/60 del valor medio. Esto quiere decir que la órbita elíptica que describe la Tierra alrededor del Sol es prácticamente circular.

1.2 Naturaleza de la energía solar

La radiación que emite el Sol corresponde a una parte del espectro electromagnético. Cada cuerpo, según sus características intrínsecas, emite una forma de radiación característica, que puede identificarse dentro del espectro electromagnético.

La radiación electromagnética no es otra cosa que el tipo de partículas o de ondas que nos llega de un cuerpo, en el caso de la radiación solar, la radiación proviene del Sol. Los rayos del Sol están compuestos por diminutas partículas llamadas fotones que viajan a la velocidad de la luz; además existen diversas formas en que se pueden apreciar las formas de la radiación electromagnética proveniente del Sol, para nosotros lo más común es la luz visible, pero también llegan los rayos ultra violeta y los rayos infrarrojos. El espectro de la radiación solar se muestra en la figura 1.1, en la cual se observa que el espectro de la radiación solar en relación con la longitud de las ondas, va desde el orden de cero hasta $2\mu\text{m}$ y que se divide en espectro ultravioleta, espectro visible y espectro infrarrojo.

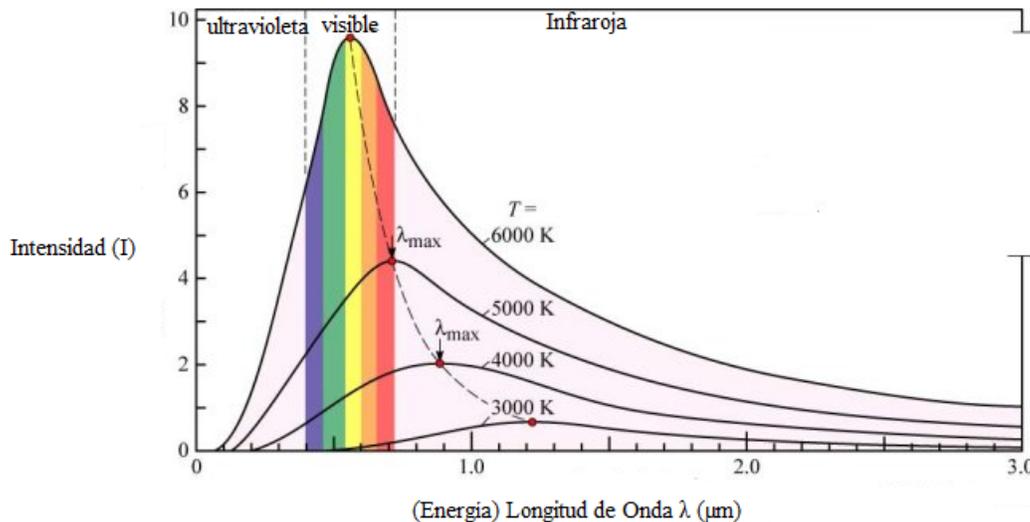


fig. 1.1. Espectro del Sol

Fuente: <http://www.astromonos.org/public/3/espectro.jpg>

Fuera de la atmósfera, la radiación solar está constituida por 7% de rayos ultravioleta, 47% de radiación visible y 46% de rayos infrarrojos. En la superficie, en condiciones ideales a cielo despejado y a nivel del mar, los porcentajes son:

4% de ultravioleta, 46% de visible y 50% de infrarroja, la capa externa de ozono absorbe gran parte de los rayos ultravioleta. [1]

1.2.1 Constante Solar

La combinación de tres factores: la distancia Tierra-Sol, el diámetro solar y la temperatura del Sol, determinan un flujo luminoso, i.e., un flujo de energía que incide sobre la superficie de la Tierra.

Se llama flujo de "algo" (materia, energía), a la cantidad de ese "algo" que pasa a través de una superficie, por unidad de área y por unidad de tiempo. Por tanto, el flujo luminoso, que es un flujo de energía, tiene unidades de energía por unidad de área y por unidad de tiempo, por ejemplo, W/m².

Mucho se ha discutido acerca de si el Sol emite un flujo de energía constante, o se trata de una estrella variable. Algunos estudios parecen indicar que la variación de la emisión de energía, por parte del Sol, es menor al 1% a lo largo de un ciclo solar, que dura 22 años. No se conoce a ciencia cierta la causa de estas variaciones. Sin embargo para los fines prácticos la emisión de energía en el Sol puede considerarse constante. El recurso energético solar está mucho más ligado, en la superficie terrestre, a las variaciones meteorológicas que a las solares.

La radiación emitida por el Sol, junto con sus condiciones geométricas respecto de la Tierra, dan por resultado que, sobre la atmósfera terrestre, incide una cantidad de radiación solar casi constante. Esto ha dado lugar a la definición de la llamada constante solar.

La constante solar G_{sc} , es el flujo de energía proveniente del Sol, que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, ubicada a la distancia media de la Tierra al Sol, fuera de toda atmósfera.

Aclarando algunos puntos de esta definición. Primero, es un flujo de energía, es decir, la constante solar se refiere a una cantidad de energía que incide, instantáneamente, sobre una superficie de área unitaria. Segundo, esta superficie hipotética es perpendicular o normal a la dirección de propagación de la luz, obviamente que una superficie en posición oblicua respecto de la dirección de la radiación del Sol, recibiría un menor flujo de energía. Tercero, nuestra superficie hipotética se encuentra situada a la distancia media de la Tierra al Sol, es claro que la distancia desde la fuente de radiación hasta el plano en cuestión, influye fuertemente en el flujo de energía. Como la órbita que describe la Tierra alrededor del Sol no es circular, por lo tanto, la distancia Tierra-Sol no es constante, debe considerarse un valor promedio, para poder hablar de una constante. Por último, nuestra ya famosa superficie hipotética, debe estar colocada fuera de la atmósfera, para evitar la atenuación de la radiación causada por la diversidad de fenómenos físicos y químicos que se verifican en la atmósfera.

La radiación solar incidente, que equivale a la radiación que se recibe en el límite superior de la atmósfera terrestre, se estima que es de:

$$C.S._d = 1.367 \frac{kW}{m^2}$$

Lo que quiere decir que en el borde de la atmósfera, a cada metro cuadrado le llegan 1.367 kW de potencia solar. Sin embargo, este valor no es constante durante el año debido al movimiento de traslación de la Tierra. El valor de la constante cambia y se puede estimar por medio de la ecuación 1.1 en función del día del año. [1,2]

$$C.S._d = C.S. \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right) \frac{kW}{m^2}$$

Donde: $C.S._d$ = La radiación extraterrestre.

$C.S.$ = Constante Solar promedio.

n = enésimo día del año.

En la figura 1.2 se observa la variación que tiene el valor de radiación solar en la superficie de la atmósfera.

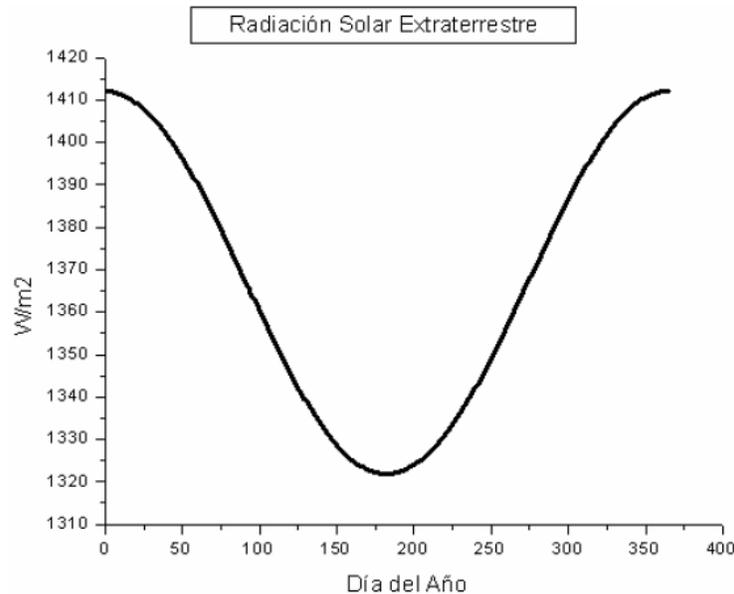


fig. 1.2. Radiación solar en la superficie de la atmósfera a lo largo del año

Fuente: Curso de Energía Solar Instituto Tecnológico y Estudios Superiores de Occidente

1.2.2 Radiación Solar

La radiación solar sufre ciertas transformaciones al incidir sobre la atmósfera, de modo que es necesario manejar algunos conceptos específicos para los diversos tipos de radiación. Las siguientes definiciones ayudan a aclarar estos conceptos.

Se conoce como **radiación directa**, la que se recibe directamente del Sol, sin sufrir dispersión atmosférica alguna. La radiación extraterrestre es, por tanto, radiación directa. Generalmente se usa el subíndice "b" para indicar radiación directa, por el término que se utiliza en inglés: beam (haz, rayo).

La **radiación difusa** es la que se recibe del Sol, después de ser desviada por dispersión atmosférica. Es radiación difusa la que se recibe a través de las nubes, así como la que proviene del cielo azul. De no haber radiación difusa, el cielo se vería negro, aun de día, como sucede por ejemplo en la Luna. Suele utilizarse el subíndice "d" para la radiación difusa.

Por otro lado, se conoce como **radiación terrestre** la que proviene de objetos terrestres, por ejemplo, la que refleja una pared blanca, un charco o un lago, etc.

Se conoce como **radiación total**, la suma de las radiaciones directa, difusa y terrestre que se reciben sobre una superficie. Por ejemplo, sobre una pared o una ventana, incide la radiación directa del Sol, la difundida por las nubes y por el cielo y, además, puede entrar la luz reflejada por algún otro objeto frente a la pared o ventana. Un caso particular, pero de mucho interés práctico en el estudio de la energía solar, es el medir la radiación total sobre una superficie horizontal "viendo" hacia arriba. En este caso puede considerarse que no existe radiación terrestre y se conoce también como radiación global. Por tanto, la radiación global es la suma de la directa más la difusa.

Para expresar la potencia solar y, en general de cualquier radiación, se utiliza el término irradiancia. La **irradiancia**, W/m^2 , es la rapidez de incidencia de energía radiante sobre una superficie, por unidad de área. Generalmente se usa el símbolo G para la irradiancia, junto con los subíndices adecuados: G_o , G_b , G_d , para la irradiancia extraterrestre, directa, difusa, etc. Nótese que la irradiancia tiene la virtud de indicar muy claramente que la radiación es un fenómeno que transcurre en el tiempo, que "va de pasada", que no es estático. Es energía que incide instantáneamente sobre una superficie.

Cuando incide la radiación sobre un plano, durante un tiempo determinado, puede hablarse entonces de que incidió una cierta cantidad de energía. La cantidad de energía, por unidad de área, que incide durante un período de tiempo dado, recibe el nombre de **irradiación**, y no es otra cosa que la integral de la irradiancia durante el período en cuestión. Generalmente se usa el símbolo "I" para la insolación por hora, mientras que "H" se usa para la insolación en el período de un día. Se aplican los mismos subíndices, por ejemplo: H_o simboliza la irradiación extraterrestre en un día; I_d simboliza la irradiación difusa en una hora, etc.

La figura 1.3 muestra las distintas componentes de la radiación a la entrada a la atmósfera y los efectos de las mismas.

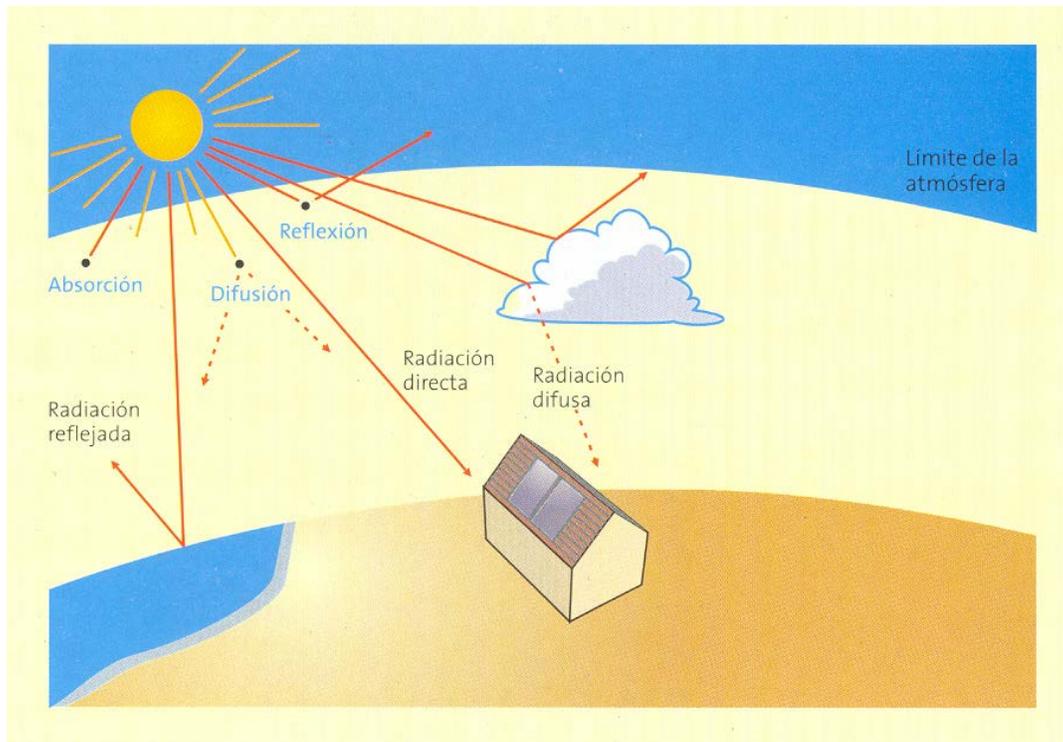


fig. 1.3. Componentes de la Radiación.

La atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua, CO₂, aerosoles, etc.) producen sobre ésta.

La difusión que se produce debida a la presencia de polvo y a la contaminación del aire depende, en gran medida, del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en los lugares más poblados. Los efectos meteorológicos locales tales como nubosidad, lluvia o nieve afectan también a la irradiancia solar que llega a un determinado lugar. La irradiancia que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre un día claro al mediodía alcanza un valor máximo de 1000 W/m² aproximadamente. Este valor depende del lugar y, sobre todo, de la nubosidad.

Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello se ha de disponer de las tablas de radiación solar actualizadas, de las que los institutos de energía elaboran anualmente un atlas de radiación.

1.2.3 Día Solar

El Día Solar (D_s) representa el valor promedio de horas, del total de horas entre el amanecer y el anochecer, durante el cual un sol "equivalente" (con radiación constante de 1 kW/m²) es capaz de generar la misma cantidad de energía que el sol verdadero entrega, en promedio, en esa locación, para esa época del año. Como ejemplo, supongamos que en una locación el valor de insolación estacional promedio es de 5 kWh/m²/día. Desde el punto de vista energético (potencia por

tiempo) podemos asumir un D_s de 5 horas, con una irradiación constante de 1kW/m^2 , ya que el producto $5 \text{ h/día} \times 1 \text{ kW/m}^2$ representa el mismo valor energético de insolación. [4]

1.2.3.1 Conversión de hora Civil a hora Solar

En la mayoría de los cálculos solares se requiere la hora solar, mientras que los relojes indican la hora civil. La hora solar es la que indica un reloj de Sol, el mediodía (12:00 h) corresponde exactamente al paso del Sol por el meridiano. Como en la práctica esto haría que lugares relativamente cercanos tuvieran horas distintas, se han establecido los husos horarios. Derivado de lo anterior la hora solar es diferente para diferentes ciudades, pero la hora civil es la misma, debido a esto existe una diferencia entre ellas, dada por la ecuación:

$$\text{Hora solar} = \text{hora civil} + 4 (L_{st} - L_{loc})$$

Donde L_{st} corresponde a la longitud geográfica del meridiano de referencia, mientras que L_{loc} es la longitud geográfica del meridiano local. La tabla 1.1 contiene los meridianos de referencia para la República Mexicana.

Hora	Meridiano	Ejemplos de referencia
Del Este	75°W	Este de los EEUU, New York, etc.
Del Centro	90°W	Este de México de Yuc. a Jal.
De la Montaña	105°W	Nay., Sin., Son. y B.C.S.
del Pacífico	120°W	Baja California, California.
Alaska-Hawaii	135°W	Alaska, Hawaii

Tabla 1.1. Meridianos de referencia para la República Mexicana y alrededores.

Otra corrección necesaria está dada por el hecho de que el Sol se adelanta y se atrasa respecto de la hora solar media, debido a dos efectos astronómicamente bien conocidos y estudiados: la excentricidad de la órbita terrestre y la inclinación del eje polar de la Tierra respecto de la órbita.

Esto da lugar a otra corrección que se conoce como la ecuación del tiempo, que está dada por la expresión:

$$E = 9.87 \text{ sen } 2B - 7.53 \text{ cos } B - 1.5 \text{ sen } B$$

Donde:

$$B = 360(n - 81) / 364$$

n es el número de día del año

La figura 1.4 muestra una gráfica de la ecuación del tiempo, según las ecuaciones anteriores. Nótese que el Sol se "atrassa o se adelanta", según la fecha, hasta más de 15 minutos, respecto de la hora solar media. Aunque para cálculos aproximados se puede despreciar la ecuación del tiempo, en términos generales no es despreciable esta corrección.

La ecuación del tiempo se traduce físicamente, por ejemplo, en que el mediodía solar varía de una fecha a otra, efecto que se suma a la variación debida al meridiano de referencia. Por otro lado la combinación de la ecuación del tiempo, junto con el de la declinación del Sol a lo largo del año (efectos separados, que no coinciden) y otros factores que no expondremos, se traducen en una variación en las horas de salida y puesta del Sol, todavía mayor que lo anterior.

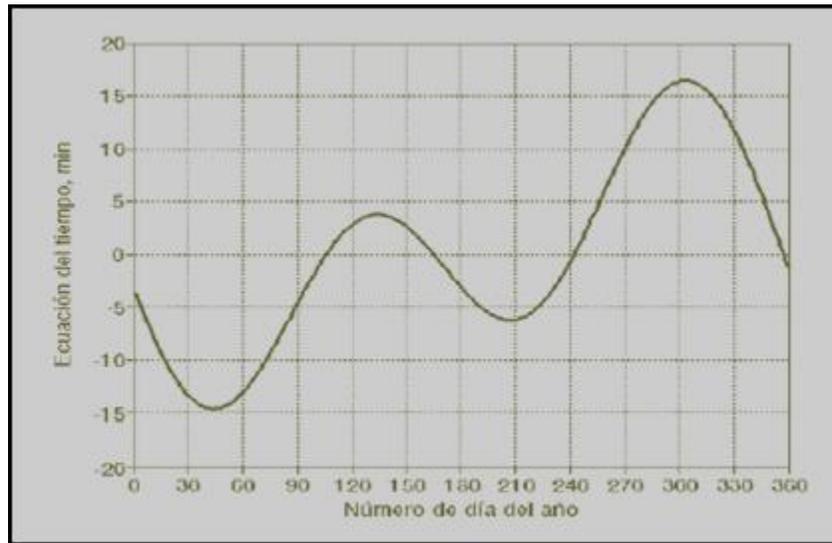


fig. 1.4. Ecuación del tiempo a lo largo del año

Fuente: Curso de Energía Solar Instituto Tecnológico y Estudios Superiores de Occidente

1.2.4 Medición de la Radiación Solar

El instrumento utilizado para medir la radiación solar procedente de un ángulo sólido de 2π estereorradianes en una superficie plana y un intervalo espectral comprendido entre 0.3 y 3.0 μm se denomina piranómetro. La irradiancia global incluye la radiación recibida directamente del disco solar, como la radiación celeste difusa dispersada al atravesar la atmósfera. La figura 1.5 muestra el aspecto físico de un piranómetro. Las unidades en las que se mide la irradiancia o potencia luminosa son W/m^2 .



fig. 1.5. Piranómetro

Fuente: Curso de Energía Solar Instituto Tecnológico y Estudios Superiores de Occidente

En 1991 el Programa Universitario de Energía de la UNAM publicó el Atlas de Radiación Solar para México basándose en trabajos realizados por el Instituto de Geofísica de esa institución con información satelital. Según los autores, el error estándar de la estimación con respecto a datos paramétricos medidos en la superficie terrestre es de 3 a 5% lo que da confianza en la información obtenida de satélites.

Ese mismo año, investigadores de la Universidad de Colima y de la Universidad Veracruzana, publicaron el Atlas Solar de la República Mexicana basándose en la información que se había desarrollado también a partir de información satelital. En este trabajo se reporta que en el 5% del país se reciben niveles de radiación solar de menos de 400 cal/cm²-día en promedio, en el 57% entre 400 y 500 cal/cm²-día y en el 38% más de 500 cal/cm²-día. Este documento presenta información de la irradiación solar global media diaria, la irradiación solar directa media diaria y la irradiación solar difusa media diaria, para periodos mensuales, estacionales y anuales.

En el año 2000, la Gerencia de Energías No Comerciales del Instituto de Investigaciones Eléctricas elaboró los mapas de radiación solar global, directa y difusa. En las figuras 1.6, 1.7 y 1.8 se presentan los mapas anuales de irradiación solar expresados en unidades de kWh/m² día.

Los datos de radiación solar sobre una superficie horizontal que se presentan en este documento fueron calculados con los datos meteorológicos para los años de 1941 a 1980 proporcionados por el SMN (Normales Climatológicas, 1976; comunicación personal, 1990), y siguiendo la metodología, aunque con algunos cambios, contenida en el trabajo publicado en el Instituto de Ingeniería de la UNAM (Almanza et al, 1992) y que fue validada con datos medidos en Ciudad Universitaria, UNAM (Velázquez et al, 1988). Los datos de radiación solar para una inclinación igual a la localidad del lugar, se calcularon con el método HDKR (Duffie y Beckman, 1991, pág. 96), que requiere herramientas de informática para llevarlo a cabo.

Se ha seguido el Sistema Internacional de unidades. Los mapas de isohelias de radiación muestran la cantidad de energía incidente en un metro cuadrado por día. La radiación solar se presenta en mega joule por metro cuadrado, MJ/m². Esta unidad es un indicador de densidad de energía. En

los mapas se representa la cantidad total de energía para un día, desde el amanecer hasta el atardecer. Representa un valor diario promedio para un mes en particular. [2]



fig. 1.6. *Irradiación Solar Global Anual en la República Mexicana*

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2005



fig. 1.7. *Irradiación Solar Directa Anual en la República Mexicana*

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2005



fig. 1.8. *Irradiación Solar Difusa Anual en la República Mexicana*

Fuente: Instituto de Investigaciones Eléctricas, 2005

1.3 Historia de la energía Solar Fotovoltaica.

El efecto fotovoltaico fue descubierto por el francés Alexandre Edmond Bequerel en 1838 cuando tenía solo 19 años. Bequerel estaba experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino cuando comprobó que la corriente subía en uno de los electrodos cuando este se exponía al sol.

El siguiente paso se dio en 1873 cuando el ingeniero eléctrico inglés Willoughby Smith descubre el efecto fotovoltaico en sólidos. En este caso sobre el selenio.

Años más tarde, en 1877, El inglés William Grylls Adams profesor de Filosofía Natural en la King College de Londres, junto con su alumno Richard Evans Day, crearon la primera célula fotovoltaica de selenio.

Cincuenta años más tarde, en 1889, W. Smith encontró que el selenio tenía propiedades fotovoltaicas para que Charles Fritts construyera la primera celda solar de selenio. Para 1905, Albert Einsten partiendo del concepto de *Cuanto*, propuso que la luz está compuesta de Cuantos o paquetes de energía y explicó satisfactoriamente otro efecto llamado fotoeléctrico que se presenta en los metales. El efecto fotoeléctrico se refiere a que cuando la luz llega a metales como el Platino o el Cesio, los electrones pueden empezar a moverse y si los fotones de los rayos de luz tienen frecuencias y energía apropiadas, hacen saltar a los electrones de la superficie iluminada generando así una corriente eléctrica.

La posibilidad de una aplicación práctica del fenómeno no llegó hasta 1953 cuando Gerald Pearson de Bell Laboratories, mientras experimentaba con las aplicaciones en la electrónica del silicio, fabricó casi accidentalmente una célula fotovoltaica basada en este material que resultaba mucho

más eficiente que cualquiera hecha de selenio. A partir de este descubrimiento, otros dos científicos también de Bell, Daryl Chaplin y Calvin Fuller perfeccionaron este invento y produjeron células solares de silicio capaces de proporcionar suficiente energía eléctrica como para que pudiesen obtener aplicaciones prácticas de ellas.

En los años 70 del siglo XX, surgió la idea de potenciar las bombas de extracción de agua con paneles solares. De esta manera se hacía viable la obtención de agua de acuíferos en zonas rurales sin acceso a la energía eléctrica.

En la década de los 80 surgieron con fuerza las iniciativas para electrificar las sociedades de los países empobrecidos. En estas sociedades la electrificación no podía basarse en el modelo energético usado de los países enriquecidos de grandes centrales y un sistema de distribución. Resultaba excesivamente costoso instalar toda una red eléctrica en unas sociedades en las que gran parte de la población estaba distribuida de manera muy dispersa en asentamientos rurales. Por estas razones se optó por sistemas de generación eléctrica en el mismo lugar de consumo y entre ellos por los paneles solares fotovoltaicos.

En la década de los 90 y en los primeros años del siglo XXI las células fotovoltaicas han experimentado un continuo descenso en su costo junto con una ligera mejora de su eficiencia. Estos factores unidos al apoyo por parte de algunos gobiernos hacia esta tecnología han provocado un espectacular impulso de la energía solar en los últimos años.

1.4 Energía Solar fotovoltaica acumulada Mundial

En el ámbito internacional, la tecnología FV en sus principales aplicaciones interconectadas a la red, ha experimentado un crecimiento significativo en los años recientes.

Para tener un panorama general del desarrollo de la tecnología FV en el ámbito internacional, en esta sección se hace un recuento de la potencia FV total instalada en los 26 países miembros de la Agencia Internacional de Energía (IEA), mediante el programa (PVPS) en el periodo 1993-2010.

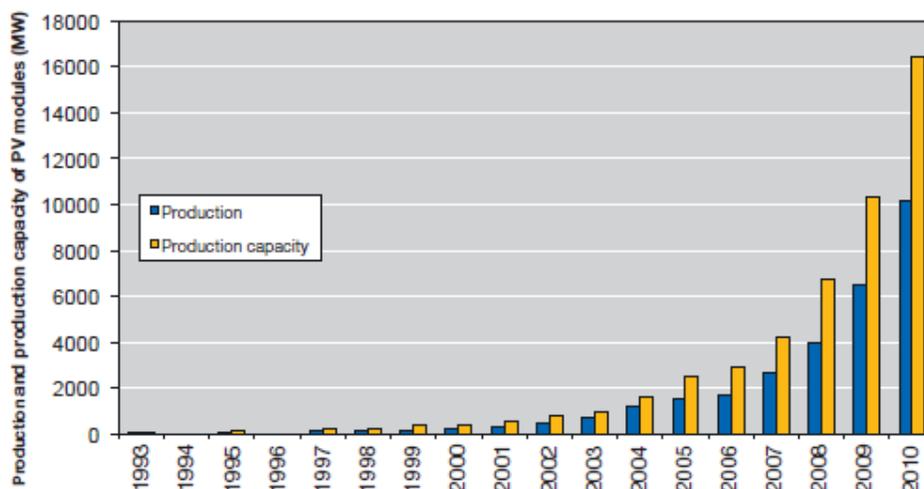


Tabla 1.2. Capacidad Fotovoltaica acumulada a nivel mundial

Fuente: International Energy Agency (IEA) Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS)

1.5 Energía Solar fotovoltaica en México

México cuenta con condiciones naturales muy favorables para la aplicación de sistemas fotovoltaicos. En muchas partes de su extenso territorio, la radiación solar promedio es el doble de, por ejemplo, los países de Europa como Alemania, que actualmente es uno de los mayores mercados fotovoltaicos en el mundo. El inmenso potencial de México, la segunda economía más grande de Latinoamérica, ha sido escasamente explotado hasta ahora. Actualmente, el país tiene instalada, tan solo, una capacidad de aproximadamente 19.7 MWp de sistemas fotovoltaicos, comparados con una capacidad instalada de 3,800 MWp en Alemania.

Debido al incremento en los precios de la energía y a la creciente conciencia pública sobre el impacto negativo de los combustibles fósiles, el Sol, como fuente potencial de energía, ha despertado cada vez mayor interés en las autoridades mexicanas. En julio de 2007 el organismo regulador del sector de gas y energía eléctrica en México (CRE - Comisión Reguladora de Energía) aprobó una resolución que ofrece a los inversionistas la posibilidad de instalar sistemas fotovoltaicos conectados a la red nacional en pequeña escala (hasta 10 kWp para hogares y 30kWp para empresas).

Esta interconexión, es regulada bajo el principio de Medición Neta de Energía (*NetMetering*) que permite compensar el costo de la electricidad utilizada con la energía aportada a la red nacional. Esta resolución genera oportunidades para un amplio uso de sistemas fotovoltaicos en México, más allá del uso de sistemas aislados y desconectados de la red eléctrica, que predominan actualmente. Como consecuencia, existe cada vez más, gente interesada en información respecto a la factibilidad financiera del uso de sistemas fotovoltaicos en conexión a la red eléctrica en México. [6]

En los últimos diez años se ha potenciado el desarrollo de las Energías Renovables como consecuencia del constante aumento del precio del petróleo, de la incertidumbre política en los países productores de hidrocarburos y por la sensibilidad al medio ambiente. Hoy en día se están llevando a cabo grandes esfuerzos por parte de organismos públicos y privados para conseguir el mejor aprovechamiento de las Energías Renovables y con ello disponer de energías alternativas a las de origen fósil.

En México, no obstante el gran potencial de Energías Renovables con que cuenta, de 1993 al 2003 los hidrocarburos mantuvieron la mayor participación en la producción de energía primaria, mientras que las Energías Renovables tuvieron una contribución marginal. Sin embargo para el periodo 2005-2014 se esperan incrementos importantes, impulsados por la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Los elevados precios del petróleo de entre tantas cosas provocan el encarecimiento del suministro eléctrico, también se están teniendo alzas en los precios debido a la importación de gas natural y por si fuera poco la calidad de la energía es mala. Debido a tales motivos, es necesario considerar las ER y aprovechar las buenas condiciones con que México cuenta para que estas sean aprovechadas. [5]

En México hay un crecimiento gradual del mercado pero no al ritmo que está creciendo en otros lugares del mundo. Varios gobiernos estatales han establecido programas propios para la instalación de este tipo de sistemas. Por ello, estamos en espera de que la nueva Ley de “Energías Renovables y para la Transición Energética” aprobada a raíz de la Reforma Energética el año pasado se ponga en operación este año. A pesar de ser una ley insuficiente, se espera que ayude a aumentar el uso y desarrollo de las fuentes renovables de energía en México. La tabla 1.3 muestra como han venido creciendo las tendencias en las distintas áreas [1]

Sub-market	Cumulative installed capacity as at 31 December																
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Stand-alone domestic	7920	8270	9020	9870	10673	11228	11828	12349	12943	13595	14169	14476	14967	15487	16087	18037	19059
Stand-alone non-domestic	900	950	1000	1150	1347	1692	2092	2614	3208	3536	4003	4178	4594	4963.4	5163.4	5687.4	6307
Grid-connected distributed	0	0	0	1.8	1.8	1.8	8.6	8.6	9.6	9.6	9.6	39.6	149.6	299.6	499.6	1295.6	4240
Grid-connected centralised	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1000
TOTAL (kW)	8220	9220	10020	11021	12021	12021	13928	14971	16160	17140	18181	18653	19730	20750	21750	25020	30606

Tabla 1.3. Evolución del mercado fotovoltaico en México (1994-2010)

Fuente: International Energy Agency (IEA) Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS)

1.5.1 Mercado Potencial en México

- Sector Rural

Más de 6, 000,000 de personas sin energía eléctrica y sin posibilidades de tener este servicio por parte de la CFE. Si cada usuario pudiera instalar un sistema de sólo 200 Wp, el mercado sería de más 1.2 GWp. Su realización en el corto y mediano plazos fundamentalmente depende de las políticas nacionales para el desarrollo en el campo.

- Sector residencial en zonas urbanas y las ciudades

Este sector sólo crecerá mediante incentivos que fomenten el uso de las energías renovables y dependerá fuertemente de la conciencia ecológica de los grupos urbanos. Por lo tanto, su desarrollo será gradual y relativo a la población comparada con la que hay en otros países. Potencialmente representa un mercado de varios GWp.

El gran mercado FV para México lo representa el mercado mundial ya que claramente los países con fuerte desarrollo económico tienen mayor capacidad para instalar los sistemas requeridos. Esa industria FV para ser competitiva debe establecerse en México en el corto plazo, pues de otra manera los niveles de inversión requeridos la harán menos factible. En sólo 10 años se requerirán inversiones de billones de dólares.

1.6 Efecto Fotovoltaico

El término FV se refiere a la tecnología para la conversión directa de energía solar en energía eléctrica. Esta conversión es posible debido al efecto fotoeléctrico, descubierto en 1839 por Edmond Becquerel, un joven investigador francés. Sin embargo, para entender el efecto de la luz sobre la estructura atómica de los materiales, y desarrollar una tecnología que permitiera su aprovechamiento, fueron necesarios dos de los más grandes logros científicos y tecnológicos del siglo XX: la mecánica cuántica y el desarrollo de los materiales semiconductores.

El elemento fundamental para la conversión directa de la energía solar en electricidad es la celda FV (figura 1.9). En su estructura más simple (y la más utilizada comercialmente en la actualidad), las celdas están constituidas por dos capas de material semiconductor: una positiva y otra negativa; de manera que su estructura básica es la de un diodo fotosensible. Cuando las partículas de luz conocidas como fotones impactan en la celda, algunas de ellas son absorbidas por el material semiconductor produciendo un exceso de electrones libres en la capa negativa. Los electrones libres pueden fluir hacia la capa positiva si existe un circuito externo que les permita el paso.

La corriente eléctrica producida por este proceso es proporcional a la densidad de potencia de la radiación incidente en la celda y al área de la misma. El voltaje producido depende de la resistencia del circuito externo, el valor óptimo para celdas de Silicio oscila alrededor de 0.5 V.

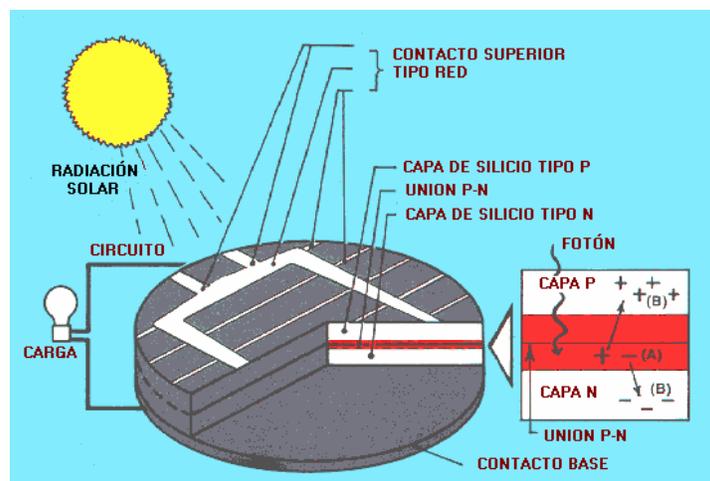


fig. 1.9. Estructura de una celda FV.

1.6.1 Fenómeno fotovoltaico

Para producir el efecto fotovoltaico se utilizan materiales semiconductores extrínsecos, los cuales son del tipo N y P, teniendo ambos en común su base de silicio (grupo IV A). La región N se consigue dopando el Silicio con alguno de los elementos del grupo V A de la tabla periódica y que puede ser el Fósforo o Arsénico y al tipo P dopando al Silicio con algún elemento del grupo III como puede ser el Boro, Galio o el Indio, quedando de esta manera un hueco (falta de un electrón) en el octeto del tipo P y por eso su nombre tipo P porque queda cargado positivamente, en cambio el tipo N tiene un electrón de más en su octeto quedando cargado negativamente y de ahí su nombre. En la figura 1.10 se puede apreciar esquemáticamente.

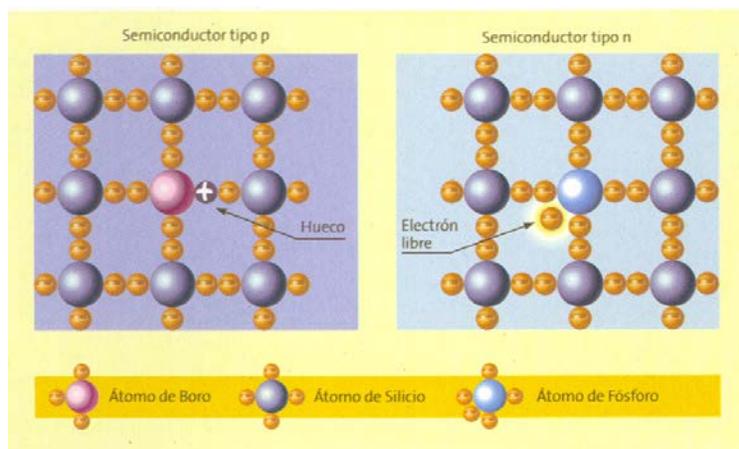


fig. 1.10. Semiconductores Extrínsecos con base de Silicio tipo P y N.

Fuente: Perales Benito Tomás; "Guía del Instalador de Energías Renovables"; Ed. Limusa, 1ra edición, México 2007.

1.6.1.1 Conductor tipo "P" y "N"

La unión p-n consiste en la unión de un semiconductor tipo p con un semiconductor tipo n. Al poner en contacto ambos semiconductores se origina un flujo de electrones desde el

semiconductor n a los huecos del semiconductor p. Al ocurrir esto en la zona de transición van a quedar las cargas fijas, electrones cargados positivamente en la zona n y huecos cargados negativamente en la zona p, lo que origina la aparición de un dipolo eléctrico que produce un campo eléctrico dirigido de la zona n a la p que, a su vez, da lugar a una diferencia de potencial (barrera de potencial) a ambos lados de la zona de unión tal y como lo muestra la figura 1.11 para la unión P-N..

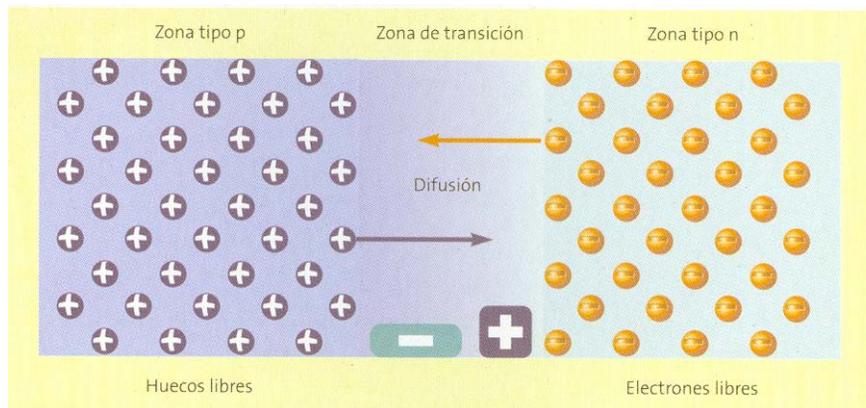


fig. 1.11. Unión P-N.

Fuente: Perales Benito Tomás; "Guía del Instalador de Energías Renovables"; Ed. Limusa, 1ra edición, México 2007.

El semiconductor con el que se realizan la mayoría de las células comerciales es el silicio al que se dopa con boro y fósforo para obtener la unión p-n. Para tomar contactos eléctricos, al semiconductor se le depositan dos láminas metálicas sobre ambas caras de la célula. En la cara iluminada la lámina se deposita en forma de rejilla pues se debe dejar al descubierto la mayor parte de su superficie para que penetre la luz en el semiconductor. La corriente fotovoltaica generada sale por el contacto p, atraviesa la carga y vuelve por el n.

En los materiales semiconductores existe una región que se denomina banda prohibida y de valencia; en la cual los electrones están ligados al núcleo atómico, de la banda de conducción por la cual los electrones pueden circular libremente. En los materiales aislantes la banda prohibida es mayor a 5eV mientras que en los semiconductores como el Silicio, es de 1.1eV. Para lograr la conducción se requiere que los electrones de la banda de valencia pasen a la de conducción, y una forma de lograrlo es que los fotones de los rayos solares proporcionen la energía que se requiere para que los electrones salten a la banda prohibida. Cuando se hace impuro al Silicio (dopaje), se puede conseguir que se tenga un electrón de más o de menos en la banda de valencia.

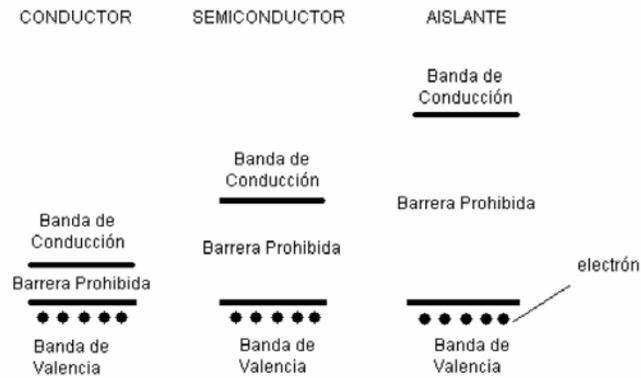


fig. 1.12. *Bandas de Bloch*

Fuente: Perales Benito Tomás; "Guía del Instalador de Energías Renovables"; Ed. Limusa, 1ra edición, México 2007.

1.6.2 Celdas, módulos y arreglos FV

Una celda FV de silicio cristalino tiene menos de 1 mm de espesor y típicamente 10 cm de longitud porlado. Un dispositivo con estas características, expuesto al Espectro Solar Normalizado, es capaz de producir una potencia del orden de 1.5 W con una corriente aproximada de 3 A y un voltaje de 0.5 V. Esta potencia es poco útil para fines prácticos, por lo que las celdas individuales se interconectan en combinaciones serie/paralelo para formar módulos FV, cuyas potencias comerciales oscilan entre 5 y 200Wp.

Para formar los módulos FV, las celdas se interconectan y se encapsulan en una sola unidad utilizando capas de varios materiales (figura 1.13). El Etil-Vinil-Acetato (EVA) es una resina transparente a la luz solar y resistente a la radiación UV; éste se usa como material de incrustación y aislante eléctrico. El cristal frontal es de baja reflexividad, protege al módulo de la abrasión y le confiere rigidez (en algunos módulos para aplicaciones especiales este cristal se substituye por un laminado plástico flexible). El laminado de Tedlar y Polímero refleja la luz no absorbida por las celdas con el objeto de mejorar la eficiencia del módulo, a la vez que mejora su resistencia. La mayoría de los módulos comerciales cuentan con un marco de aluminio para mejorar la estabilidad mecánica y evitar la torsión. En el módulo terminado las celdas y sus conexiones se encuentran aisladas eléctricamente y protegidas del medio ambiente, tiene buenas propiedades mecánicas, puede ser rígido o flexible y su vida útil es superior a 20 años. Los módulos a su vez se interconectan entre sí para formar los arreglos FV cuya capacidad va desde unos cientos de Watts hasta varios Megawatts, y cuyo voltaje nominal de salida puede variar entre 12 VCD y 1000 VCD; dependiendo de la potencia en cuestión. Los arreglos se montan en estructuras que permiten orientar su superficie de captación para optimizar la incidencia de la radiación solar. [8]

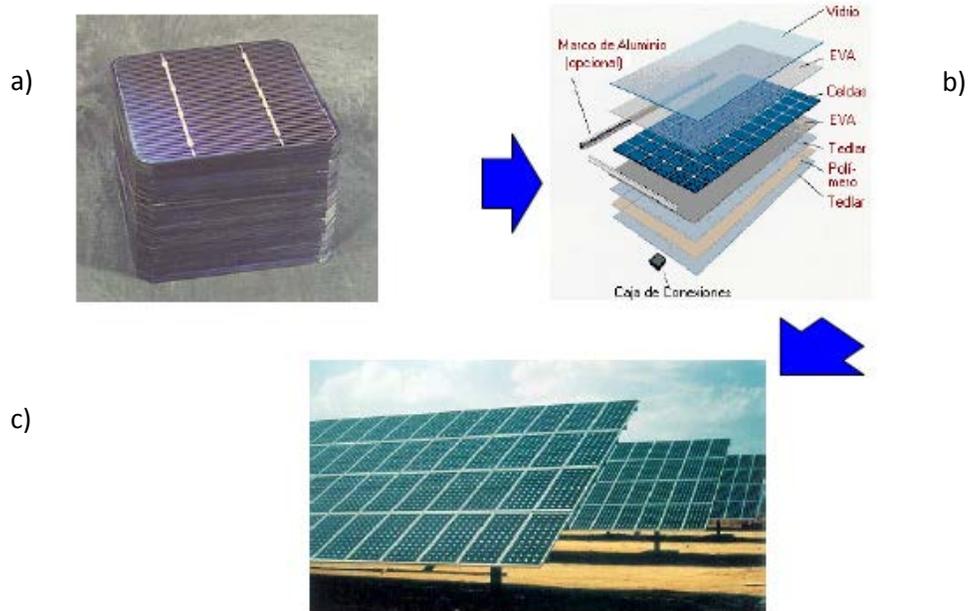


fig. 1.13. a) Celdas FV, b) Módulo FV, c) Arreglo FV

1.7 Tecnologías de las celdas FV [9]

El silicio es el segundo material más abundante en la corteza terrestre, sin embargo, para poder ser utilizado como material base de celdas FV es necesario someterlo a un proceso de purificación y refinación para obtener silicio de calidad grado semiconductor.

Existen tres tipos principales de celdas FV obtenidas a base de silicio. El primero y más eficiente es la celda a base de silicio monocristalino. El siguiente tipo es la celda fabricada a base de silicio con estructura semicristalina y, en tercer término, la celda de silicio amorfo.

Las celdas de silicio monocristalino son fabricadas a partir de un lingote de silicio monocristalino, producido comúnmente por el método Czochralski, en el cual el lingote es dopado (adición de materiales extraños que modifican su estructura molecular) con Boro durante su proceso de crecimiento para producir un semiconductor del tipo P. Posteriormente el lingote es cortado en obleas con espesores menores a un milímetro y dopadas con Fósforo para convertir una cara de la oblea en material tipo N, creando de esta forma una unión semiconductor P-N. Una vez obtenidas las obleas con características P-N se insertan contactos eléctricos a cada lado de esta, de tal forma que la celda puede conectarse a un circuito eléctrico externo y circular una corriente eléctrica al incidir la luz solar sobre ella. Aunque todas las celdas de silicio cristalino tienen elementos en común, modificaciones en los diseños de éstas han mejorado continuamente su eficiencia y han reducido sus costos de fabricación.

Mientras las celdas a base de silicio cristalino continúan siendo las más eficientes, las celdas de silicio semicristalino han comenzado a ser de uso más generalizado en virtud de que sus costos de

producción son menores. La producción de celdas de silicio semicristalino generalmente inicia con un proceso de fundición, en el que el silicio fundido es vaciado en un molde rectangular. Esto produce un bloque de silicio semicristalino el cual es cortado en obleas siguiendo el mismo proceso descrito para las celdas de silicio monocristalino.

No obstante que las celdas producidas con esta tecnología resultan más baratas, sus eficiencias son menores. Una forma de evitar el corte de obleas, en el cual existen pérdidas de material que inciden negativamente en el costo final de la celda, es producir listones de silicio policristalino con ancho y espesor adecuados para formar celdas FV.

Los módulos de película delgada se construyen depositando capas de materiales fotosensibles extremadamente delgadas sobre un sustrato de bajo costo como puede ser vidrio o láminas de plástico.

Con este proceso se utiliza menor cantidad de material semiconductor respecto al necesario para producir celdas de silicio cristalino; en consecuencia, sus costos son menores. La cantidad de mano de obra requerida también es menor, lo que facilita la automatización del proceso de fabricación. Con la tecnología de película delgada se producen módulos completos en lugar de celdas individuales, reduciendo los costos relacionados con la interconexión entre celdas y el proceso de laminación.

Los módulos de película delgada se obtienen al depositar capas de material en forma secuencial sobre el sustrato seleccionado. La primera capa depositada es el contacto eléctrico superior utilizando generalmente una película de óxido metálico, generalmente de Zinc o de Estaño. Posteriormente se aplican varias capas de material semiconductor. Las celdas individuales se forman al inscribir con un láser a través de las capas depositadas. Por último se deposita una capa de metal base que sirve como contacto eléctrico posterior.

El proceso de película delgada más desarrollado es a base de silicio amorfo hidrogenado, cuyas propiedades fotoeléctricas se descubrieron en 1974. La eficiencia de módulos comerciales fabricados con este material a principios de los 80's era solamente del 3.5%, mientras que los módulos comercializados últimamente tienen eficiencias del 7%. Su uso más común es en productos de consumo (i.e. relojes, calculadoras, cargadores de baterías, etc). El uso de módulos de silicio amorfo para aplicaciones de potencia ha sido considerado recientemente.

Otros materiales para producir módulos de película delgada son el silicio semicristalino, el Telururo de Cadmio, y Diseleniuro de Indio Cobre (CIS). Los módulos de Telururo de Cadmio pueden fabricarse por una variedad de procesos industriales como la electrodeposición y la pirolisis de aspersión, para los cuales no se requieren grandes inversiones de capital. El CIS es un material promisorio por ser altamente absorbente de luz. La adición de Galio a las celdas de CIS ha permitido elevar su eficiencia a valores cercanos al 17%.

Tipo	Eficiencias para Módulos FV (%)		Eficiencias Máximas para Celdas de Laboratorio (%)
	Típicas	Máximas	
Silicio Monocristalino	12-15	22.7	24.7
Silicio Policristalino	11-14	15.3	19.8
Silicio Amorfo	5-7	-	12.7
Teluro de Cadmio	-	10.5	16.0
Diseleniuro de Cobre - Indio	-	12.1	18.2

Tabla 1.4. Eficiencias alcanzadas por módulos y celdas FV de diferentes tecnologías.

Fuente: Web de la AIE <http://www.oja-services.nl/iea-pvps/pv/index.htm>

Las eficiencias reportadas para módulos y celdas de laboratorios fueron obtenidas en STC (1 kW/m² y temperatura de celda de 25°C).

Las celdas FV fabricadas a base de Arseniuro de Galio son más eficientes que las celdas a base de silicio. Sin embargo esta tecnología tiene algunas desventajas: la disponibilidad de Galio es limitada, lo que en consecuencia lo hace un material caro. Otra desventaja es la naturaleza tóxica del Arsénico. Esto ha motivado a utilizar este tipo de celdas básicamente en sistemas a concentración, donde se requiere un menor número de celdas para producir una potencia determinada [8].

Dados los altos costos involucrados en la fabricación de celdas, se han buscado alternativas para disminuir el número de éstas en los sistemas FV. Una alternativa propuesta ha sido el concentrar los rayos solares en un punto o una línea a base de prismas o espejos utilizando celdas de alta eficiencia. Los sistemas a concentración con seguimiento del sol en uno o dos ejes se han venido desarrollando durante los últimos años.

1.7.1 Curvas características

El módulo fotovoltaico es un generador eléctrico que actúa como fuente de intensidad. Cuando sobre el módulo incide la radiación solar éste fija su tensión alrededor de un valor determinado y va variando su intensidad en función de la intensidad de la radiación incidente. Por tanto, intensidad de radiación y temperatura de las células son los dos parámetros que determinan las propiedades eléctricas de un módulo fotovoltaico.

Las propiedades eléctricas del módulo fotovoltaico quedan definidas por medio de su curva característica I-V. En ella se representa el comportamiento eléctrico del módulo ante una irradiancia y temperatura determinadas. En la curva se pueden ver los valores significativos del módulo como son: I_{sc} (Corriente de cortocircuito), V_{oc} (Voltaje de circuito abierto) y VPMP y IPMP (Voltaje y corriente del punto de máxima potencia).

El punto de la curva característica en el cual el producto de I·V es máximo se denomina punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico

Como se puede apreciar en la Figura 1.14, cuanto más cerca trabaje el módulo de la VPMP, más potencia se obtendrá del módulo fotovoltaico.

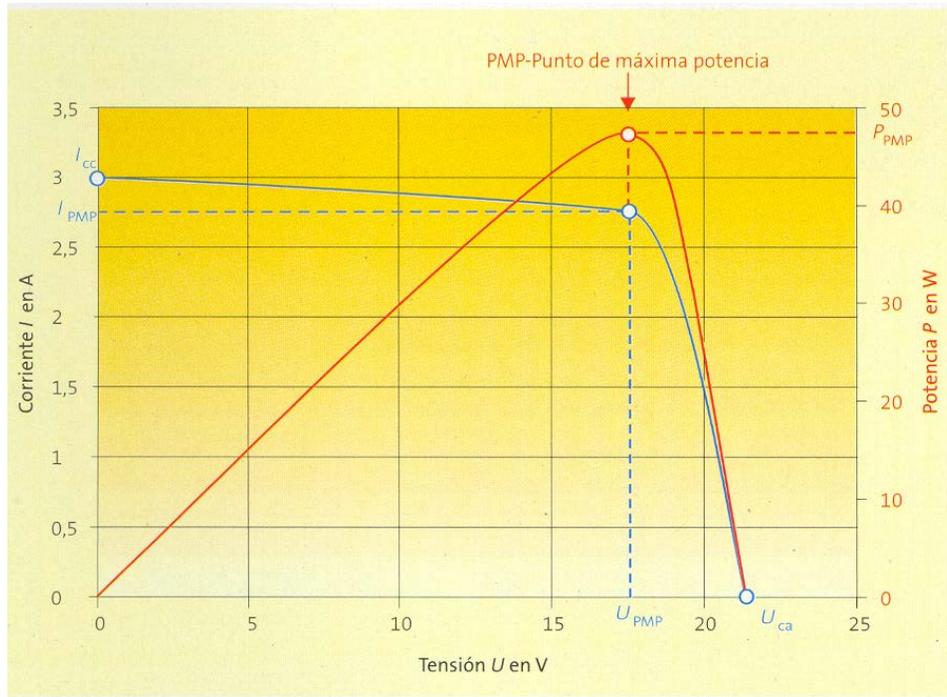


fig. 1.14. curva característica I-V/P-V en condiciones STC.

1.7.1.1 Principales parámetros de la característica I-V.

- Corriente de cortocircuito (I_{cc} , I_{sc} notación internacional): Es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero.
- Voltaje de circuito abierto (V_{ca} , V_{oc} notación internacional): Es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.
- Potencia máxima (P_{max}): Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente al par máximo I-V.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{pmp}): Es el valor de la corriente para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{pmp}): Es el valor de voltaje para P_{max} en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- Factor de forma (FF): Es el valor correspondiente al cociente entre P_{max} y el producto de $I_{sc} \times V_{oc}$. Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el

que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste tanto mejor cuánto más alto sea su factor de forma.

1.7.1.2 Efecto de la irradiancia y temperatura sobre el módulo fotovoltaico

La irradiancia solar afecta principalmente a la corriente y lo hace de forma proporcional, a mayor irradiancia el módulo fotovoltaico proporciona una mayor intensidad y viceversa.

Como se ve en la curva de la Figura 1.15, la VPMP prácticamente no varía frente a variaciones de irradiancia (sólo para irradiancias muy bajas se observa una disminución significativa) mientras que la IPMP sufre incrementos importantes a medida que el nivel de irradiancia va aumentando.

Las variaciones de temperatura afectan principalmente a los valores de voltaje, teniendo una mayor influencia en la tensión de circuito abierto. Como se puede apreciar en la figura 1.16, un incremento en la temperatura de las células se traduce en una disminución tanto de la VPMP como de la Voc que se traduce en un pérdida de la potencia del módulo (-0,045% W/°C).

El módulo se instalará de manera que el aire pueda circular libremente a su alrededor. De este modo, se consigue disminuir la temperatura de trabajo de las células y consecuentemente, mejorar el rendimiento del módulo.

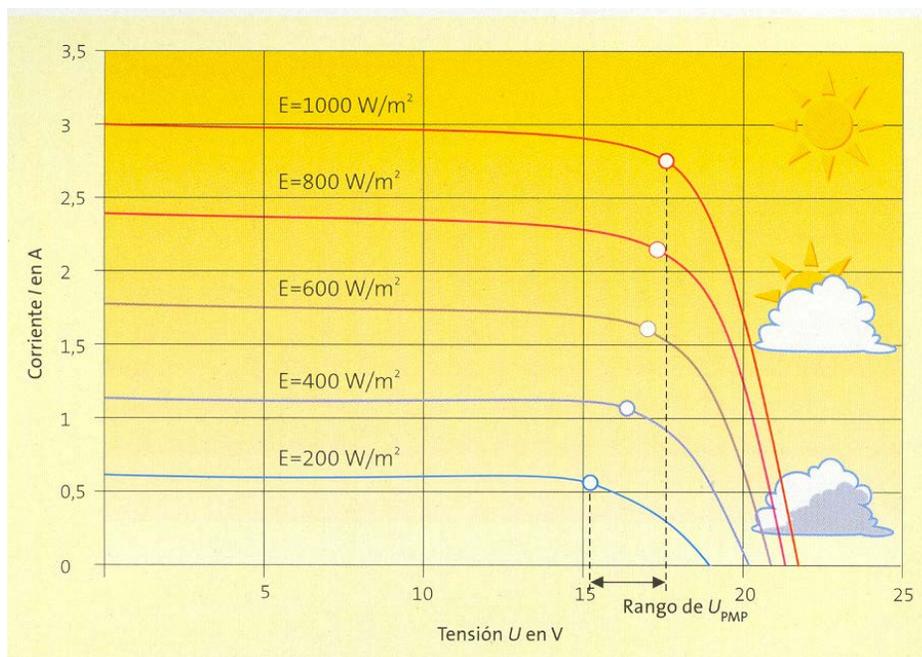


fig. 1.15. Variación de las características según la irradiancia solar

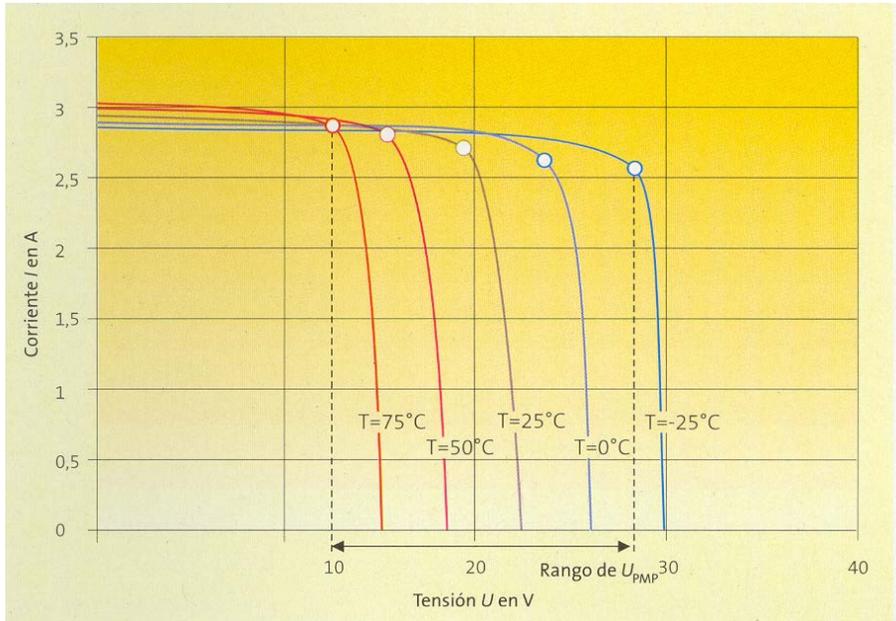


fig. 1.16. Variación de las características según la Temperatura

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE PROYECTO FOTOVOLTAICO

2.1 Introducción

En este capítulo se presentan los conceptos básicos y variables principales que influyen directamente en el análisis del proyecto, se hace un análisis detallado de los sistemas FV interconectados a la red eléctrica. También se muestran los diferentes tipos de configuraciones que se pueden establecer en un sistema fotovoltaico dependiendo de su aplicación. Finalmente se incluyen las características más importantes de los elementos que conforman las instalaciones eléctricas fotovoltaicas interconectadas a la red eléctrica, en base a este análisis se sembraran las bases para realizar el análisis de viabilidad técnica (Elección de la mejor configuración en cuanto a materiales y eficiencias de los equipos seleccionados para el diseño de la central FV.

2.2 Generalidades

Un conjunto de componentes complementarios al panel FV permiten acumular la energía eléctrica para utilizarla en tiempos diferentes a los de su obtención, cambiarla de forma a corriente alterna para alimentar cualquier equipo o dispositivo dependiendo de la aplicación a la que este enfocada y adaptarla para su inyección a las redes públicas de distribución de energía eléctrica, requiere del proceso de sincronización de fase.

2.3 ¿Qué es un sistema FV conectado a la red eléctrica?

La expresión “sistema conectado” implica que un sistema de potencia (conformado por un generador independiente, pero que no forma parte del sistema convencional de suministro) y su carga asociada, cuenta también con una acometida de la red eléctrica. Esta acometida permite la alimentación de la carga por ambos generadores o por uno de los dos a la vez. De no contar con el apoyo de la red el sistema sería autónomo. Ahora bien, existen varias posibilidades en cuanto al grado de interacción entre el sistema independiente y la red:

- 1) Solo una de las dos fuentes puede alimentar la carga a la vez.
- 2) Ambas fuentes en paralelo alimentan la carga, pero no se permite que el generador independiente inyecte potencia en la red.
- 3) Ambas fuentes en paralelo alimentan la carga, y si la demanda local es menor que la que la capacidad del generador independiente, se permite que la energía excedente sea inyectada en la red y consumida por otras cargas.

Cuando la inyección de energía a la red es permitida se dice que el sistema es interactivo con la red. En estas notas, al hablar de un sistema FV conectado a la red o interconectado, se hace referencia a un sistema interactivo.

Un caso particular de un sistema interactivo es aquel en el que no existe una carga local y el generador independiente transfiere toda la energía que produce a la red. La figura 2.1 muestra el diagrama de bloques de un sistema FV conectado a la red.

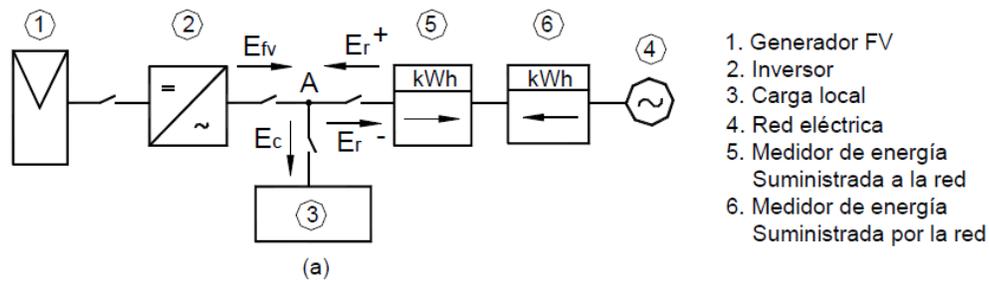


fig. 2.1. Diagrama de bloques de un sistema FV conectado a la red.

2.3.1 Medición de la energía

Si el precio de la energía consumida es igual al precio de la energía inyectada, la opción más económica es usar un solo medidor de lectura neta; es decir, un medidor que gire en sentido positivo cuando el sistema reciba energía de la red y en sentido negativo cuando el sistema inyecte energía a la red (figura 2.2). Ésta pudiera ser la mejor opción para sistemas residenciales en México si se consideran los beneficios que aporta la generación FV local a las compañías suministradoras, y que el impacto económico de pagar la energía inyectada a la red al precio de venta sería despreciable para cualquiera de éstas, además de que no sería necesario incurrir en costos de operación adicionales por conceptos de lectura y facturación porque los procedimientos no tendrían que ser alterados.

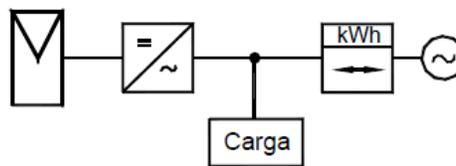


fig. 2.2. Medidor de lectura neta

Para fines de la presente tesis la medición neta será la opción que se adoptara para la compra y venta de electricidad. En base a nuestro diseño de la Central FV interconectada a la red de energía eléctrica, esta interacción entre inyección y consumo hacia la red se analizará en el capítulo 4 de la presente tesis.

2.4 ¿Por qué sistemas FV conectados a la red?

Interconectar un generador FV con la red implica algunos beneficios tanto al usuario como a la compañía suministradora, además de los consabidos beneficios sociales al proteger el medio ambiente por el desplazamiento de combustibles fósiles para la producción de energía eléctrica.

La mayoría de los beneficios tienen que ver con la generación distribuida, cuyo concepto se aclara más adelante. Sin embargo hay otras ventajas técnicas y económicas asociadas con los sistemas interconectados:

- ✓ No es necesario contar con un medio de almacenamiento, por consiguiente se reduce el costo de la inversión.
- ✓ Al no requerirse almacenamiento aumenta la eficiencia global del sistema (las eficiencias de los sistemas de almacenamiento son bajas).
- ✓ Los costos de operación y mantenimiento se reducen sensiblemente (las baterías requieren de mantenimiento periódico y su vida útil es corta comparada con el resto del sistema, aún en condiciones de operación satisfactorias).
- ✓ Aumenta considerablemente la confiabilidad del sistema.

2.5 El concepto de generación distribuida

La fuente de energía de un sistema FV es la radiación solar que tiene características muy especiales. Es una fuente muy abundante pero dispersa, y sus patrones de comportamiento tienen componentes cíclicas (noche y día) y aleatorias (condiciones climatológicas). Las características de la energía eólica, que tiene un papel protagónico actualmente en el esquema de generación distribuida, son muy similares a las de la energía solar. Como ya se mencionó, los sistemas FV ocupan actualmente el segundo sitio en la escala de importancia comercial en el marco de las energías renovables; las otras tecnologías se encuentran en etapa de demostración.

Dada la naturaleza dispersa de la fuente, aunque disponible prácticamente en cualquier parte, fue que evolucionaron los sistemas FV de baja capacidad instalados directamente en el punto de utilización, es decir distribuidos. Para solucionar el inconveniente de la variabilidad en la potencia de salida se echó mano de una tecnología de almacenamiento bien conocida, las baterías electroquímicas. Más tarde se vio que era factible solucionar el problema de la variabilidad con la misma red eléctrica e instalar muchos sistemas dispersos conectados, como una alternativa a la creciente demanda de energía eléctrica del hombre. Es así como surgió el concepto de *generación distribuida*, que a pesar de encontrarse en una etapa incipiente, mucha gente relacionada con la industria eléctrica en todo el mundo asegura que será el esquema de generación predominante dentro de dos o tres décadas.

En un futuro no lejano, el desarrollo de los sistemas de potencia distribuidos tendrá un impacto muy positivo en la situación energética global, en las economías y en el medio ambiente, Sin embargo también plantea retos importantes desde los puntos de vista de desarrollo tecnológico, de planeación, de control del suministro y de comercialización. Nótese que el esquema distribuido incluye generadores autónomos y mini redes (Figura 2.3.)

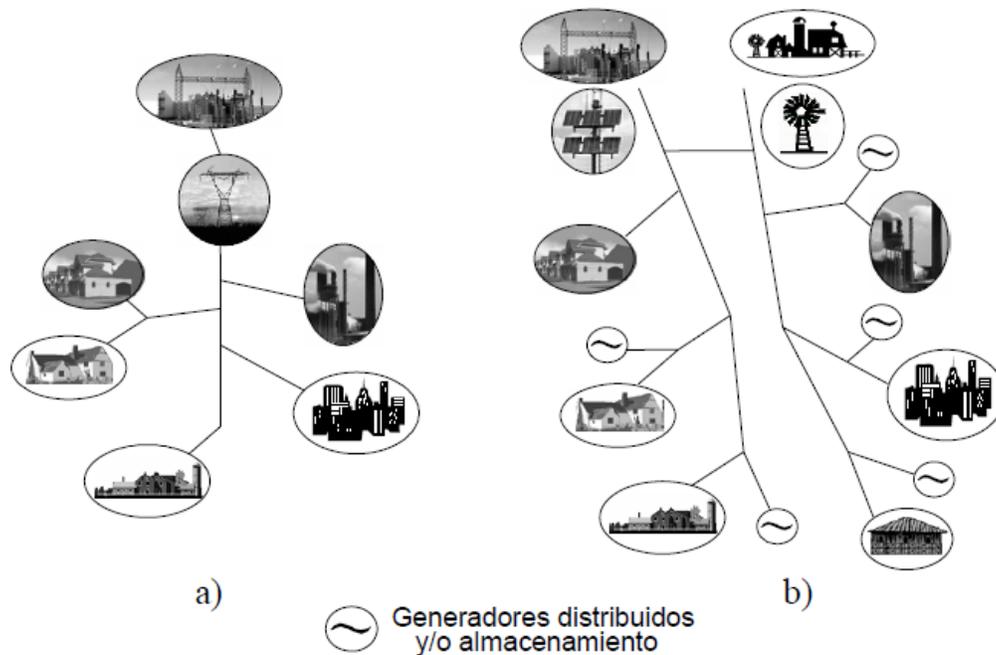


fig. 2.3. Esquemas de generación: a) Centralizada, b) Distribuida.

2.5.1 El valor de los sistemas distribuidos

El valor de la energía producida por un generador FV distribuido depende en gran medida de la hora del día en la que ocurren los picos de demanda. La energía suministrada durante un período de demanda pico puede tener un valor tres o cuatro veces mayor que la que se produce en otra hora del día. Por lo tanto, los sistemas FV interconectados son particularmente valiosos en redes con demanda pico en verano por la tarde [10].

Tomando como referencia el análisis presentado en [11] por Shugar, los siguientes conceptos pueden ser cuantificados para determinar el valor de una planta fotovoltaica para apoyo a la red, desde el punto de vista de la compañía suministradora:

- Valor de la energía. Es el costo de producir la misma cantidad de energía por medios convencionales.
- Valor de capacidad de generación. Es el costo del equipo convencional desplazado (la parte proporcional correspondiente a la capacidad del sistema).
- Valor de la capacidad de transmisión. Representa el monto de las inversiones evitadas por concepto de transmisión y distribución.
- Ahorro en pérdidas. Son los costos que se evitan en pérdidas por conducción que resultan de la reducción en la potencia transmitida a través del sistema.
- Valor de la potencia reactiva. Es el costo que se evita por transmisión de potencia reactiva.
- Confiabilidad. Es el costo estimado por recuperación de carga tras la ocurrencia de una interrupción de la línea de alimentación.

- Valor ecológico. Algunas regulaciones recientes en los EUA empiezan a establecer costos ecológicos asociados con la producción de energía en dólares por tonelada de NO_x, SO₂ y CO₂ emitidos [11].

2.6 Elementos de una central Fotovoltaica

2.6.1 Inversores

La corriente continua procedente de los paneles solares, puede ser empleada para alimentar circuitos de alumbrado y diferentes equipos eléctricos en su mayoría de corriente alterna. Tal circunstancia da lugar a la incorporación en las instalaciones fotovoltaicas del denominado inversor, el cual está configurado como un convertidor de corriente continua a alterna (DC/AC), con salida de 240/840 V a 60 Hz, dependiendo de la utilización.

El equipo recibe la corriente continua procedente del acumulador, la cual se puede emplear, así mismo, para alimentar componentes o equipos de sus mismas características o para proporcionar a la salida corriente alterna con valores de tensión y frecuencia en correspondencia con los equipos a alimentar, lo que constituye la línea de suministro principal, en las instalaciones solares para aplicación en los hogares o similares. La potencia eléctrica suministrada es una de las características de más importancia del equipo inversor.

El inversor para la aplicación en las instalaciones fotovoltaicas, está compuesto por tres bloques de circuitos, tal como lo esquematiza la figura 2.4, cuya descripción de operación es la siguiente:

Oscilador. Circuito que genera la frecuencia de la corriente alterna de salida. Su valor es 60Hz. Este circuito puede estar configurado mediante un oscilador con resonador cerámico o similar de frecuencia alta, la cual se divide por el factor correspondiente hasta obtener el valor requerido. Este procedimiento proporciona una elevada estabilidad en la frecuencia de salida.

Convertidor DC/AC. Este circuito corresponde al que recibe la tensión continua de entrada procedente del acumulador y la frecuencia del oscilador y genera con ello la corriente alterna de salida. La forma de onda de salida constituye la diferencia principal entre inversores, ya que puede ser senoidal pura o semisenoidal.

Protección. Circuito encargado de la vigilancia del consumo de corriente alterna para bloquear el convertidor ante un exceso, a modo de protección. Un led o similar da información del buen funcionamiento o del bloqueo por un incremento en la corriente.

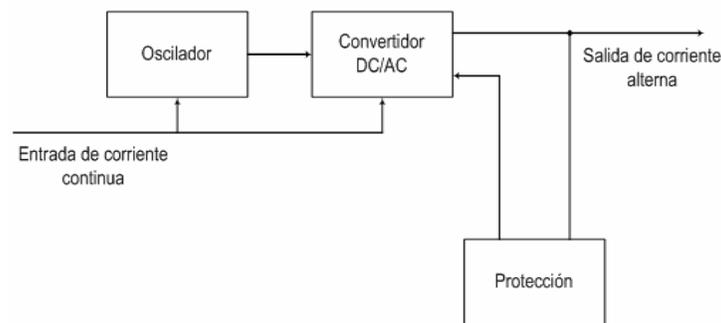


fig. 2.4. Diagrama del Inversor DC/AC

Fuente: Perales Benito Tomás; "Guía del Instalador de Energías Renovables"; Ed. Limusa, 1ra edición, México 2007.

Inversores Senoidales: Proporcionan ondas senoidales, con esta forma de onda es posible alimentar equipos con componentes de condición resistiva e inductiva.

Inversores Semisenoidales: En estos inversores, la forma de onda es rectangular, lo que consigue con transistores conmutadores trabajando en régimen de conmutación, con lo que se obtiene un alto rendimiento.

2.6.2 Tipos de inversores para generadores FV conectados a la red [12, 13, 14, 15]

La mayoría de las topologías de convertidores de potencia CA/CD están basadas en el circuito de potencia tipo puente, sin embargo, existen varias configuraciones posibles de los elementos que conforman el sistema total de acuerdo con factores como el tipo de interruptores electrónicos, esquema de control, método de síntesis de la señal, parámetro eléctrico que es modulado, frecuencia de conmutación de los interruptores de potencia, número de fases, etc.

Existen varios criterios para clasificar a los inversores dependiendo de las características de su diseño y operación. A continuación se presentan éstos.

2.6.2.1 Clasificación de acuerdo al método de conmutación

Este es el criterio más relevante en la categorización de inversores porque de él dependen de manera directa o indirecta algunas de las características más importantes como la calidad de las señales de salida, el rango de potencia factible, la frecuencia de conmutación, la configuración del inversor y el esquema de control, entre otras.

El término conmutación se refiere a la transición de los interruptores de potencia del estado encendido al apagado. Para poder sintetizar la señal senoidal de salida (voltaje o corriente), se requiere que los interruptores tengan cierto grado de controlabilidad. Existen dos clases de interruptores que pueden ser usados en circuitos inversores: los tiristores y los interruptores totalmente controlables (i.e. BJTs, MOSFETs, GTOs e IGBTs).

En el caso de los tiristores, el momento de conmutación (apagado) no es directamente controlable. Para lograr la conmutación se debe llevar la corriente del tiristor a cero, lo cual es

posible en circuitos de CA sincronizando las señales de disparo de los tiristores en un puente con los voltajes de línea. En contraparte, los interruptores totalmente controlables permiten que la conmutación sea ordenada por su circuito de control en cualquier instante.

De acuerdo con estas características de los interruptores electrónicos se han diseñado dos tipos básicos de convertidores CD/CA: inversores controlados por la red o conmutados por línea (que usan tiristores) e inversores autoconmutados (que usan interruptores controlables). Los inversores autoconmutados se usan para pequeñas y medianas potencias (varios cientos de watts, hasta 500 kW aproximadamente), mientras los inversores conmutados por línea cubren desde las pequeñas potencias hasta unos cuantos megawatts, sin embargo su uso es más frecuente en aplicaciones de mediana a alta potencia (50-5000 kW) porque su costo es sensiblemente menor en este rango.

De los inversores autoconmutados, sólo los del tipo PWM (Pulse Width Modulation) son aptos para conexión con la red. Los inversores autoconmutados de señal cuadrada o quasi-cuadrada sólo son útiles para aplicaciones aisladas de la red. En lo sucesivo, cuando hablemos de un inversor autoconmutado nos estaremos refiriendo también a un inversor PWM. El término PWM implica que la síntesis de la señal de salida se logra mediante modulación de ancho de pulsos cuadrados de voltaje.

Es importante hacer notar en este punto que, independientemente de que la conmutación sea ordenada interna o externamente, las señales de control de los interruptores electrónicos siempre están sincronizadas con las señales de voltaje de la red.

2.6.2.2 Clasificación de acuerdo al parámetro modulado

En este sentido existen dos posibilidades: modular el voltaje de salida de manera que el inversor opere como una fuente de voltaje paralela a la red; o bien modular la corriente de salida, en cuyo caso el inversor convierte al sistema generador en una fuente de corriente paralela a la red.

De lo anterior se deriva la clasificación de los inversores con control de voltaje o de voltaje controlado, y con control de corriente o de corriente controlada. Los inversores conmutados por línea son inherentemente fuentes de corriente. Los inversores autoconmutados son generalmente diseñados para operar en uno de los dos modos arriba citados, ya que cada uno requiere un esquema de control diferente y pequeñas diferencias en el hardware.

La selección de uno u otro tipo depende del propósito del sistema generador y de manera indirecta de la potencia de salida. En la tabla siguiente se resumen las principales ventajas y desventajas de cada tipo de convertidor, considerando su operación conectada a la red.

<i>Tipo</i>	<i>Ventajas</i>	<i>Desventajas</i>
Control de Corriente (Autoconmutado, PWM)	<ul style="list-style-type: none"> • Control simple y robusto • Control simple y directo sobre el flujo de potencia activa y reactiva • Protección inherente contra sobrecorriente • Bajo contenido armónico (fácil filtrado) • Bajo peso y volumen si conmuta a alta frecuencia 	<ul style="list-style-type: none"> • No puede operar en modo aislado para alimentar cargas residenciales o cualquier tipo de carga no lineal • Requiere frecuencia de conmutación de mediana a alta (>5 kHz) • Limitado a capacidades <50 kW aproximadamente
Control de Corriente (conmutado por línea)	<ul style="list-style-type: none"> • Amplio rango de potencia (varios MW) • Control simple y robusto • Bajo costo (el más bajo si P>50 kW) • Alta eficiencia (>95%) 	<ul style="list-style-type: none"> • No puede operar en modo aislado • Alto contenido armónico en la señal de salida, requiere filtrado • Bajo FP, requiere compensación
Control de Voltaje (PWM)	<ul style="list-style-type: none"> • Puede operar en modo aislado de red • Bajo contenido armónico (fácil filtrado) • FP ajustable (normalmente unitario) • Bajo peso y volumen si conmuta a alta frecuencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Esquema de control complejo • Alto costo en potencias >50 kW • Su rango de potencias es amplio pero está limitado a <500 kW aproximadamente

Tabla 2.1. Características de los inversores con control de voltaje y de corriente.

Nota: Los rangos de potencia y frecuencia de conmutación son un indicativo del estado actual en la tecnología de semiconductores, éstas tienden a incrementarse con el desarrollo de la misma.

Cabe aclarar que existe también una clasificación de inversores de acuerdo con las características de la fuente de alimentación (fuente de CD), los cuales pueden ser inversores alimentados por fuente de corriente o por fuente de voltaje. Los generadores FV se comportan como fuentes de corriente en un amplio intervalo de voltaje dentro de su curva característica V-I. Sin embargo, dado que el punto de máxima potencia se encuentra ligeramente fuera de los límites de esta región, el generador se opera normalmente como una fuente de voltaje de entrada para el inversor; excepto en el caso de inversores conmutados por línea en los que se agrega una inductancia grande en su salida para convertirlo en una fuente de corriente también en el punto de máxima potencia.

2.6.2.3 Clasificación de acuerdo a la frecuencia de conmutación

En este renglón los inversores se pueden clasificar en tres rangos: de baja frecuencia (<2 kHz), de mediana frecuencia (2-10 kHz) y de alta frecuencia (>10 kHz).. Normalmente se elige el valor de f_s que optimiza la eficiencia global del convertidor, ya que ésta es una característica muy importante en la interfaz con la red.

Los inversores de baja frecuencia son usados en mediana-alta y alta potencia (>50 kW), rango en el que los interruptores electrónicos disponibles comercialmente tienen un ancho de banda de frecuencia limitado.

Su eficiencia típica a plena carga es mayor al 95%.

Los inversores de mediana frecuencia se usan normalmente en potencias medias (10 – 50 kW), ofrecen la mejor opción técnico-económica en este rango de potencia. La síntesis de la señal de salida es lo suficientemente buena para evitar filtros costosos. En cuanto a desventajas está el hecho de que parte de su rango de frecuencia se traslapa con la banda de ruido audible y por lo tanto pueden no ser aptos para instalarse en interiores de edificios residenciales o comerciales, por otro lado requieren de transformadores de aislamiento voluminosos (60 Hz).

Los inversores de alta frecuencia normalmente son monofásicos y se usan para pequeñas potencias (<10kW), dado que los interruptores electrónicos con este ancho de banda de frecuencias solo se encuentran disponibles en ese rango de potencia.

2.6.2.4 Clasificación de acuerdo a la configuración del circuito de potencia

Existen dos posibilidades básicas: configuración tipo puente monofásico y configuración tipo puente trifásico. El tipo de interruptor electrónico utilizado depende del método de conmutación, la potencia de salida y los parámetros eléctricos, en ese orden. Los interruptores electrónicos mostrados en la figura son un ejemplo para representar cada configuración. Por simplicidad sólo se ilustra el circuito de potencia, sin protecciones ni lazos de control.

La figura 2.5 muestra un puente trifásico del tipo conmutado por línea. Los inversores trifásicos autoconmutados son comunes; los conmutados por línea también pueden ser monofásicos, sin embargo su uso es poco común.

Los filtros de entrada y salida pueden ser parte integral del inversor o ser externos. Normalmente en inversores de gran capacidad son externos, en algunas aplicaciones los filtros de salida son colocados en el lado de alta tensión al igual que los capacitores para compensación del FP. En inversores de pequeña capacidad normalmente son parte integral de éste.

El transformador que eleva el voltaje de salida del inversor al nivel de voltaje de la red, también proporciona aislamiento eléctrico entre el generador y la red, evitando la posibilidad de inyección de CD en ella. Su uso no es estrictamente necesario si el voltaje de salida es compatible con el de la red y se proveen otros medios para garantizar la no inyección de CD en ésta. Al igual que los filtros, en pequeñas potencias normalmente forma parte integral del inversor y en potencias grandes se encuentra en un gabinete independiente.

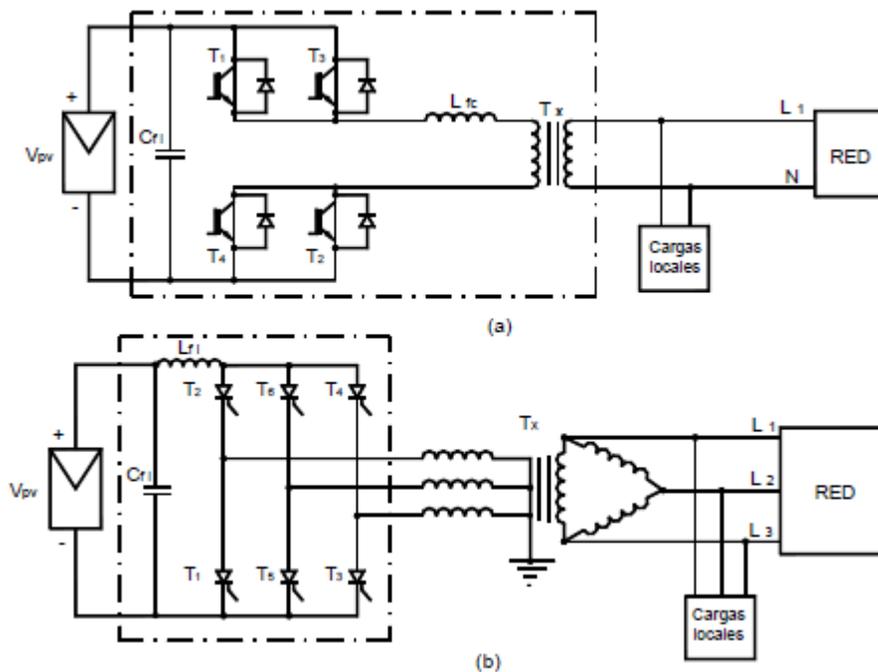


fig. 2.5. Configuraciones básicas del circuito de potencia: a).- Puento 1φ, y b).- Puento 3φ.

En la tabla siguiente se presenta un resumen de los rangos de operación de los inversores según su tipo.

<i>Método de Conmutación</i>	<i>Parámetro Modulado</i>	<i>Circuito de Potencia</i>	<i>Frecuencia de Conmutación</i>	<i>Rango de Potencia</i>
Conmutado por línea	Corriente	norm. 3φ	frecuencia de la red	Media a alta (normalmente 50–5000 kW)
Autoconmutado (PWM)	Tensión	1φ	> 10 kHz	Pequeña (normalmente <10 kW)
		3φ	250 Hz - 20 kHz	Pequeña a media (5–500 kW)
	Corriente	1φ	> 10 kHz	Pequeña (normalmente <10 kW)
		3φ	5 kHz - 20 kHz	Pequeña a media (5–50 kW)

Tabla 2.2. Resumen de rangos de operación de inversores según su tipo.

Nota: Estos rangos no son estrictos, están dados de acuerdo con las características actuales de los interruptores de potencia y las prácticas de diseño comunes a la fecha, por tanto sólo son una guía del estado actual.

2.6.3 Protecciones Eléctricas

A la hora de diseñar correctamente una instalación fotovoltaica conectada a la red debe garantizarse, por un lado, la seguridad de las personas, tanto usuarios como operarios de la red, y por otro, que el normal funcionamiento del sistema fotovoltaico no afecte a la operación ni a la integridad de otros equipos y sistemas conectados a dicha red.

A continuación se detallan las medidas de seguridad y protecciones en función de los riesgos asociados y teniendo en cuenta las características específicas de la instalación fotovoltaica objeto del proyecto.

2.6.3.1 Protecciones eléctricas lado de corriente continua

El contacto con tensiones superiores a 1000 V DC, como va a ocurrir en la instalación considerada, puede resultar fatal para las personas, por lo que los elementos activos de una instalación deben ser inaccesibles.

2.6.3.2 Protección contra sobre intensidades y sobretensiones

La instalación de corriente continua, dispondrá de elementos de protección contra sobretensiones y sobre intensidades. Los defectos que se pudiesen presentar en los conductores, ya sea por sobrecarga, ya sea por cortocircuito, se protegerán mediante fusibles de calibre adecuado a la intensidad máxima admisible del conductor.

La instalación dispondrá de protección a sobretensiones, de origen atmosférico, mediante descargadores de carga.

Fusibles seccionables: Su misión principal es proteger las distintas ramas frente a sobreintensidades así como aislar una rama del resto del generador para facilitar labores de mantenimiento.

Varistores (descargadores de tensión): Son dispositivos de protección frente a sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas. Se ha previsto una protección interna, incorporada en el inversor, que elimina los peligros de las sobretensiones que puedan aparecer, bien ante caídas directas o bien por sobretensiones inducidas por caídas cercanas a la instalación.

2.6.3.3 Protecciones eléctricas lado de media tensión

Se cumplirán las condiciones indicadas en el Contrato de interconexión para una fuente de energía renovable y cogeneración en mediana escala por parte de la comisión Federal de Electricidad.

Como se puede observar en el esquema básico de protección, se tienen las siguientes protecciones para poder operar de forma eficiente el sistema.

2.6.3.3.1 Relé 51 Equipo de protección contra Sobrecorriente de tiempo inverso

Denominado 51 según la norma ANSI, es un relevador que funciona con característica de tiempo-corriente, se puede ajustar para controlar su corriente mínima de operación (pick-up), como también se puede ajustar para controlar su tiempo de operación en función de la corriente que circula por el mismo.

2.6.3.3.2 Relé 81 Equipo de protección contra Baja Frecuencia

Es el que funciona con un valor dado de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.

2.6.3.3.3 Relé 27 Equipo de protección contra Bajo Voltaje

Es el que funciona al descender la tensión de un valor predeterminado.

2.6.3.3.4 Relé 58 Equipo de protección contra Sobrevoltaje

Es el que funciona debido al fallo de uno o más de los ánodos del rectificador de potencia, o por el fallo de un diodo por no conducir o bloquear adecuadamente.

2.6.3.3.5 Relé 25 Equipo de protección para Sincronismo

Los relevadores de este tipo son usados en la energización o restablecimiento de líneas en servicio después de una salida de servicio y en la interconexión de partes del sistema pre energizadas.

Para nuestro caso particular el dispositivo de protección que se utilizara para la protección del parque solar será el relevador **SEPAM**, este dispositivo cumple con las funciones que se requieren para cumplir con la normatividad vigentes de CFE.



fig. 2.6. Relevador SEPAM

2.6.4 Conductores

Como norma general los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para asegurar caídas de tensión inferiores al 1,5 % tanto en la parte de CC como en la parte de CA, incluidas las posibles pérdidas por terminales intermedios, y los límites de calentamiento recomendados por el fabricante de los conductores, según se establece en los Reglamento Aplicables de Baja Tensión.

Caídas de tensión permisibles en circuitos de CD y CA

Zona	Caída de tensión máxima referida a la tensión nominal continua del sistema (%)
Parte CC	<1.5
Parte CA	<1.5

Tabla 2.3. Caídas de tensión permisibles en C.D. y C.A.

2.6.4.1 *Cableado de corriente continua*

A partir del generador fotovoltaico los positivos y negativos de la instalación se conducen separados, protegidos y señalizados de acuerdo a la normativa vigente. El cable utilizado será un conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, de tensión nominal no inferior a 1000 V, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV.

2.6.4.2 *Cableado de corriente alterna*

El cableado de CA que corresponde al último tramo de la instalación fotovoltaica, el cual finalizará con la conexión física de la misma a la red eléctrica de distribución. Este tramo se inicia a la salida del inversor y finaliza en el punto de conexión a la red de distribución.

El cable utilizado será un conductor flexible de cobre con aislamiento de polietileno reticulado, XLPE, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida, de tensión nominal no inferior a 1000 V, especialmente diseñado para intemperie y con resistencia contra los rayos UV.

2.6.5 *Medidor Bidireccional*

El medidor bidireccional que CFE estable es un medidor electrónico multifunción de 2.5 clase 20 Amperes o 30 clase 200 Amperes, según corresponda a la carga y tipo de medición del cliente, 3 fases, 4 hilos, 3 elementos, 120 volts, conexión estrella, base tipo "S", forma 9S o 16S, debiendo cumplir con lo siguiente:

1. Clase de exactitud de 0,2% de acuerdo a la Especificación CFE G0000-481.
2. Medición de kWh-kW y de kVARh inductivos y capacitivos.
3. Medición Bidireccional.
4. Con módem interno para comunicación remota a través de línea telefónica de velocidad mínima de 1200 bauds.
5. Con interface de puerto óptico tipo 2 en la parte frontal del medidor, para programar, interrogar y obtener todos los datos del medidor.
6. Programable para que cada fin de mes y estación realicen un restablecimiento de demanda, reteniendo en memoria las lecturas de tarifas horarias (congelamiento de lecturas), para su acceso tanto en pantalla, como mediante el software propietario.
7. Con memoria no volátil para almacenar los datos de programación, configuración y tarifas horarias.
8. Con pantalla que muestre tarifas horarias.
9. Programables para que proporcione valores de: 4 diferentes tarifas, 4 diferentes días, 4 diferentes horarios, 4 estaciones y cambio de horario de verano. Consumo de energía activa y reactiva, entregada y recibida, para cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones. Demanda rolada en intervalos de 15 minutos y sub intervalos de 5 minutos, para la potencia entregada, en cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones. Valores totales por tarifa y total de totales.
10. Dispositivo para el restablecimiento de la demanda.

11. Compatible con computadora personal portátil.
12. Memoria masiva para almacenar un mínimo de 2 variables cada 5 minutos un mínimo de 35 días.
13. Reloj calendario programable en base a la frecuencia de la línea o al cristal de cuarzo.
14. Batería de respaldo para el reloj y la memoria masiva con vida útil mínima de 5 años y capacidad mínima para 30 días continuos o 365 días acumulables.

Capacidad para colocar el medidor en modo de prueba, ya sea por software o hardware indicando que está operando en este modo. Pantalla para que mediante un dispositivo muestre en forma cíclica la información del modo normal, modo alterno y modo de prueba.



fig. 2.7. Medidor Bidireccional

Fuente: NORMA Oficial Mexicana NOM-127-SCFI-1999, Instrumentos de medición-Medidores multifunción para sistemas eléctricos-Especificaciones y métodos de prueba.

2.7 Análisis de pérdidas por agentes externos

2.7.1 Factores que afectan la intensidad de la radiación solar

La radiación solar que llega sobre una superficie plana que se encuentra sobre la superficie terrestre tiene variaciones, estas variaciones se deben básicamente a tres factores:

2.7.1.1 Factores astronómicos

La Tierra gira alrededor del sol en un movimiento llamado movimiento de traslación. Dicho movimiento tarda 1 año terrestre que es igual a 365.25 días, la trayectoria que describe nuestro planeta es una elipse que se acerca a una trayectoria circular, como el sol está en uno de los focos de la elipse, nuestro planeta está más cerca del sol en una época y más lejos en otra. La Tierra alcanza su máxima aproximación al sol cuando se encuentra a $1.45 \times 10^8 km$, posición llamada perihelio, a la que llega aproximadamente el 4 de enero de cada año y alcanza la posición más separada, su afelio, a $1.54 \times 10^8 km$ de distancia hacia aproximadamente el 5 de julio. Pero la Tierra no solo se mueve alrededor del Sol, también tiene un movimiento de rotación sobre un eje

imaginario que forma un ángulo de 0° hasta $\pm 23.5^\circ$ ($\pm 23^\circ 27'$) con respecto a la normal al plano de la órbita terrestre. Si se mide el ángulo que forman los trópicos de Cáncer y de Capricornio con respecto al Ecuador, desde el centro de la Tierra, el primero será de $+23.45^\circ$ y el segundo de -23.45° . Esta inclinación del eje de la Tierra con respecto al plano de la eclíptica es lo que ocasiona las estaciones del año y, por lo tanto la cantidad de radiación que recibimos del Sol.

En el solsticio de invierno (aproximadamente el 21 de diciembre, puede haber hasta 3 días de variación), los rayos solares llegan al Hemisferio Norte durante menos tiempo, porque es el día más corto del año, y el Sol se encuentra al medio día en el punto más bajo del cielo; en consecuencia, en el día el soleamiento es mínimo (*Figura 2.8*). En el Hemisferio Sur ocurre lo contrario.

En la *Figura 2.8* se puede observar el movimiento de traslación de la Tierra, las estaciones del año y ver de qué manera incide la radiación en el planeta.

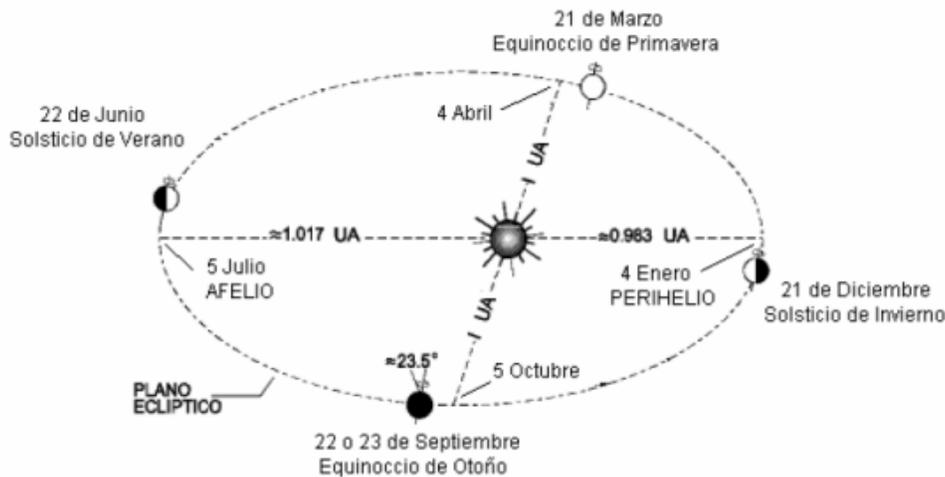


fig. 2.8. Movimiento de traslación de la Tierra

Cuando los rayos de Sol llegan perpendicularmente a una superficie es cuando puede aprovecharse la mayor cantidad de radiación; por eso, la cantidad de radiación que recibe nuestro planeta depende de la inclinación de los rayos solares, esta radiación es variable y dichos cambios deben conocerse para saber la cantidad de radiación que puede aprovecharse en cada lugar del planeta. En otras palabras, la radiación solar no es constante y cambia según las estaciones del año.

2.7.2 Factores atmosféricos

La Tierra tiene una atmósfera cuyo límite se fija convencionalmente a dos mil kilómetros de altura sobre la superficie y está compuesta de diferentes capas como son la troposfera, estratosfera, ionosfera y exosfera. Ésta funciona como un gran invernadero que guarda parte del calor proveniente del Sol.

El Sol emite una radiación caracterizada por el espectro solar, esta radiación es absorbida por el sistema atmósfera-Tierra. Dicho sistema absorbe una radiación de onda corta, se calienta y a su vez emite una radiación de características diferentes; es decir se transforma en onda larga. Para saber cuál es la cantidad de radiación que llega a la superficie de nuestro planeta y no solo a la frontera de la atmósfera, debe hacerse un análisis global de los diferentes procesos físicos y químicos que tienen lugar desde que la radiación solar atraviesa la atmósfera hasta que llega a la superficie terrestre; a este proceso se le llama balance energético de la Radiación Solar.

Hacer un balance preciso de la radiación solar resulta una tarea compleja, hasta ahora solo se han hecho aproximaciones ya que la radiación solar que recibe cada punto de la Tierra varia, dependiendo de la radiación directa y difusa.

Sin embargo, se tienen estimaciones de la radiación solar y de su balance. La radiación solar que no puede ser aprovechada tiene las siguientes estimaciones: 23% se va al espacio exterior por reflexión en la capa superior de la atmósfera, 6% se pierde por difusión de aerosoles, 17% lo absorben las distintas capas de la atmósfera y el 7% que se refleja en el suelo terrestre. La suma de estas pérdidas da un total de 53%, por lo que solo el 47% de la radiación total llega a la superficie terrestre o podría ser aprovechada. Tales estimaciones se muestran en la fig. 2.9

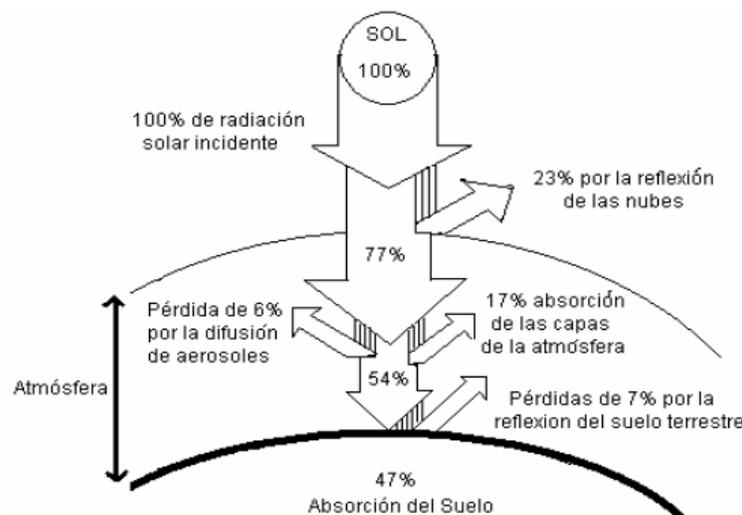


fig. 2.9. Pérdidas de Radiación de la Atmósfera al suelo.

Del 47% de la radiación que se encuentra en la superficie terrestre se divide en un 31% como radiación directa y el 15% como radiación difusa o indirecta y esta última puede ser por atenuación por causa de las nubes y por la reflexión del suelo a la nube y nuevamente a la superficie terrestre, conocida como radiación de Albedo. Del 47% de la radiación se le tiene que restar 18% de radiación que es convertida en onda larga y esta sale de la atmósfera, por lo que finalmente queda solo 29% de la radiación total.

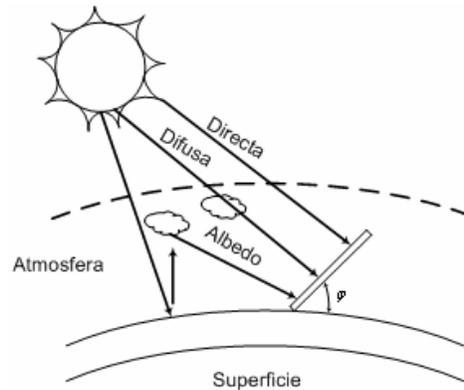


fig. 2.10. Radiación directa y difusa (Atenuación por las nubes y la de Albedo)

2.7.3 Factor de Orientación e Inclinación

Debido a que la radiación solar es un fenómeno natural y los factores astronómicos y atmosféricos no pueden ser controlados, la única opción para lograr un máximo aprovechamiento de la energía solar disponible en un plano es la orientación y la inclinación del mismo. Estudios sobre la disponibilidad de este recurso han mostrado que la orientación más adecuada para captar la energía solar si el dispositivo a utilizar es un colector solar plano, es la orientación norte-sur si la localidad donde se requiere hacer uso de la radiación solar está en el Hemisferio Norte el colector deberá orientarse hacia el sur geográfico y viceversa.

Con respecto a la inclinación del plano receptor, la cual se ve afectada por el ángulo de declinación del eje terrestre, se recomienda colocar el colector a una inclinación equivalente a $\pm 10^\circ$ la latitud del lugar en cuestión.

El ángulo de declinación solar es el ángulo que se forma por la inclinación del eje de rotación de la Tierra con respecto a un eje imaginario normal al plano de la órbita terrestre. El ángulo de declinación varía desde $+23.5^\circ$ a -23.5° en el transcurso del año. La siguiente ecuación permite el cálculo del ángulo de declinación en función del día del año:

$$\delta = 23.45 \text{sen} \left(360 \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right)$$

Donde: δ = ángulo de declinación.

n = día enésimo del año.

Para comprender mejor la necesidad de colocar cualquier superficie receptora de radiación solar con cierta inclinación, se considera por ejemplo al Trópico de Cáncer en invierno.

Como se mencionó, en el solsticio de invierno en el Hemisferio Norte es cuando menor radiación se puede recibir, es por esto que es necesario inclinar la superficie de colección de radiación para que esta llegue lo mas perpendicularmente posible al colector y así tener un mayor

aprovechamiento de la misma; además que en esta posición se puede captar una mayor cantidad de radiación difusa que si estuviera en el plano horizontal.

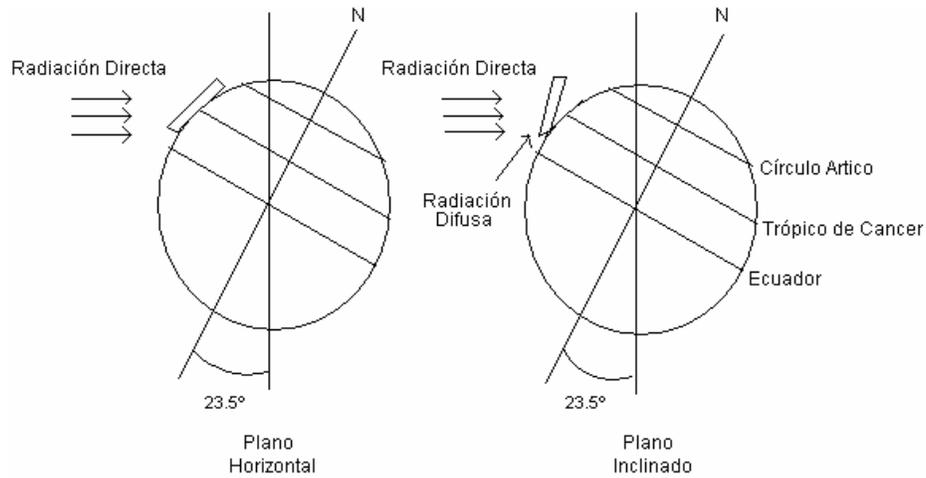


fig. 2.11. Radiación en el solsticio de Invierno en el trópico de Cáncer en el plano horizontal y en el plano inclinado.

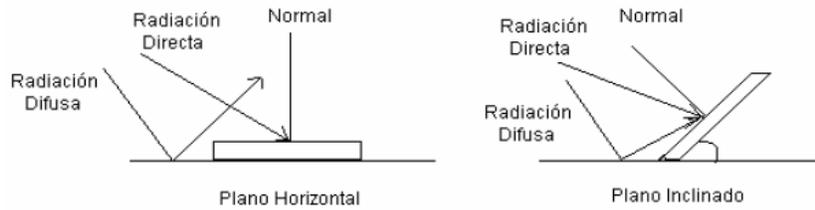


fig. 2.12. Radiación en el solsticio de invierno en el trópico de Cáncer en el plano horizontal y en el plano inclinado.

2.7.4 Efecto de la temperatura

El principal efecto provocado por el aumento de la temperatura del módulo es una reducción de la tensión en forma directamente proporcional. Existe un efecto secundario dado por un pequeño incremento de la corriente para valores bajos de tensión.

Es por ello que para lugares con temperaturas ambientes muy altas son aptos módulos que poseen mayor cantidad de celdas en serie para que los mismos tengan la suficiente tensión de salida para cargar baterías.

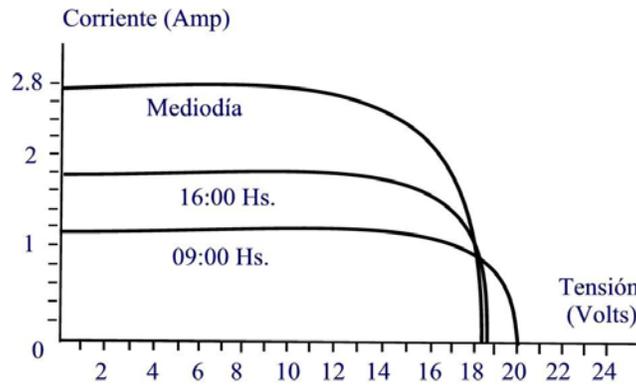


fig. 2.13. Curva de Potencia máxima de un módulo en función de la hora del día tiene la forma indicada en la siguiente gráfica.

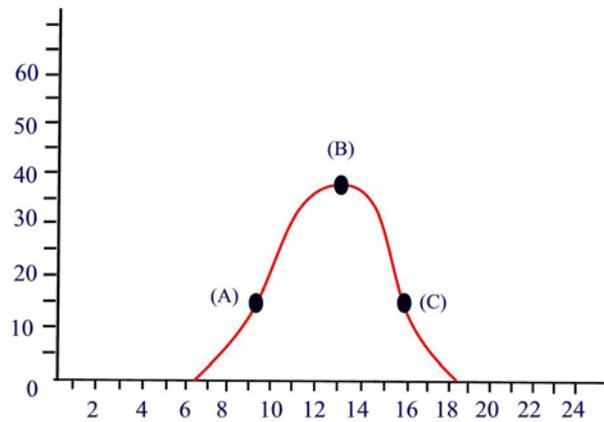


fig. 2.14. Cantidad de energía que el módulo es capaz de entregar durante el día está representada por el área comprendida bajo la curva de la gráfica anterior y se mide en Watts hora/día.

Se observa que no es posible hablar de un valor constante de energía entregada por el módulo en Watts hora ya que varía dependiendo de la hora del día. Será necesario entonces trabajar con valores de cantidad de energía diarios entregados. (Watts hora/día).

CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE VIABILIDAD TÉCNICA.

3.1.1 Introducción

En este capítulo tiene como objetivo principal, verificar las características técnicas y operativas que ofrecen los fabricantes de diversos productos; así como analizar y determinar el tamaño y localización óptima de los equipos, instalaciones y configuración para alcanzar la generación de energía eléctrica deseada. Es decir, resolver las preguntas a dónde, cuánto, cuándo, cómo y con qué producir lo que se desea, abarcar todo aquello que tenga relación con el funcionamiento y operatividad del propio proyecto.

3.1.2 Características del sistema de generación

Para diseñar el sistema es necesario tener un estudio previo de las condiciones y características generales del sitio, y posteriormente traducir el comportamiento de los equipos en dichas circunstancias.

Los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica están conformados principalmente por los siguientes componentes: generación (arreglo fotovoltaico), transformación de corriente continua a alterna (inversor), protección e interconexión al sistema de red eléctrica y medición (bidireccional).

En esta sección se presentan las condiciones del sitio y la radiación solar para la ubicación del desarrollo turístico, así como los ratios de funcionamiento que influyen directamente en la eficiencia del sistema. Además, se muestra un análisis en el comportamiento para los principales componentes del sistema FV, seleccionando equipos comerciales que presente mejor sincronía entre ellos optimizando su funcionamiento y eficiencia.

3.1.3 Condiciones y características generales del sitio.

El desarrollo turístico se ubicará en Teacapan Sinaloa en la región sur del estado, comprende a los municipios de Mazatlán, Concordia, Rosario y Escuinapa. El área de aplicación del presente plan comprende una superficie de 201,751.67 hectáreas de los municipios de Mazatlán, Rosario y Escuinapa, en una franja que abarca una longitud de 90 km de la costa, comprendiendo desde el río Presidio en Mazatlán hasta el Estero Teacapan en el municipio de Escuinapa; y en un ancho promedio de 20 km, que va de la línea de costa hasta eje del trazo de las autopistas México 15 y autopista del pacífico (Mazatlán-Tepic), incluyendo Villa Unión y las cabeceras municipales de Rosario y Escuinapa. La ubicación geográfica es a 22.43° latitud norte y -105.5 longitud este. Se encuentra a una altura que varía del nivel del mar hasta los 850 metros en sus partes más altas.

El clima en esta región es cálido sub-húmedo, la temperatura media anual es de 27.6°, con una máxima de 42 °C y una mínima de 7.5 °C y la precipitación anual media de 1.1019 mm, con una máxima anual de 1,288.4 mm y una mínima anual de 978.2 mm. En cuanto a los niveles de asoleamiento, en promedio se presentan 163 días despejados y 193 nublados en el año. Los

vientos predominantes de mayo a agosto provienen del Suroeste y eventualmente del Oeste, las velocidades máximas más frecuentes están en el rango de entre los 7.0 y 9.0 m/seg con rachas de hasta 17.0 m/seg, en tanto que el resto del año provienen del Oeste y Noroeste, con velocidades medias que varían más frecuentemente entre 2.6 y 3.5 m/seg, pero que llegan eventualmente hasta los 5.0 m/seg.

3.1.3.1 Radiación solar

El nivel de radiación solar en Teacapan, Sinaloa tiene un promedio 5.93 kWh/m², siendo de los mejores niveles de radiación del país que en promedio tiene una radiación de 5 kWh/m².

La Tabla 3.1 nos muestra la radiación solar diaria y mensual que incide en el sitio de estudio, las Figura 3.1 presentan las graficas correspondientes a la radiación solar mensual y estacional.

Radiación solar		
	Diario	Mensual
Mes	kWh/m ²	kWh/m ²
Enero	4.52	140.12
Febrero	5.46	152.88
Marzo	6.73	208.63
Abril	7.34	220.20
Mayo	7.78	241.18
Junio	7.14	214.20
Julio	6.17	191.27
Agosto	5.98	185.38
Septiembre	5.45	163.50
Octubre	5.46	169.26
Noviembre	4.90	147.00
Diciembre	4.22	130.82
TOTAL	5.93	180.37

Tabla 3.1. Radiación solar diaria y mensual de TEACAPAN, Sinaloa

Fuente: <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>

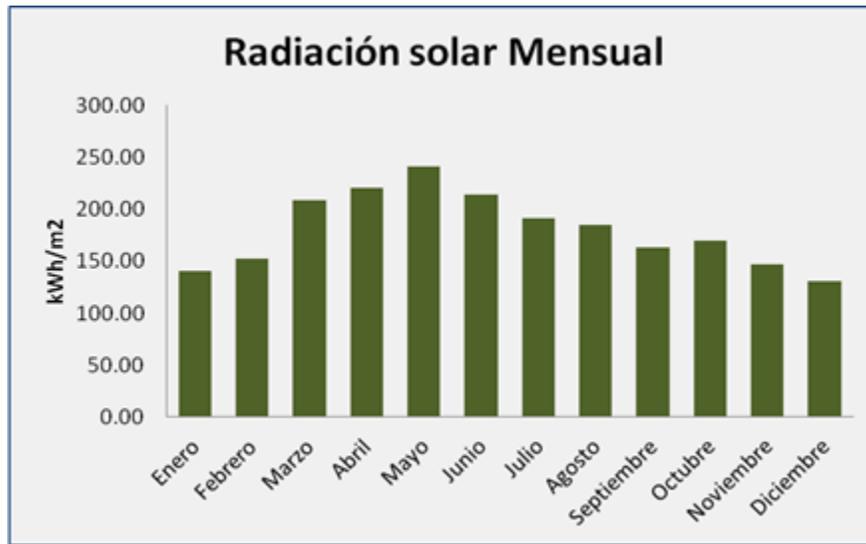


fig. 3.1. Radiación Solar Mensual

3.1.3.2 *Calculo de ratios de funcionamiento.*

En este apartado se va a realizar una estimación de rendimientos por diversos factores. Para ello, primero es necesario definir una serie de parámetros, que se muestran a continuación, y que dependen la mayoría de las características técnicas de los equipos utilizados.

3.1.3.2.1 F_s : Factor de rendimiento por sombreado.

Representa las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debido a sombras circunstanciales. Este rendimiento se expresa como porcentaje de la radiación solar global que incide sobre la superficie cuando existe sombra alguna.

Para nuestro sistema en estudio, la pérdida por sombreado será del 5 %.

3.1.3.2.2 L_{pol} : Factor de rendimiento por polución ambiental.

La suciedad acumulada sobre la cubierta transparente del módulo reduce el rendimiento del mismo, y puede producir efectos de inversión similares a los provocados por las sombras. Las capas de polvo que reducen la intensidad del sol de forma uniforme no son peligrosas y la reducción de la potencia no suele ser significativa.

Este factor depende de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, fábricas, etc. Una causa importante de pérdidas ocurre cuando los módulos fotovoltaicos que tienen células solares muy próximas al marco situado en la parte inferior del mismo.

Las pérdidas por acumulación de polvo en los módulos pueden oscilar entre un valor nulo después de llover y el 8% cuando están muy sucios. La instalación se encuentra ubicada lejos de grandes urbes y zonas industriales por lo que se ha considerado un nivel de polución ambiental del 5%.

3.1.3.2.3 Factor de rendimiento por pérdidas en los conductores CC y CA.

En los módulos fotovoltaicos por su propia configuración carente de partes móviles, con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión muy protegidas del ambiente exterior por capas de material protector, la disminución del rendimiento por pérdidas de continua es escasa.

Normalmente las pérdidas en conmutadores, fusibles y diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas, mientras que las caídas en el cableado sí pueden llegar a ser muy importantes cuando son largos y se opera a baja tensión en CC. Concretamente, para cualquier condición de trabajo y según las especificaciones, los conductores de la parte de CC deberán de tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1.5%.

Lo mismo ocurre en CA, mientras se realicen conexiones de los distintos equipos no se toman en cuenta pérdidas de energía. Al considerarse un voltaje elevado respecto al de CC, las pérdidas máximas admisibles en el cableado han de ser de un 3%.

Esto hace que las pérdidas debido al transporte de la electricidad por el cableado sea de 4.5%, teniendo una eficiencia del 95%.

3.1.3.2.4 L_{dis} : Factor de rendimiento por dispersión de parámetros en módulos.

Todos los módulos fotovoltaicos son simulados en los laboratorios de ensayo por medio de un simulador solar. Para medir su respuesta se establece una serie de condiciones bajo las cuales se debe realizar dicha medida, como son una intensidad radiante de $1,000 \text{ W/m}^2$ y una temperatura de célula de 25°C . El número de células en serie de que consta el módulo y el tipo de material semiconductor influyen en los resultados obtenidos.

Las condiciones de trabajo reales de los módulos una vez instalados pueden ser muy diferentes a las del laboratorio. A la hora de llevar a cabo la instalación cada uno de los módulos conectados en serie tendrá su propia curva de i-V, y por tanto, su propio punto de máxima potencia (I_{mp} , V_{mp}) que no tiene por qué coincidir con el resto de módulos conectados en la misma rama en serie. Es casi imposible conseguir que todos los módulos fotovoltaicos conectados en serie trabajen en el punto de máxima potencia, que sería lo óptimo. Por tanto, el factor de rendimiento por dispersión de parámetros en módulos, mide las pérdidas en rendimiento de toda la instalación debido a la desviación respecto del punto de máxima potencia de cada módulo.

Para nuestro estudio, hemos considerado las pérdidas por dispersión del 5%.

3.1.3.2.5 $(\%)_{Inversor}$: Rendimiento del inversor.

Dos de los parámetros que definen las características del convertidor CC-CA son la potencia nominal y la eficiencia.

La eficacia del convertidor está definida como la relación entre la potencia que éste entrega a la utilización y la potencia que el convertidor extrae de los módulos, en función de la carga.

Por tanto, tal y como se representa en la siguiente gráfica, la eficacia depende del valor de la potencia de salida.

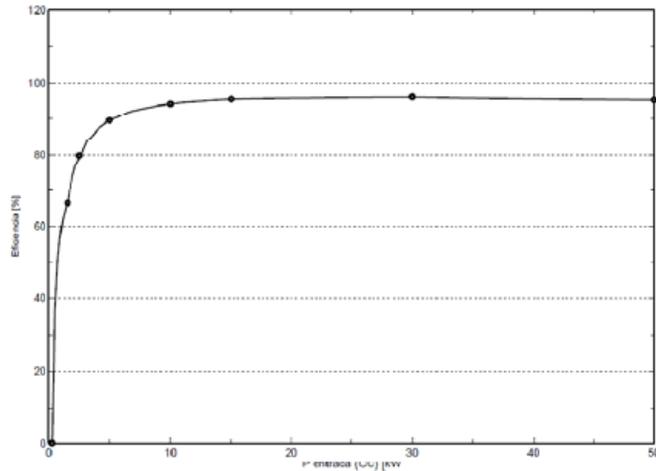


fig. 3.2. Curva tipo: eficiencia Inversor

Por otro lado, la potencia de salida en los inversores situados en una instalación fotovoltaica se ve afectada por la temperatura a la que se encuentra el ambiente, así a medida que la temperatura aumenta la potencia de salida disminuye.

Por eso, tanto el rendimiento del inversor como en consecuencia el de la instalación, se ven afectados por la temperatura ambiente.

Para nuestro estudio, se ha considerado la eficiencia mínima de operación del inversor seleccionado, que es del 95% según datos del fabricante.

3.1.3.2.6 $(\%)_{transfo}$: Rendimiento del Transformador.

Al estar el sistema vertiendo su energía a la red de MT, la medida de su cuantía total entregada por el parque solar se realizará después del transformador BT/MT, por lo que hay que evaluar las pérdidas ocasionadas por éste, además de su consumo en vacío. Por término medio oscilarán entre un 2 y un 6%, con lo que la eficiencia resulta de $\eta_{transfo} = 94\%$.

3.1.3.2.7 L_{tem} : Factor de rendimiento por pérdidas por temperatura en módulos.

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura en los módulos entre la real y los 25 °C de las condiciones estándar de medida, del tipo de célula, del encapsulado y del viento.

En las curvas de variación con la temperatura de las magnitudes características del módulo suministradas por el proveedor se puede comprobar cómo la potencia del módulo disminuye un 0.45 % por cada grado de aumento de la temperatura de la célula por encima de los 25°C.

El factor de rendimiento por pérdidas por temperatura se obtiene a partir del coeficiente de temperatura de potencia del módulo, facilitado por el fabricante en la tabla de características (-1.04 W/°C); este coeficiente permite calcular la pérdida de rendimiento en función de la temperatura de la célula. Este factor varía a lo largo del año según la temperatura atmosférica de la zona en la que se lleva cabo la instalación, como es lógico, el rendimiento por pérdidas de temperatura es menor durante los meses de verano que durante los de invierno.

Este factor se ha calculado mediante la siguiente expresión:

$$L_c = g * (T_c - 25)$$

Donde:

- g : Coeficiente de temperatura de la potencia, en 1/°C.
- T_c : Temperatura de las células solares, en °C.

La temperatura de las células solares se ha calculado mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + (T_{ONC} - 20) * E / 800$$

Donde:

- T_c : Temperatura de las células solares, en °C.
- T_{ONC} : Temperatura de operación nominal del módulo.
- E : Irradiación Solar, en kWh/m².

Para el mes de enero la temperatura ambiente promedio es de $T_{amb} = 20.30$ °C y la radiación promedio es de 140.12 kWh/m², la temperatura de operación en condiciones normales del módulo es de $T_{ONC} = 47.9$ °C.

$$T_c = 20.30 + (47.9 - 20) * 140.12 / 800 = 25.19^\circ C$$

El coeficiente de temperatura de la potencia g es dado por la especificaciones del fabricante, que para en este caso da la potencia del módulo 230 W y el coeficiente por temperatura -1.4 W/°C, obteniendo el cociente de 0.0045 1/°C.

$$L_c = 0.0045 * (25.19 - 25) = 0.00085$$

El factor de rendimiento por pérdidas de temperatura es del 0.085% para el mes de Enero.

3.1.3.2.8 L_{dis} : Factor de rendimiento pérdidas por reflectancia angular espectro.

Las pérdidas por reflectancia angular y espectral se dan sobre el vidrio y la superficie de los módulos, pueden despreciarse al mediodía solar (± 2 h). Las pérdidas anuales son mayores en células con capas antirreflexivas que en células texturizadas, también son mayores en invierno que en verano, y en localidades con mayor altitud.

Para nuestro estudio, se ha tomado un valor de pérdidas por reflectancia del 5%.

3.1.3.2.9 P_{tol} : Factor de pérdidas por tolerancia de la potencia del módulo.

Las pérdidas por conexionado o distorsión son debidas a que los módulos fotovoltaicos no son homogéneos en cuanto a su potencia nominal, con lo que pueden registrar desviaciones respecto al valor teórico de hasta un $\pm 10\%$. Produciendo una variación de entrega de potencia que viene indicada por el fabricante del módulo.

El módulo seleccionado en nuestro estudio posee una tolerancia de potencia del $\pm 5\%$.

3.1.3.2.10 $(\%)_{módulo}$: Factor de pérdidas por tolerancia de la potencia del módulo.

Los fabricantes de módulos fotovoltaicos especifican la eficiencia de cada una de sus líneas o modelos, de acuerdo al tipo de tecnología con que se fabriquen.

El módulo seleccionado en nuestro estudio posee una eficiencia de $\eta_{módulo} = 15\%$.

3.1.3.3 Cálculo del performance ratio.

El rendimiento total de la instalación o performance ratio, se calculará de la siguiente manera:

$$PR = (1 - L_{cab}) * (1 - L_{term}) * (1 - P_{tol}) * R_{to,var} * FS * \eta_{inver} * \eta_{transfo} * \eta_{módulo}$$

Donde:

$R_{to,var}$: Rendimiento, que incluye los porcentajes de pérdidas debidas a que los módulos fotovoltaicos operan, normalmente, en condiciones diferentes de las especificadas por el fabricante.

$$R_{to,var} = (1 - L_{pol}) * (1 - L_{dis}) * (1 - L_{ref})$$

Los valores de pérdidas están expresados en tanto por uno.

EFICIENCIA DEL SISTEMA FV																									
Mes	Ta (Temp. ambiente promedio) [°C]	E (Radiación Solar) [kWh/m ²]	Tono (Temp. de operación en condiciones normales) [°C]	Tc (Temp. De la célula) [°C]	g (Coef. de temperatura de la potencia) [1/°C]	Ltem (Factor de rendimiento por pérdidas de temperatura) [%]	Lcab (Factor de rendimiento por pérdidas de cableado) [%]	Lpol (Factor de pérdidas por pérdida ambiental) [%]	Ptol (Factor de pérdidas por tolerancia de la potencia del panel) [%]	Ldis (Factor de rendimiento por dispersión de parámetros en módulos) [%]	Lref (Factor de rendimiento por pérdidas de reflectancia angular) [%]	I-Pol (Eficiencia) [%]	I-Ldis (Eficiencia) [%]	I-Lref (Eficiencia) [%]	Rto var (Ratio varios) [%]	Ltem (Rendimiento por temperatura) [%]	I-Lcab (Rendimiento por cableado) [%]	I-Lpol (Rendimiento por pérdida) [%]	FS (Rendimiento sombreado) [%]	Rendimiento Inversor [%]	Eficiencia del módulo FV [%]	Eficiencia del banco de transformación [%]	Eficiencia del sistema [%]		
Enero	20.30	140.12	47.90	25.19	0.0045	0.08	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	99.92	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.89	
Febrero	20.50	152.88	47.90	25.83	0.0045	0.38	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	99.62	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.86	
Marzo	22.10	208.63	47.90	29.38	0.0045	1.98	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	98.02	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.70	
Abril	23.90	220.20	47.90	31.58	0.0045	2.98	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	97.02	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.60	
Mayo	26.70	241.18	47.90	35.11	0.0045	4.57	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	95.43	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.45	
Junio	29.10	214.20	47.90	36.57	0.0045	5.23	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	94.77	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.38	
Julio	28.90	191.27	47.90	35.57	0.0045	4.78	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	95.22	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.43	
Agosto	28.80	185.38	47.90	35.27	0.0045	4.64	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	95.36	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.44	
Septiembre	25.00	163.50	47.90	34.70	0.0045	4.39	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	95.61	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.46	
Octubre	28.50	169.26	47.90	34.40	0.0045	4.25	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	95.75	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.48	
Noviembre	24.20	147.00	47.90	29.33	0.0045	1.96	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	98.04	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.70	
Diciembre	22.30	130.82	47.90	26.86	0.0045	0.84	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	99.16	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.82	
Total		2164.44																							
Promedio	25.36	180.37	47.90	31.65	0.00	3.01	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00	95.00	95.00	95.00	85.74	96.99	95.50	95.00	95.00	95.00	15.00	94.00	94.00	9.60	

Tabla 3.2. Eficiencia del parque solar FV.

3.2 Especificaciones de los equipos.

3.2.1 Módulo fotovoltaico

De todos los módulos existentes en el mercado se analizarán particularmente 6 por sus peculiaridades, empezando por los módulos Isofotón que presentan la menor eficiencia de todos, pasando por los módulos de Sharp, Canadian Solar, LDK Solar, Trina Solar y finalizando con los módulos Kyocera.

Para la caracterización de módulos se emplearían las ecuaciones mostradas en el capítulo 2 en el que se muestran dichas ecuaciones que nos permitirían extrapolar las curvas I-V, a condiciones estándar de medida para poder representar los datos facilitados por los fabricantes de los módulos. Por la complejidad del análisis se ha decidido hacer uso del programa PVSYST5, teniendo en cuenta que el objetivo de la tesis no es realizar una aproximación para la caracterización de módulos fotovoltaicos siendo este un tema bastante amplio para su desarrollo.

Gracias al programa PVSYST5, que cuenta con una amplia base de datos de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado, se analizará de manera más exhaustiva los módulos. Permitiéndonos realizar un análisis completo y extraer unas conclusiones coherentes; para ello, es necesario que se determine las condiciones del sitio tal como: latitud, longitud, altitud, inclinación, orientación del plano y radiación. Los módulos propuestos tienen **especificaciones técnicas en común**. Consecuentemente, se deberán establecer los datos básicos del módulo, dimensiones, tecnología, parámetros térmicos (mismo para todos), Mismatch para cada uno de ellos. Una vez introducidos los datos se podrá realizar un análisis completo del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos sometidos a comparación.

3.2.2 Software PVSYST

PVSYST 5.0 es un software de PC para el estudio, dimensionamiento y análisis de datos completos para sistemas Fotovoltaicos. Diseñado por el grupo de energía del Instituto Ciencias Ambientales de la Universidad de Génova, y dirigido por el Dr. André Mermoud. El desarrollo de PVSYST agradece la ayuda financiera de la institución REPIC (por sus sigla en inglés Renewable Energy Promotion in International Cooperation).

Entre las funciones del software permite el cálculo de sistemas conectados a la red, aislados, bombeo y red en corriente continua.

Este software surge a las necesidades de arquitectos, ingenieros, investigadores, etc., y es también de gran ayuda para capacitación educacional.

3.2.2.1 Diseño del proyecto

Esta etapa del proyecto tiene como principal objetivo determinar el modelo de módulo FV que mejor se adapte a las necesidades del proyecto en conjunto, como son: Eficiencia (menores pérdidas), potencia instalada por metro cuadrado, superficie de captación del módulo para 500 kW y costos de los módulos.

Como primer paso se selecciona la opción “diseño de proyecto para una red en CD”, se crea un “nuevo proyecto” completando los campos que requiere el programa, se define el lugar geográfico y estación meteorológica. Se precisa la orientación definiendo el tipo de sistema a utilizar que para este caso son planos inclinados fijos, ingresando parámetros como: ángulo de inclinación plano y ángulo de acimut, se especifica si la optimización de la productividad de la irradiación será en verano, invierno o anual. Definidos estos parámetros se obtendrá la optimización correcta del sistema.

fig. 3.3. Lugar geográfico y estación meteorológica

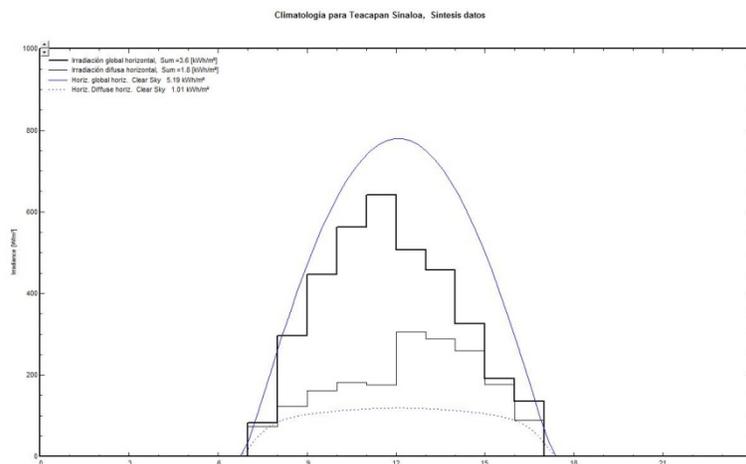


fig. 3.4. Climatología: Irradiación

Se determina la orientación e inclinación óptima con respecto a la irradiación anual para obtener la mayor productividad.

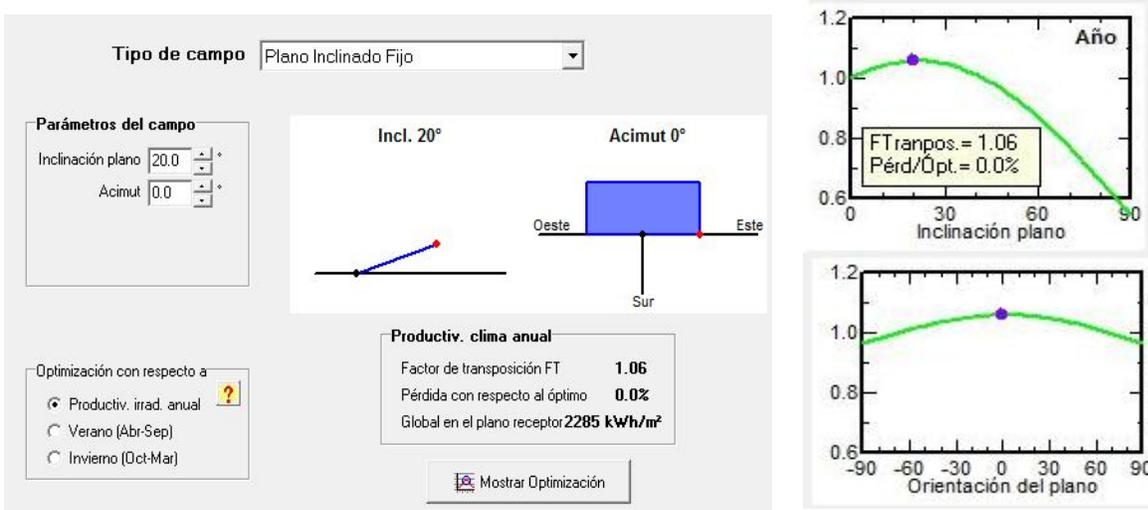


fig. 3.5. Optimización del plano

A continuación las siguientes figuras muestran los datos básicos referentes a los módulos FV que se van a analizar, los parámetros que se analizarán por ejemplo serán, coeficiente de temperatura, dimensiones y tecnología, una vez obtenido la corrida de cada modulo se analizarán los datos obtenidos y se elegirá aquel modulo que por sus características sea el que nos de una mayor ganancia en la relación eficiencia-costo.

Sharp, ND-2301J

a)

Datos básicos	Parámetros modelo	Dimensiones y Tecnología	Comercial	Gráficos	
Modelo	ND-230R1J	Fabricante	Sharp		
N. archivo	Sharp_ND_230R1J.PAN	Origen datos	Manufacturer 2011		
Potencia nom. (en STC)	230. Wp	Tol.	3.0 %	Tecnología	Si-poly
Especificaciones del fabricante o otras medidas					
Cond. de referencia:	GRef	1000 W/m²	TRef	25 °C	
Corriente de cortocircuito	Isc	8.360 A	Circuito abierto Voc	36.60 V	
Punto Potencia Máximo:	Impp	7.800 A	Vmpp	29.50 V	
Coeficiente de temperatura	γ _{Isc}	3.3 mA/°C	N° células	60 en serie	
	o γ _{Isc}	0.04 %/°C			
Resultado del modelo interno					
Cond. de funcionamiento	GOper	1000 W/m²	TOper	25 °C	
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	230.5 W	Coef. temperatura	-0.42 %/°C	
	Corriente Impp	7.71 A	Tensión Vmpp	29.9 V	
Corriente de cortocircuito	Isc	8.36 A	Circuito abierto Voc	36.6 V	
Eficiencia	/ Sup. células	N/A %	/ Sup. módulo	14.03 %	
Resumen del modelo					
Parámetro principal					
R par.	250 ohm				
Rp (G=0)	1000 ohm				
R serie model	0.13 ohm				
R serie max.	0.41 ohm				
R serie apparent	0.38 ohm				
Parámetros modelo					
Gamma	1.35				
Io Ref	188 nA				
γVoc	-120 mV/°C				

b)

Datos básicos	Parámetros modelo	Dimensiones y Tecnología	Comercial	Gráficos																																
Descripción Sharp, ND-230R1J																																				
Rparal - Rserie Expon. Rp Coef. temperatura																																				
Ajuste del coef. de temperatura del P_{máx} y de la V_{co}																																				
Corrección temp. en Gamma																																				
<input checked="" type="checkbox"/> Aplicar corrección																																				
Coef. de temp. P _{mp} (en STC) <input type="text" value="-0.42"/> Defecto <input type="checkbox"/> %/°C																																				
=> Coeficiente temp. en Gamma = 0.0001 /°C																																				
<p>I coef. de temperatura mPmax y Mvca sono parametri di uscita del modello standar a un diodo, dipendenti dalla scelta di Gamma.</p> <p>Esta herramienta permite modificar el parámetro Gamma según la temperatura, para conseguir cualquier valor deseado del P_{mp} especificado por el fabricante.</p>																																				
<p>Tensiones y Potencia f(Temp.)</p> <p>El gráfico muestra la variación de Voc (línea roja), Vmpp (línea azul) e Impp (línea verde) con la temperatura del módulo (10°C a 70°C). Voc y Vmpp disminuyen linealmente con la temperatura, mientras que Impp también disminuye pero a una menor tasa. Se indica un prefijo de 230.1Wp.</p> <table border="1"> <caption>Datos del gráfico</caption> <thead> <tr> <th>Temp. módulo [°C]</th> <th>Voc [V]</th> <th>Vmpp [V]</th> <th>Impp [A]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10</td> <td>36.6</td> <td>29.5</td> <td>7.8</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>35.4</td> <td>28.8</td> <td>7.6</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>34.2</td> <td>28.1</td> <td>7.4</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>33.0</td> <td>27.4</td> <td>7.2</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>31.8</td> <td>26.7</td> <td>7.0</td> </tr> <tr> <td>60</td> <td>30.6</td> <td>26.0</td> <td>6.8</td> </tr> <tr> <td>70</td> <td>29.4</td> <td>25.3</td> <td>6.6</td> </tr> </tbody> </table>					Temp. módulo [°C]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]	10	36.6	29.5	7.8	20	35.4	28.8	7.6	30	34.2	28.1	7.4	40	33.0	27.4	7.2	50	31.8	26.7	7.0	60	30.6	26.0	6.8	70	29.4	25.3	6.6
Temp. módulo [°C]	Voc [V]	Vmpp [V]	Impp [A]																																	
10	36.6	29.5	7.8																																	
20	35.4	28.8	7.6																																	
30	34.2	28.1	7.4																																	
40	33.0	27.4	7.2																																	
50	31.8	26.7	7.0																																	
60	30.6	26.0	6.8																																	
70	29.4	25.3	6.6																																	

c)

Datos básicos	Parámetros modelo	Dimensiones y Tecnología	Comercial	Gráficos
Descripción Sharp, ND-230R1J				
Módulo				
Largo	1652 mm	En serie	60	
Ancho	934 mm	En paralelo	1	
Espesor	46.0 mm	Superficie célula	0.0 cm²	
Peso	19.00 kg	N° total células	60	
Sup. módulo	1.642 m²	Superficie células	0 m²	
<input type="checkbox"/> Módulo teja <input type="checkbox"/> CPV: Concentrating module				
Tecnología y especificaciones del módulo				
Marco: alloy Estructura: glass Conexiones: MC4				
Características inversas				
Caract. de una sola célula (en oscuro)				
Factor cuadrático BRev	3.2	mA/m²	<input type="checkbox"/>	
N° diodos bypass	3	/módulo		
Tensión directa diodo	-0.7	V	<input checked="" type="checkbox"/>	
NB: Estos parámetros inversos se utilizan solamente en el marco de las herramientas especiales del comportamiento del generador (sombreados parciales en los módulos, mismatches). Su valor no es esencial y pueden tomarse módulos semejantes en la base de datos.				
Tensión Máxima sistema				
Tensión de aislamiento	1000	V		
Coef. absorción para temperatura				
Coef. absorción (?)	0.90	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

fig. 3.6. Módulo FV Sharp. a) Datos básicos, b) Dimensiones, c) Tecnología

Isofotón, ISF-230

a)

Datos básicos		Parámetros modelo		Dimensiones y Tecnología		Comercial		Gráficos	
Modelo	ISF_230	Fabricante	Isofoton						
N. archivo	Isofoton_ISF230.PAN	Origen datos	Photon Mag. 2009						
Potencia nom. (en STC)	230. Wp	Tol.	3.0 %	Tecnología	Si-mono				
Especificaciones del fabricante o otras medidas									
Cond. de referencia:	GRef	1000	W/m²	TRef	25	°C			
Corriente de cortocircuito	Isc	8.500	A	Circuito abierto Voc	36.00	V			
Punto Potencia Máximo:	Imp	8.000	A	Vmpp	28.80	V			
Coeficiente de temperatura	?Isc	4.3	mA/°C	N° células		60 en serie			
	o ?Isc	0.05	%/°C						
Resultado del modelo interno									
Cond. de funcionamiento	GOper	1000	W/m²	TOper	25	°C			
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	231.1	W	Coef. temperatura	-0.48	%/°C			
	Corriente Imp	7.86	A	Tensión Vmpp	29.4	V			
Corriente de cortocircuito	Isc	8.50	A	Circuito abierto Voc	36.0	V			
Eficiencia	/ Sup. células	N/A	%	/ Sup. módulo	13.95	%			
Resumen del modelo									
Parámetro principal									
R paral.	300	ohm							
Rp (G=0)	1200	ohm							
Parámetros modelo									
Gamma	1.30								
Io Ref	132	nA							
?Voc	-142	mV/°C							
?Pmáx fijado	-0.48	%/°C							

b)

Datos básicos		Parámetros modelo		Dimensiones y Tecnología		Comercial		Gráficos	
Descripción Isofoton, ISF_230									
Rparal - Rserie Expon. Rp Coef. temperatura									
Ajuste del coef. de temperatura del ?Pmáx y de la ?Vco									
Corrección temp. en Gamma									
<input checked="" type="checkbox"/> Aplicar corrección									
Coef. de temp. Pmpp: -0.48 %/°C (en STC)									
=> Coeficiente temp. en Gamma = -0.0007 /°C									
I coef. de temperatura mPmax y Mvca son parametri di uscita del modello standar a un diodo, dipendenti dalla scelta di Gamma.									
Esta herramienta permite modificar el parámetro Gamma según la temperatura, para conseguir cualquier valor deseado del ?Pmpp especificado por el fabricante.									
					Tensiones y Potencia f(Temp.)				

c)

Datos básicos		Parámetros modelo		Dimensiones y Tecnología		Comercial		Gráficos	
Descripción Isofoton, ISF_230									
Módulo			Células			Características inversas			
Largo	1667	mm	En serie	60					
Ancho	994	mm	En paralelo	1					
Espesor	50.0	mm	Superficie célula	0.0	cm²	Factor cuadrático BRev: 3.2 mA/°²			
Peso	22.00	kg	N° total células	60	N° diodos bypass: 3 /módulo				
Sup. módulo	1.657	m²	Superficie células	0	m²	Tensión directa diodo: -0.7 V			
<input type="checkbox"/> Módulo teja <input type="checkbox"/> CPV: Concentrating module									
Tecnología y especificaciones del módulo									
Marco: aluminium Estructura: Conexiones: J Box									
Tensión Máxima sistema									
Tensión de aislamiento: 1000 V									
Coef. absorción para temperatura									
Coef. absorción (?): 0.90									

fig. 3.7. Módulo FV Isofotón. a) Datos básicos, b) Dimensiones, c) Tecnología

Canadian Solar, CS6P-230P

a)

Datos básicos	Parámetros modelo	Dimensiones y Tecnología	Comercial	Gráficos	
Modelo	CS6P - 230P	Fabricante	Canadian Solar Inc. ?		
N. archivo	Canadian_CS6P_230P.PAN	Origen datos	Manufacturer 2011		
Potencia nom. (en STC)	230. Wp	Tol.	2.2 %	Tecnología	Si-poly
Especificaciones del fabricante o otras medidas					
Cond. de referencia:	GRef	1000 W/m²	TRef	25 °C ?	
Corriente de cortocircuito	Isc	8.340 A	Circuito abierto Voc	36.80 V	
Punto Potencia Máximo:	Imp	7.780 A	Vmp	29.60 V	
Coeficiente de temperatura	γisc	5.4 mA/°C	N° células	60 en serie	
	γimp	0.06 %/°C			
Resultado del modelo interno					
Cond. de funcionamiento	GOper	1000 W/m²	TOper	25 °C ?	
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	230.4 W	Coef. temperatura	-0.43 %/°C	
	Corriente Imp	7.75 A	Tensión Vmp	29.7 V	
	Corriente de cortocircuito Isc	8.34 A	Circuito abierto Voc	36.8 V	
Eficiencia	/ Sup. células	15.77 %	/ Sup. módulo	14.32 %	
Resumen del modelo					
Parámetro principal ?					
R paral.	250 ohm				
Rp (G=0)	1000 ohm				
R serie model	0.26 ohm				
R serie max.	0.43 ohm				
R serie apparent	0.48 ohm				
Parámetros modelo					
Gamma	1.15				
Io Ref	8 nA				
γVoc	-134 mV/°C				
γPmáx fijado	-0.43 %/°C				

b)

Datos básicos	Parámetros modelo	Dimensiones y Tecnología	Comercial	Gráficos												
Descripción Canadian Solar Inc., CS6P - 230P																
Rparal - Rserie	Expon. Rp	Coef. temperatura														
Ajuste del coef. de temperatura del Pmáx y de la γVoc ?																
Corrección temp. en Gamma																
<input checked="" type="checkbox"/> Aplicar corrección																
Coef. de temp. Pmpp (en STC)	Defecto <input type="checkbox"/> %/°C															
	-0.43															
=> Coeficiente temp. en Gamma = -0.0005 %/°C																
<p>I coef. de temperatura mPmax y mVoc son parámetros de salida del modelo standar a un diodo, dependenti dalla scelta di Gamma.</p> <p>Esta herramienta permite modificar el parámetro Gamma según la temperatura, para conseguir cualquier valor deseado del Pmpp especificado por el fabricante.</p>																
<p>Tensiones y Potencia f(Temp.)</p> <p>El gráfico muestra la relación entre la temperatura del módulo (10°C a 70°C) y tres parámetros clave: Tensión (V), Potencia máxima (W) y Corriente de cortocircuito (A). Las líneas de tendencia indican que todos los parámetros disminuyen a medida que aumenta la temperatura. Se especifica un punto de referencia: Pref=230.0Wp.</p> <table border="1"> <caption>Coeficientes de temperatura extraídos del gráfico</caption> <thead> <tr> <th>Parámetro</th> <th>Coeficiente (mV/K)</th> <th>Coeficiente (%/K)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Voc</td> <td>-134.0</td> <td>-0.36%</td> </tr> <tr> <td>Vmp</td> <td>-139.5</td> <td>-0.47%</td> </tr> <tr> <td>Pmpp</td> <td>-994.2</td> <td>-0.43%</td> </tr> </tbody> </table>					Parámetro	Coeficiente (mV/K)	Coeficiente (%/K)	Voc	-134.0	-0.36%	Vmp	-139.5	-0.47%	Pmpp	-994.2	-0.43%
Parámetro	Coeficiente (mV/K)	Coeficiente (%/K)														
Voc	-134.0	-0.36%														
Vmp	-139.5	-0.47%														
Pmpp	-994.2	-0.43%														

c)

Datos básicos	Parámetros modelo	Dimensiones y Tecnología	Comercial	Gráficos
Descripción Canadian Solar Inc., CS6P - 230P				
Módulo				
Largo	1638 mm	En serie	60	
Ancho	982 mm	En paralelo	1	
Espesor	40.0 mm	Superficie célula	243.4 cm²	
Peso	19.20 kg	N° total células	60	
Sup. módulo	1.609 m²	Superficie células	1.46 m²	
<input type="checkbox"/> Módulo teja <input type="checkbox"/> CPV: Concentrating module				
Tecnología y especificaciones del módulo				
Marco: Aluminium Estructura: Tempered Glass-Tedlar Conexiones: JBox + Cables				
Características inversas				
Caract. de una sola célula (en oscuro)				
Factor cuadrático BRev	3.2 mA/A² ?			
N° diodos bypass	3 /módulo			
Tensión directa diodo	-0.7 V <input checked="" type="checkbox"/>			
NB: Estos parámetros inversos se utilizan solamente en el marco de las herramientas especiales del comportamiento del generador (sombreados parciales en los módulos, mismatches). Su valor no es esencial y pueden tomarse módulos semejantes en la base de datos.				
Tensión Máxima sistema				
Tensión de aislamiento	1000 V			
Coef. absorción para temperatura				
Coef. absorción (?)	0.90 <input checked="" type="checkbox"/> ?			

fig. 3.8. Módulo FV Canadian Solar. a) Datos básicos, b) Dimensiones, c) Tecnología

LDK Solar, LDK-230P-20

a)

Datos básicos		Parámetros modelo		Dimensiones y Tecnología		Comercial		Gráficos	
Modelo	LDK-230P-20	Fabricante	LDK Solar Co., Ltd.						
N. archivo	LDK_230P_20.PAN	Origen datos	Manufacturer 2012						
Potencia nom. (en STC)	230.0	Wp Tol.	3.0 %	Tecnología	Si-poly				
Especificaciones del fabricante o otras medidas									
Cond. de referencia:	GRef	1000	W/m²	TRef	25	°C			
Corriente de cortocircuito	Isc	8.430	A	Circuito abierto Voc	36.90	V			
Punto Potencia Máximo:	Imp	7.880	A	Vmpp	29.30	V			
Coeficiente de temperatura	?Isc	5.1	mA/°C	N° células		60 en serie			
	o ?Isc	0.06	%/°C						
Resultado del modelo interno									
Cond. de funcionamiento	GOper	1000	W/m²	TOper	25	°C			
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	231.4	W	Coef. temperatura	-0.45	%/°C			
	Corriente Imp	7.76	A	Tensión Vmpp	29.8	V			
	Corriente de cortocircuito Isc	8.43	A	Circuito abierto Voc	36.9	V			
Eficiencia	/ Sup. células	15.85	%	/ Sup. módulo	14.18	%			
Resumen del modelo									
Parámetro principal									
R paral.	250	ohm							
Rp (G=0)	1000	ohm							
R serie model	0.19	ohm							
R serie max.	0.46	ohm							
R serie apparent	0.44	ohm							
Parámetros modelo									
Gamma	1.35								
Io Ref	164	nA							
?Voc	-138	mV/°C							
?Pmáx fijado	-0.45	%/°C							

b)

Datos básicos		Parámetros modelo		Dimensiones y Tecnología		Comercial		Gráficos	
Descripción LDK Solar Co., Ltd., LDK-230P-20									
Rparal - Rserie Expon. Rp Coef. temperatura									
Ajuste del coef. de temperatura del ?Pmáx y de la ?Vco					<p>Tensiones y Potencia f(Temp.)</p> <p>El gráfico muestra la variación de Voc (línea roja), Vmpp (línea azul) e Imp (línea verde) con la temperatura del módulo. Voc disminuye a -0.37%/K, Vmpp a -0.48%/K e Imp a -0.45%/K. Se indica un prefijo de 231.0Wp.</p>				
Corrección temp. en Gamma <input checked="" type="checkbox"/> Aplicar corrección Defecto Coef. de temp. Pmpp: -0.45 %/°C (en STC) => Coeficiente temp. en Gamma = -0.0006 %/°C									
I coeff. de temperatura mPmax e MVco son parámetros de salida del modelo standar a un diodo, dependienti dalla scelta di Gamma. Esta herramienta permite modificar el parámetro Gamma según la temperatura, para conseguir cualquier valor deseado del ?Pmpp especificado por el fabricante.									

c)

Datos básicos		Parámetros modelo		Dimensiones y Tecnología		Comercial		Gráficos	
Descripción LDK Solar Co., Ltd., LDK-230P-20									
Módulo			Células			Características inversas			
Largo	1642	mm	En serie	60		Caract. de una sola célula (en oscuro)			
Ancho	994	mm	En paralelo	1		Factor cuadrático BRRev: 3.2 mA/m²			
Espesor	40.0	mm	Superficie célula	243.4	cm²	N° diodos bypass: 6 /módulo			
Peso	20.00	kg	N° total células	60		Tensión directa diodo: -0.7 V			
Sup. módulo	1.632	m²	Superficie células	1.46	m²	NB: Estos parámetros inversos se utilizan solamente en el marco de las herramientas especiales del comportamiento del generador (sombreados parciales en los módulos, mismatches). Su valor no es esencial y pueden tomarse módulos semejantes en la base de datos.			
<input type="checkbox"/> Módulo teja <input type="checkbox"/> CPV: Concentrating module									
Tecnología y especificaciones del módulo									
Marco: Anodized aluminium alloy, double wall Estructura: 3.2 mm thick AR coated glass, TPT / BFF Conexiones: MC4 or compatible connector									
Tensión Máxima sistema									
Tensión de aislamiento: 1000 V									
Coef. absorción para temperatura									
Coef. absorción (?): 0.90									

fig. 3.9. Módulo FV LDK Solar. a) Datos básicos, b) Dimensiones, c) Tecnología

Trina Solar, TSM-230-P05

a)

Datos básicos	Parámetros modelo	Dimensiones y Tecnología	Comercial	Gráficos	
Modelo	TSM-230 P05	Fabricante	Trina Solar	?	
N. archivo	Trina_TSM_230_P05.PAN	Origen datos	Manufacturer 2011		
Potencia nom. (en STC)	230. Wp	Tol.	0.1 %	Tecnología	Si-poly
Especificaciones del fabricante o otras medidas					
Cond. de referencia:	GRef	1000 W/m ²	TRef	25 °C	?
Corriente de cortocircuito	Isc	8.260 A	Circuito abierto Voc	37.00 V	
Punto Potencia Máximo:	Imp	7.720 A	Vmp	29.80 V	
Coeficiente de temperatura	?Isc	4.1 mA/°C	N° células	60 en serie	
	o ?Isc	0.05 %/°C			
Resultado del modelo interno					
Cond. de funcionamiento	GOper	1000 W/m ²	TOper	25 °C	?
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	230.4 W	Coef. temperatura	-0.45 %/°C	
	Corriente Imp	7.63 A	Tensión Vmp	30.2 V	
	Corriente de cortocircuito Isc	8.26 A	Circuito abierto Voc	37.0 V	
Eficiencia	/ Sup. células	N/A %	/ Sup. módulo	14.08 %	
Resumen del modelo					
Parámetro principal ?					
R paral.	300 ohm				
Rp (G=0)	1200 ohm				
R serie model	0.15 ohm				
R serie max.	0.43 ohm				
R serie apparent	0.40 ohm				
Parámetros modelo					
Gamma	1.35				
Io Ref	154 nA				
?Voc	-136 mV/°C				
?Pmáx fijado	-0.45 %/°C				

b)

Datos básicos	Parámetros modelo	Dimensiones y Tecnología	Comercial	Gráficos						
Descripción Trina Solar, TSM-230 P05										
Rparal - Rserie Expon. Rp Coef. temperatura										
Ajuste del coef. de temperatura del ?Pmáx y de la ?Vco ?										
Corrección temp. en Gamma										
<input checked="" type="checkbox"/> Aplicar corrección Defecto										
Coef. de temp. Pmpp -0.45 %/°C										
(en STC)										
=> Coeficiente temp. en Gamma = -0.0006 %/°C										
I coef. de temperatura mPmax e MVco son parámetros de salida del modelo standar a un diodo, dependenti dalla scelta di Gamma.										
Esta herramienta permite modificar el parámetro Gamma según la temperatura, para conseguir cualquier valor deseado del ?Pmpp especificado por el fabricante.										
<p>Tensiones y Potencia f(Temp.)</p> <p>El gráfico muestra tres líneas que disminuyen a medida que aumenta la temperatura del módulo (de 10°C a 70°C). La línea superior (rojo) representa Voc, la línea intermedia (azul) representa Vmpp y la línea inferior (verde) representa Pmpp. Una línea horizontal azul indica el prefijo de potencia Ppref=230.0Wp.</p> <table border="1"> <caption>Legenda del gráfico</caption> <tr> <td>Voc</td> <td>: -136.4 mV/K (-0.37%/K)</td> </tr> <tr> <td>Vmpp</td> <td>: -133.9 mV/K (-0.44%/K)</td> </tr> <tr> <td>Pmpp</td> <td>: -1040.3 mW/K (-0.45%/K)</td> </tr> </table>					Voc	: -136.4 mV/K (-0.37%/K)	Vmpp	: -133.9 mV/K (-0.44%/K)	Pmpp	: -1040.3 mW/K (-0.45%/K)
Voc	: -136.4 mV/K (-0.37%/K)									
Vmpp	: -133.9 mV/K (-0.44%/K)									
Pmpp	: -1040.3 mW/K (-0.45%/K)									

c)

Datos básicos	Parámetros modelo	Dimensiones y Tecnología	Comercial	Gráficos
Descripción Trina Solar, TSM-230 P05				
Módulo				
Largo	1650 mm			
Ancho	992 mm			
Espesor	40.0 mm			
Peso	19.50 kg			
Sup. módulo	1.637 m ²			
Células				
En serie	60			
En paralelo	1			
Superficie célula	0.0 cm ²			
N° total células	60			
Superficie células	0 m ²			
Características inversas				
Caract. de una sola célula (en oscuro)				
Factor cuadrático BRev	3.2 mA/V ²			
N° diodos bypass	6 /módulo			
Tensión directa diodo	-0.7 V			
NB: Estos parámetros inversos se utilizan solamente en el marco de las herramientas especiales del comportamiento del generador (sombreados parciales en los módulos, mismatches). Su valor no es esencial y pueden tomarse módulos semejantes en la base de datos.				
Tensión Máxima sistema				
Tensión de aislamiento	1000 V			
Coef. absorción para temperatura				
Coef. absorción (?)	0.90			
Tecnología y especificaciones del módulo				
Marco: Aluminium				
Estructura: Glass-Polymer				
Conexiones: MC4				

fig. 3.10. Módulo FV Trina Solar. a) Datos básicos, b) Dimensiones, c) Tecnología

Kyocera KD230GX-LPB

a)

Datos básicos		Parámetros modelo		Dimensiones y Tecnología		Comercial		Gráficos	
Modelo	KD230GX-LPB	Fabricante	Kyocera						
N. archivo	Kyocera_KD230GX_LPB.PAN	Origen datos	Manufacturer 2011						
Potencia nom. (en STC)	230	Wp	Tol.	2.0	%	Tecnología	Si-poly		
Especificaciones del fabricante o otras medidas									
Cond. de referencia:	GRef	1000	W/m²	TRef	25	°C			
Corriente de cortocircuito	Isc	8.360	A	Circuito abierto Voc	36.90	V			
Punto Potencia Máximo:	Imp	7.720	A	Vmpp	29.80	V			
Coeficiente de temperatura	?Isc	4.1	mA/°C	N° células	60	en serie			
	o ?Isc	0.05	%/°C						
Resultado del modelo interno									
Cond. de funcionamiento	GOper	1000	W/m²	TOper	25	°C			
Punto Potencia Máximo:	Pmpp	230.1	W	Coef. temperatura	-0.39	%/°C			
	Corriente Imp	7.69	A	Tensión Vmpp	29.9	V			
	Corriente de cortocircuito Isc	8.36	A	Circuito abierto Voc	36.9	V			
Eficiencia	/ Sup. células	N/A	%	/ Sup. módulo	13.98	%			
Resumen del modelo									
Parámetro principal									
R paral.	240	ohm							
Rp (G=0)	1000	ohm							
R serie model	0.17	ohm							
R serie max.	0.44	ohm							
R serie apparent	0.43	ohm							
Parámetros modelo									
Gamma	1.35								
Io Ref	163	nA							
?Voc	-113	mV/°C							
?Pmáx fijado	-0.39	%/°C							

b)

Datos básicos		Parámetros modelo		Dimensiones y Tecnología		Comercial		Gráficos																																	
Descripción Kyocera, KD230GX-LPB																																									
Rparal - Rserie Expon. Rp Coef. temperatura																																									
Ajuste del coef. de temperatura del ?Pmáx y de la ?Voc																																									
Corrección temp. en Gamma																																									
<input checked="" type="checkbox"/> Aplicar corrección Defecto																																									
Coef. de temp. Pmpp -0.39 %/°C																																									
(en STC)																																									
=> Coeficiente temp. en Gamma = 0.0003 /°C																																									
I coef. de temperatura mPmax y Mvoca son parámetros de salida del modelo standar a un diodo, dependienti dalla scelta di Gamma.																																									
Esta herramienta permite modificar el parámetro Gamma según la temperatura, para conseguir cualquier valor deseado del ?Pmpp especificado por el fabricante.																																									
					<p>Tensiones y Potencia f(Temp.)</p> <p>El gráfico muestra la variación de la tensión (Voc, Vmpp) y la potencia máxima (Pmpp) con la temperatura del módulo (°C). Las curvas muestran una disminución lineal de todos los parámetros con el aumento de la temperatura.</p> <table border="1"> <caption>Datos del gráfico</caption> <thead> <tr> <th>Temp. módulo [°C]</th> <th>Voc [V]</th> <th>Vmpp [V]</th> <th>Pmpp [W]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>10</td> <td>36.9</td> <td>29.8</td> <td>230.1</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>36.0</td> <td>29.2</td> <td>224.0</td> </tr> <tr> <td>30</td> <td>35.1</td> <td>28.6</td> <td>218.0</td> </tr> <tr> <td>40</td> <td>34.2</td> <td>28.0</td> <td>212.0</td> </tr> <tr> <td>50</td> <td>33.3</td> <td>27.4</td> <td>206.0</td> </tr> <tr> <td>60</td> <td>32.4</td> <td>26.8</td> <td>200.0</td> </tr> <tr> <td>70</td> <td>31.5</td> <td>26.2</td> <td>194.0</td> </tr> </tbody> </table>					Temp. módulo [°C]	Voc [V]	Vmpp [V]	Pmpp [W]	10	36.9	29.8	230.1	20	36.0	29.2	224.0	30	35.1	28.6	218.0	40	34.2	28.0	212.0	50	33.3	27.4	206.0	60	32.4	26.8	200.0	70	31.5	26.2	194.0
Temp. módulo [°C]	Voc [V]	Vmpp [V]	Pmpp [W]																																						
10	36.9	29.8	230.1																																						
20	36.0	29.2	224.0																																						
30	35.1	28.6	218.0																																						
40	34.2	28.0	212.0																																						
50	33.3	27.4	206.0																																						
60	32.4	26.8	200.0																																						
70	31.5	26.2	194.0																																						

c)

Datos básicos		Parámetros modelo		Dimensiones y Tecnología		Comercial		Gráficos	
Descripción Kyocera, KD230GX-LPB									
Módulo		Células		Características inversas					
Largo	1662 mm	En serie	60	Caract. de una sola célula (en oscuro)					
Ancho	990 mm	En paralelo	1	Factor cuadrático BRev 3.2 mA/√²					
Espesor	46.0 mm	Superficie célula	0.0 cm²	N° diodos bypass 3 /módulo					
Peso	21.00 kg	N° total células	60	Tensión directa diodo -0.7 V					
Sup. módulo	1.645 m²	Superficie células	0 m²	NB: Estos parámetros inversos se utilizan solamente en el marco de las herramientas especiales del comportamiento del generador (sombreados parciales en los módulos, mismatches). Su valor no es esencial y pueden tomarse módulos semejantes en la base de datos.					
<input type="checkbox"/> Módulo teja									
<input type="checkbox"/> CPV: Concentrating module									
Tecnología y especificaciones del módulo									
Marco: aluminum									
Estructura: Glass									
Conexiones: MC4									
Tensión Máxima sistema									
Tensión de aislamiento 600 V									
Coef. absorción para temperatura									
Coef. absorción (?) 0.90									

fig. 3.11. Módulo KYOCERA. a) Datos básicos, b) Dimensiones, c) Tecnología

3.2.2.2 Pérdidas por temperatura, parámetros térmicos

El comportamiento térmico en los módulos FV es caracterizado por el factor de pérdidas térmicas “k”, que tiene una gran influencia en el rendimiento eléctrico del mismo. Es definido por un equilibrio térmico entre la temperatura ambiente y el calentamiento del módulo debido a la radiación solar incidente, que se define a continuación:

$$k \cdot (T_{cell} - T_{amb}) = \alpha \cdot G_{inc} \cdot (1 - \eta_{\text{Áreatotal}})$$

Donde α es el coeficiente de absorción de irradiación solar y $\eta_{\text{Áreatotal}}$ es el coeficiente de rendimiento del módulo respecto de su área y G_{inc} es la radiación incidente en el módulo fotovoltaico.

Los valores estándar para ambos coeficientes son: $\alpha = 0.9$ y $\eta_{\text{Áreatotal}} = 10\%$. “k”, que a su vez puede ser dividido en una componente constante “Uc” y un factor proporcional a la velocidad del viento “Uv”.

$$U = U_c + U_v \cdot v, \quad (U[\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{k}], v = \text{velocidad del viento} [\text{m}/\text{s}])$$

Estos factores dependen de la ubicación de la instalación, si es interior o exterior, si es en un tejado inclinado o llano, etc....

Ya que no es el objeto de este proyecto, se tomarán los valores estándar proporcionados por el software PVSYS 5, que son:

$$U_c = 26.7 \text{ W}/\text{m}^2 \cdot \text{k}, \quad U_v = 0.0 \text{ W}/\text{m}^2 \cdot \text{k} / \text{m}/\text{s}$$

Estos valores se han extraído de muchas muestras obtenidas y realizadas en instalaciones con módulos montados al aire libre, con libre circulación de aire alrededor.

Para el NOCT factor se emplearán los valores de temperatura nominal de operación facilitados por los fabricantes de los módulos a condiciones externas para irradiación de $800 \text{ W}/\text{m}^2$ (para todos los módulos). Para Sharp es de 47.5°C , 49°C Isofotón, 47°C Canadian Solar y LDK Solar, 48°C Trina Solar y 47°C para Kyocera.

Éste valor de temperatura nominal de operación es calculado con unas determinadas condiciones:

$$G_{inc} = 800 \text{ W}/\text{m}^2, T_{amb} = 20^\circ\text{C}, \text{ Velocidad del viento} = 1 \text{ m}/\text{s}.$$

En la siguiente figura se puede apreciar los parámetros que se manejarán como estándar para cada módulo y el análisis sea manejado con el mismo criterio.

fig. 3.12. PVSYS 5 Introducción de pérdidas térmicas

3.2.2.2.1 Parámetros de pérdidas del campo fotovoltaico

De la misma figura, existen 4 pestañas siendo unas más importantes que otras. Las dos últimas pestañas, que son las correspondientes a las pérdidas por polvo o suciedad (Soiling) y por efecto del ángulo de incidencia (IAM) se tomarán los valores que el programa facilita por defecto, ya que no es imposible estimar dichos valores.

3.2.2.2.2 Pérdidas óhmicas en el cableado

En la segunda pestaña el programa da la opción de calcular la sección necesaria del conductor para la instalación, o que se introduzca los valores de longitud y sección del cableado empleado. En este caso se introducirá los valores del cableado existentes en el mercado y teniendo presente para la instalación que la caída máxima de tensión permitida entre los módulos fotovoltaicos y el inversor no debe ser superior al 1.5 %.

En la comparativa de módulos se considera que el cableado entre ellos y en sí, para el sistema en general, el tipo de conductor, así como su calibre y características eléctricas es el mismo. Se hace mención mostrando la ventana correspondiente para tener presente que en cualquier otro caso este parámetro puede ser distinto para diferentes sistemas, y como consecuencia ser un factor de suma importancia en las pérdidas globales si no se respetan las caídas de tensión permitidas en corriente directa.

Wiring layout : Groups of parallel strings

One string = 5 modules:

String module connexions — Aver. length m / circuit: Section mm²:

Main box to disconnector — Aver. length m / circuit: Section mm²:

Please specify the total wire lengths for each circuit (try "Schema" button)

Per circuit		Global array	
Current A	Resistance mOhm	Resistance mOhm	
7.7	0	1 strings:	0.000
7.7	0		0.000

Field global wiring resistance 0.000 mOhm

Ohmic global voltage drop 0.0 V

Total copper mass 0 kg

Total wire cost 0 €

Wiring layout

Parallel strings

Groups of parallel strings

Optimisation

Target voltage drop V

Minimize copper mass

Minimize cost

fig. 3.13. PVSYST 5 Introducción de pérdidas en el cableado

3.2.2.2.3 Pérdidas por calidad del módulo - mismatch.

La tercera pestaña son las pérdidas por calidad del módulo y “mismatch”.

En el pasado, era bien sabido que la mayoría de las especificaciones de módulos no coincidían con las nominales presentadas por el fabricante. El comportamiento real de los módulos respecto a las especificaciones fue una de las mayores incertidumbres en la evaluación del desempeño del sistema FV.

Ahora, con las afirmaciones de "garantía" de energía y la disponibilidad cada vez mayor de peritajes independientes, la situación parece ir hacia una aclaración. Los módulos se venden con una tolerancia dada, y la potencia nominal usualmente puede fallar respecto a la especificación de potencia nominal.

PVSYST permite la contabilidad de esta discrepancia mediante la definición de un factor de pérdida, que es una pérdida de energía en MPP, constante durante el proceso de simulación.

La pérdida de calidad del módulo es un parámetro que debe expresar su propia confianza para el rendimiento del módulo, respecto a las especificaciones del fabricante. De los módulos propuestos Sharp, Isotón, Canadian Solar, LDK Solar, Trina Solar y Kyocera la pérdida de eficiencia son de 3.0%, 3.0%, 2.1%, 5.0%, 3% y 2% respectivamente recopilados de especificaciones de cada fabricante, y se capturarán en el campo de eficiencia del módulo.

Para el factor de pérdidas por mismatch se usarán los valores que presenta el software por default.

Una vez determinados los parámetros de pérdidas del campo FV se procede a generar el gráfico de pérdidas globales para cada módulo propuesto.

3.2.2.2.4 Pérdidas globales en los módulos.

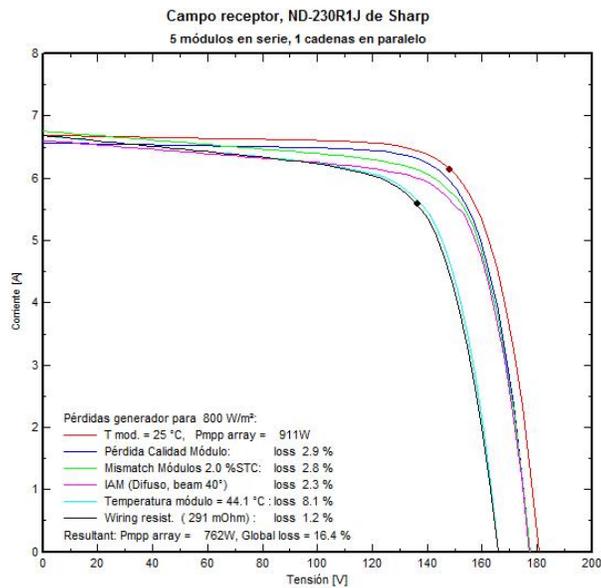


fig. 3.14. PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV Sharp

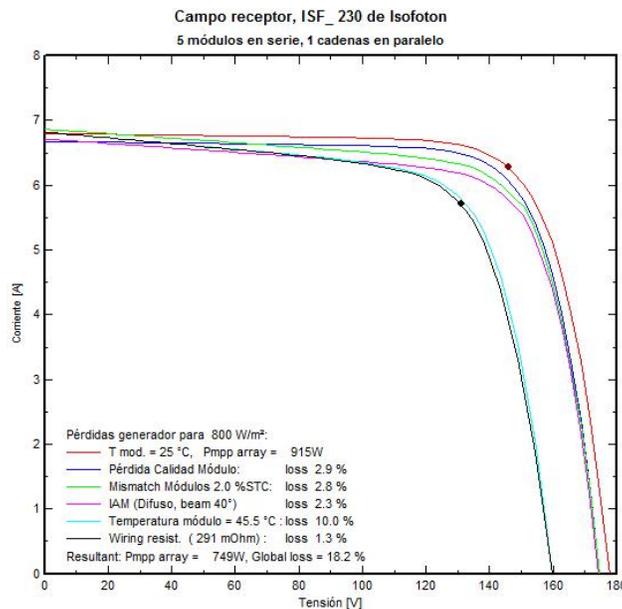


fig. 3.15. PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV Isotofón

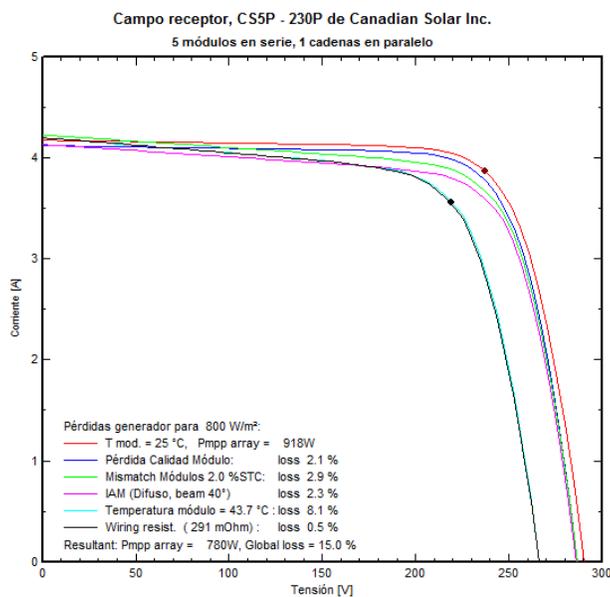


fig. 3.16. PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV Canadian Solar

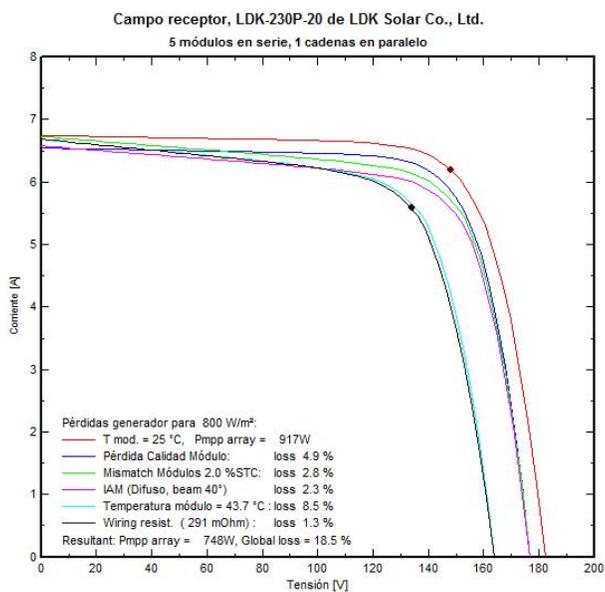


fig. 3.17. PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV LDK Solar

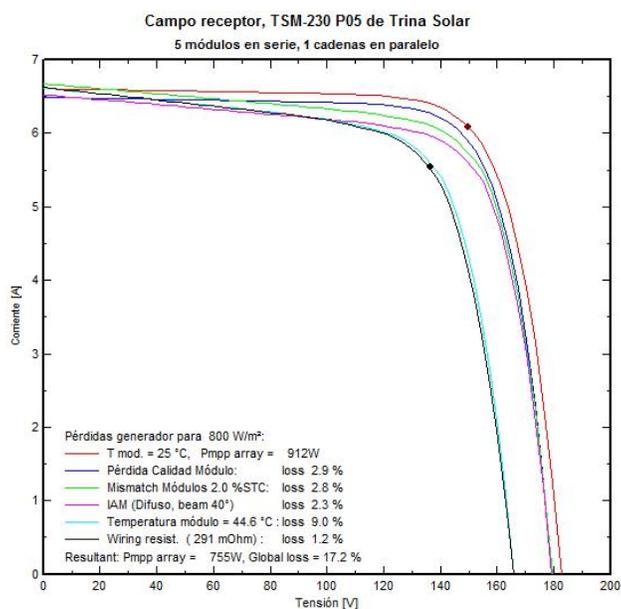


fig. 3.18. PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV Trina Solar

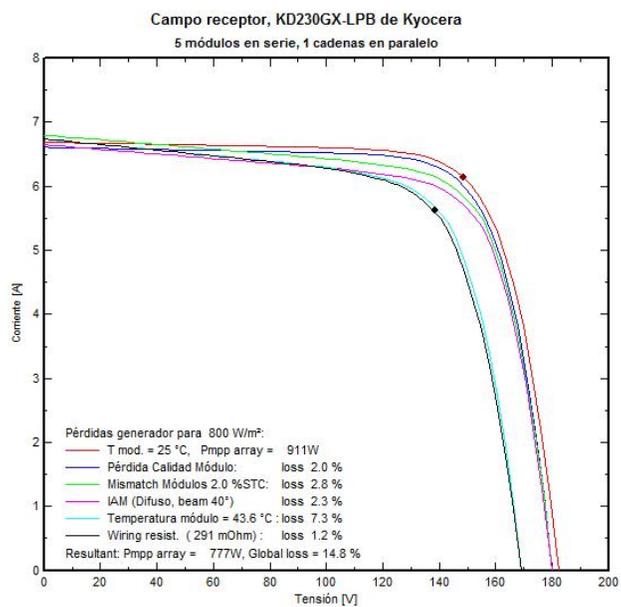


fig. 3.19. PVSYST 5 Perdidas globales modulo FV KYOCERA

Analizando las curvas anteriores para cada uno de los módulos, se presente el siguientes gráficas.

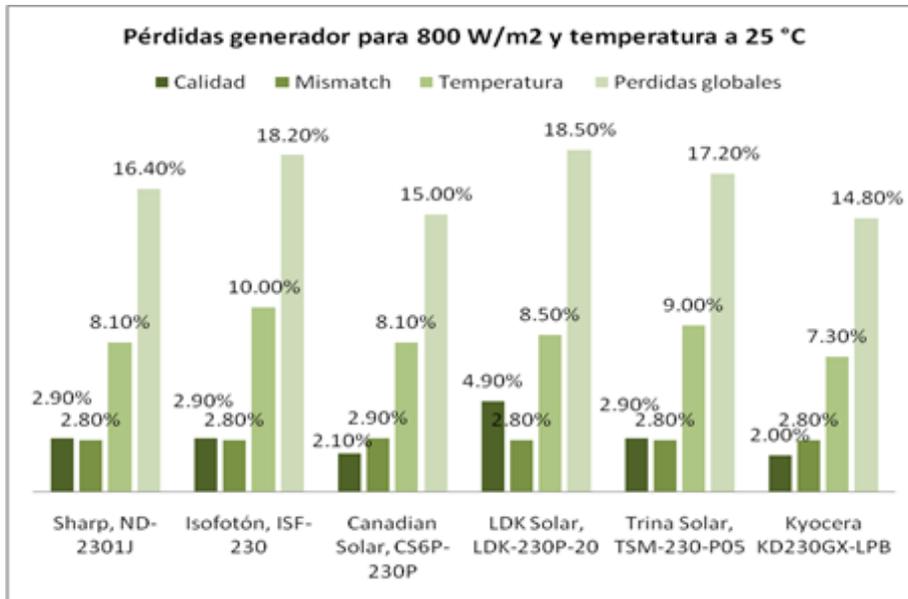


fig. 3.20. Comparativa de pérdidas globales en módulos FV

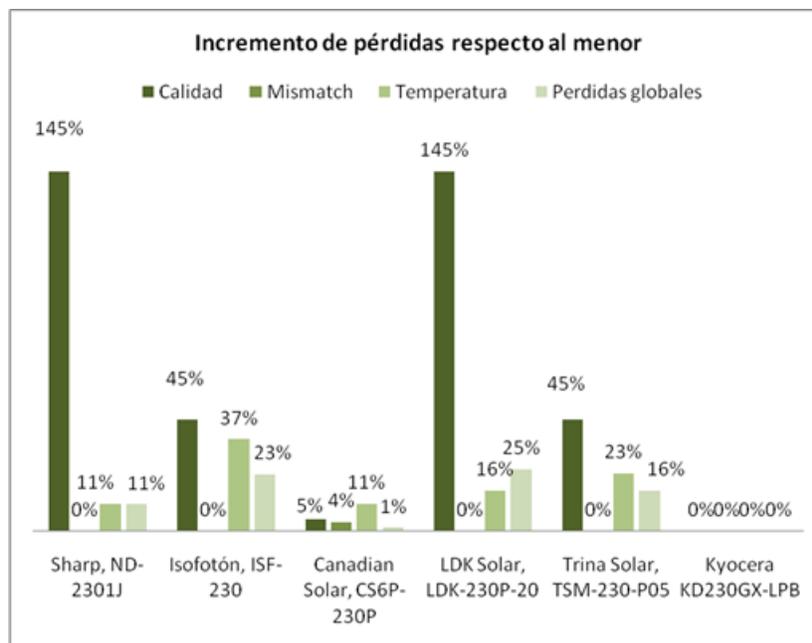


fig. 3.21. Incremento de pérdidas respecto al menor

Analizando las gráficas anteriores da como resultado que el equipo que presenta menor pérdidas globales es el modelo KD230GX-LPB de la marca Kyocera con 14.8%, lo mismo sucede con las pérdidas por temperatura. Este modelo es el que presenta menores pérdidas globales y en base a

este se demuestra que el más cercano es el Canadian Solar, siguiéndole el Sharp y como menos eficiente es el modelo LDK Solar. A pesar queda en tercer lugar de los seis, es uno de los que presenta menor calidad como el LDK Solar, ayudándole en gran medida tener pocas pérdidas por temperatura.

3.2.2.2.5 Efecto por pérdidas en el diseño del parque solar

En el apartado anterior se demostró la influencia de ciertos parámetros para determinar las pérdidas globales en un sistema FV. Entre las pérdidas mencionadas, las más destacables son por temperatura y por calidad del módulo. Más allá de las resistencias en cableados, irradiancia, temperatura o masa de aire, se sabe que funcionan de forma lineal sin importar el tipo de módulo a utilizarse; aquí lo importante es ver cómo se comportan ante estas situaciones.

Se presentó un análisis de Temperatura Operación Nominal de Célula (TONC) bajo una irradiancia de 800 W/m^2 temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y una velocidad de viento de 1 m/s^2 a los seis módulos propuestos para efecto de comparación. Los mismos módulos se analizarán para distintas condiciones:

- Irradiancia: 800, 600 y 400 W/m^2
- Temperaturas: 5, 15, 25, 35 y $45 \text{ }^\circ\text{C}$.
- Ángulo de incidencia de 40°
- Velocidad de viento de 1 m/s^2

Se pretende que el resultado sea lo más apegado a la realidad, así que se propone el desarrollo de un parque solar de 500 kW fraccionado en 5 inversores. Basta realizar el análisis para un solo inversor sabiendo que el resto son iguales.

Apoyándose del programa PVSYST 5 para el análisis se obtuvieron las siguientes tablas con su respectiva gráfica.

800 W/m ² , 40°, 1 m/s					
Módulo / Temperatura [°C]	5	15	25	35	45
Sharp, ND-2301J	13.40	17.40	21.50	25.50	29.60
Isofotón, ISF-230	14.00	18.70	23.50	28.20	33.10
Canadian Solar, CS6P-230P	12.50	16.70	21.00	25.30	29.70
LDK Solar, LDK-230P-20	15.40	19.70	24.10	28.40	32.90
Trina Solar, TSM-230-P05	13.70	18.00	22.50	27.00	31.50
Kyocera KD230GX-LPB	12.10	15.90	19.70	23.40	27.30

Tabla 3.3. Comportamiento de los módulos FV a distintas temperaturas a una misma Irradiación y velocidad del viento

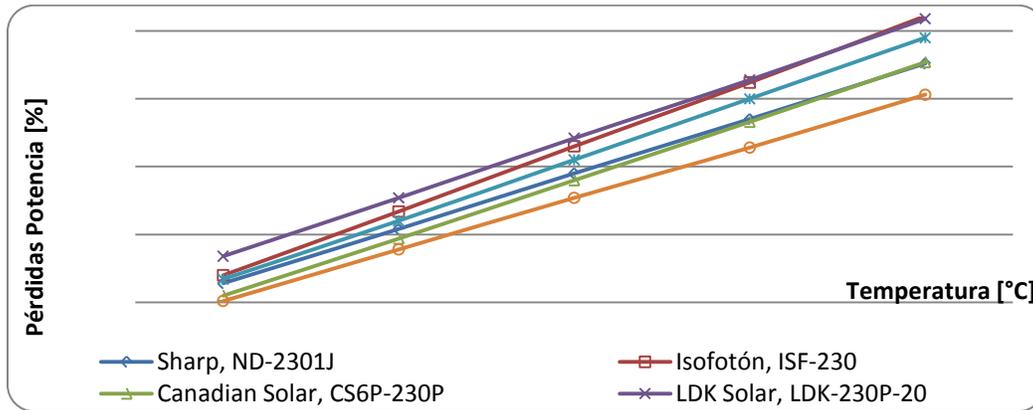


fig. 3.22. Pérdidas para irradiancia 800 w/m^2 a distintas temperaturas

600 W/m ² , 40°, 80%, 1 m/s					
Módulo / Temperatura [°C]	5	15	25	35	45
Sharp, ND-2301J	10.00	14.10	18.20	22.30	26.50
Isofotón, ISF-230	10.20	14.90	19.60	24.40	29.30
Canadian Solar, CS6P-230P	9.10	13.30	17.40	21.70	26.10
LDK Solar, LDK-230P-20	11.80	16.10	20.40	24.90	29.40
Trina Solar, TSM-230-P05	10.10	14.50	18.90	23.50	28.00
Kyocera KD230GX-LPB	9.00	12.80	16.60	20.50	24.40

Tabla 3.4. Comportamiento de los módulos FV a distintas temperaturas a una misma Irradiación y velocidad del viento

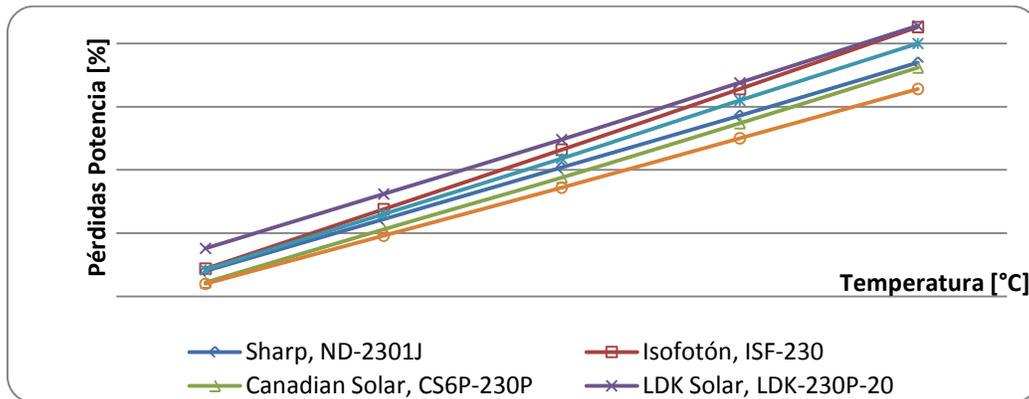


fig. 3.23. Pérdidas para irradiancia 600 w/m^2 a distintas temperaturas

400 W/m ² , 40°, 80%, 1 m/s					
Módulo / Temperatura [°C]	5	15	25	35	45
Sharp, ND-2301J	6.50	10.60	14.90	19.20	23.40
Isofotón, ISF-230	6.20	11.00	15.80	20.70	25.60
Canadian Solar, CS6P-230P	5.70	9.80	14.00	18.30	22.70
LDK Solar, LDK-230P-20	8.10	12.50	16.90	21.40	25.90
Trina Solar, TSM-230-P05	6.30	10.80	15.30	19.90	24.60
Kyocera KD230GX-LPB	5.70	9.60	13.50	17.50	21.50

Tabla 3.5. Comportamiento de los módulos FV a distintas temperaturas a una misma Irradiación y velocidad del viento

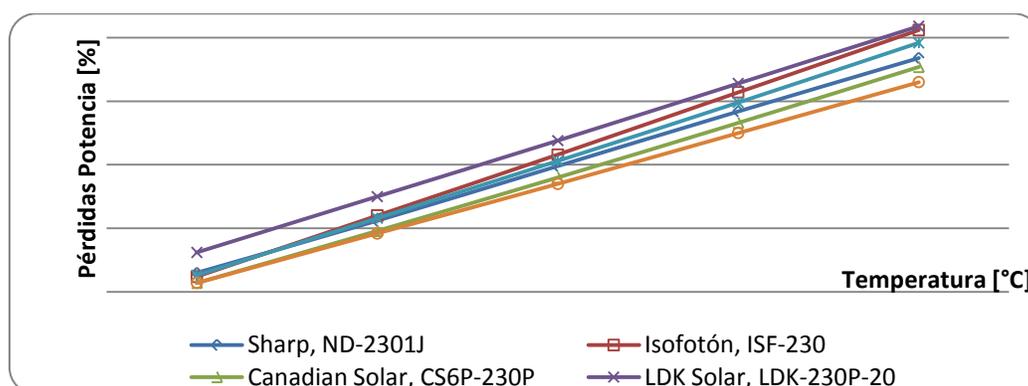


fig. 3.24. Pérdidas para irradiancia 400 w/m² a distintas temperaturas

Las gráficas anteriores representan la tendencia y comportamiento de los módulos a distintas irradiancias combinadas a distintas temperaturas. En la figura 3.9 se observa con mayor claridad cómo varían las pérdidas acentuándose conforme aumenta la temperatura ambiente llegando a perder casi el 27 % superando una temperatura de 30°C. Las figuras 3.10 y 3.11 presentan el mismo comportamiento atenuándose proporcionalmente a la disminución de la irradiancias.

Para notar con mayor claridad el comportamiento ante las distintas radiaciones y temperaturas que se pudieran presentar en cualquier temporada del año, se ha realizado un promedio de pérdidas de cada módulo, y estas a su vez, se ha comprado entre sí mismos realizando un cociente con el módulo que presenta menor pérdidas.

PORCENTAJE PROMEDIO DE PÉRDIDAS					
Módulo / Temperatura [°C]	5	15	25	35	45
Sharp, ND-2301J	9.97	14.03	18.20	22.33	26.50
Isofotón, ISF-230	10.13	14.87	19.63	24.43	29.33
Canadian Solar, CS6P-230P	9.10	13.27	17.47	21.77	26.17
LDK Solar, LDK-230P-20	11.77	16.10	20.47	24.90	29.40
Trina Solar, TSM-230-P05	10.03	14.43	18.90	23.47	28.03
Kyocera KD230GX-LPB	8.93	12.77	16.60	20.47	24.40

Tabla 3.6. Porcentaje promedio anual de pérdidas: irradiancia-temperatura

INCREMENTO RESPECTO AL DE MENOR % DE PÉRDIDAS					
Módulo / Temperatura [°C]	5	15	25	35	45
Sharp, ND-2301J	111.57	109.92	109.64	109.12	108.61
Isofotón, ISF-230	113.43	116.45	118.27	119.38	120.22
Canadian Solar, CS6P-230P	101.87	103.92	105.22	106.35	107.24
LDK Solar, LDK-230P-20	131.72	126.11	123.29	121.66	120.49
Trina Solar, TSM-230-P05	112.31	113.05	113.86	114.66	114.89
Kyocera KD230GX-LPB	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla 3.7. Incremento anual respecto al de menor porcentaje de pérdidas.

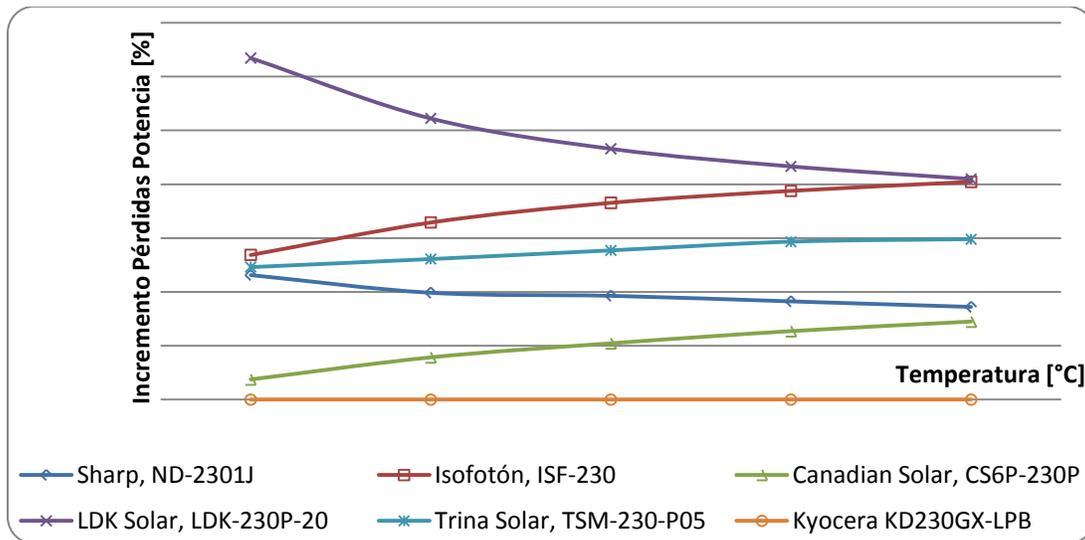


fig. 3.25. Comportamiento en el incremento anual respecto al de menor % de pérdidas.

La gráfica anterior muestra claramente el comportamiento en pérdidas de los módulos FV respecto al de menor que para este caso es el modelo KD230GX de la marca Kyocera. Algo muy importante que refleja las gráficas es el comportamiento de los módulos a distintos niveles de irradiación y temperatura. Un caso particular es para el modelo LDK-230-20 de LDK Solar, mostrando que para temperaturas relativamente bajas es donde presenta las mayores pérdidas, a medida que se incrementa ésta tiende a disminuir, de manera similar ocurre con la marca Sharp aunque aunque de forma más tenue. Caso contrario ocurre con las marcas Canadian Solar y Trina Solar, donde incrementan en pérdidas linealmente con el incremento de temperatura.

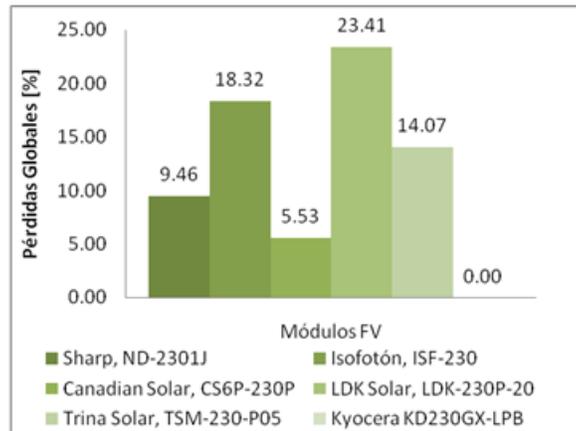


fig. 3.26. Porcentaje de pérdidas globales respecto al de menores pérdidas

La figura anterior muestra resultados definitivos de las pérdidas que presentaría el diseño del parque solar tipo de 100 kW. El módulo Kyocera aún con sus pérdidas que presenta es el más rentable hablando de producción, mientras que los demás módulos Sharp, Isofotón, Canadian Solar, LDK Solar y Trina Solar presentan 9.46%, 18.32%, 5.53% 23.41% y 14.07% respectivamente más pérdidas que el Kyocera.

Ordenando los módulos desde del menor pérdidas hasta el de mayor, confirma lo establecido en la figura 3.8. Esto nos llevaría a seleccionar hablando técnicamente el módulo de la marca Kyocera, pero hay otros factores que faltan por analizar: espacio y costos, definiendo si lo importante es seleccionar un módulo por su calidad, espacio o costo.

3.2.2.3 Área instalada

Muchas de las incógnitas al momento de desarrollar sistemas FV's es en invertir en un sistema eficiente aunque más costoso o invertir en un sistema económico pero que a al paso del tiempo repercute en la recuperación del capital. Al momento de seleccionar un módulo FV es sin duda alguna buscar al de mejor eficiencia o rendimiento. Esto supondrá un ahorro en superficie del proyecto, o bien, instalar la misma potencia con eficiencia o rendimientos menores en un superficie de mayor tamaño.

Se expondrá las características mecánicas y eléctricas de los modelos en estudio.

CARACTERÍSTICAS DE LOS MÓDULOS PARA UN INVERSOR DE 100 Kw						
Módulos	Sharp, ND-230R1J	Isofotón, ISF-230	Canadian Solar, CS6P-230P	LDK Solar, LDK-230P-20	Trina Solar, TSM-230-P05	Kyocera, KD230GX-LPB
Dimensiones [mm]	1652x994	1667x994	1638x982	1642x994	1650x992	1662x990
Superficie unitaria [m2]	1.64	1.66	1.61	1.63	1.64	1.64
Potencia [W]	230.00	230.00	230.00	230.00	230.00	230.00
Eficiencia del Módulo [%]	14.30	13.90	14.30	14.09	14.10	15.00
Potencia por m2 instalado [W/m2]	139.92	138.81	142.99	140.92	140.21	139.95
Unidades para 100 kW	444.00	481.00	468.00	481.00	444.00	444.00
Superficie de captación para 100kW [m2]	729.82	797.02	752.79	785.06	728.35	729.67
Costo unitario por módulo [USD]	630.82	616.44	605.47	676.70	736.77	629.60
Relación Costo-Superficie [USD/m2]	0.86	0.77	0.80	0.86	1.01	0.86

Tabla 3.8. Características de los módulos

Tras examinar la tabla se deduce algo sumamente importante y que pocas veces es apreciado por los proyectistas fotovoltaicos. A pesar de que el número de unidades necesarias para 100 kW con el modelo KD230GX está dentro de los mínimos (aunque no es precisamente el que ocupa la menor área, no estando muy lejos de que sí) se observa que es el que mejor eficiencia tiene, esto compensa a corto plazo la inversión al notar que el costo del módulo por metro cuadrado es de \$ 0.86 (USD) quedando comprobado que el de menor eficiencia tiene un costo de \$ 0.77 (USD) por metro cuadrado y con una eficiencia del 13.9 %.

Esta apreciación se puede extrapolar a cualquier modelo de cualquier fabricante. Es decir, cuánto más eficiente sea un módulo, mejor se aprovechará la superficie disponible.

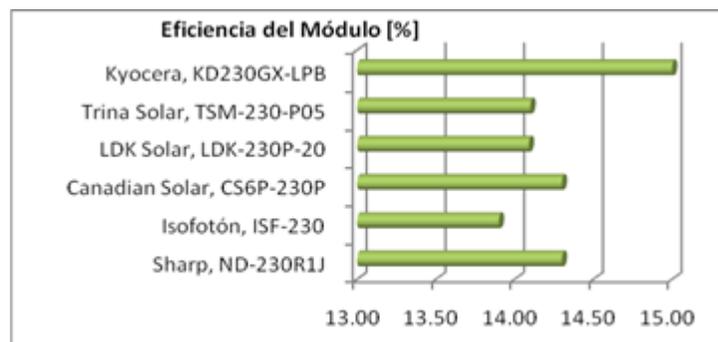


fig. 3.27. Eficiencia del módulo.

La siguiente gráfica muestra que el módulo Kyocera está dentro los que menos superficie ocupa para la instalación de 100 kW.

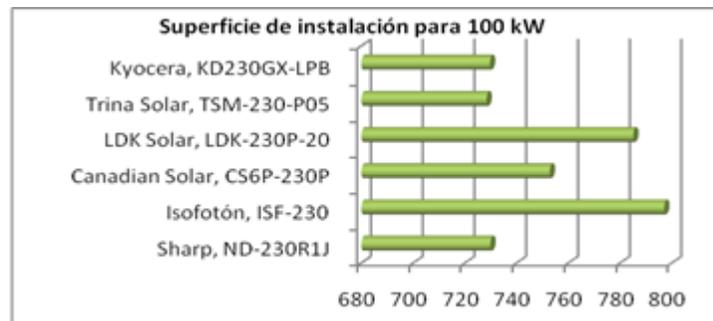


fig. 3.28. superficie de ocupación sub-arreglo de 100 kW

3.2.2.4 Módulo seleccionado

Después de todo el análisis desarrollado para seleccionar el módulo FV que presente mejores oportunidades a corto y largo plazo se ha optado por definir como mejor propuesta el modelo KD230GX fabricado por la compañía Kyocera por presentar mejor menor porcentaje de pérdidas a diferentes condiciones climatológicas, mejor calidad y mejor eficiencia. El resultado es claro, siendo el costo del Kyocera 11.68% más caro con respecto del modelo más económico (Isofotón)

de la relación Costo-Superficie, se justifica al mostrar menor porcentaje de perdidas, siendo de Isofotón 18.32% más que el de Kyocera (**Anexo F**).

A la rentabilidad económica obtenida, en base puramente a la relación entre precio y rendimiento, debemos añadir aquí los aspectos mencionados en relación a las cualidades constructivas del módulo. De nada nos sirve un módulo que aporte una buena rentabilidad según la relación precio – rendimiento, si su calidad constructiva es mala.

Es necesario equilibrar calidad constructiva con calidad energética. La calidad constructiva revela la esperanza de vida del módulo FV. Si se tiene en cuenta que las inversiones en tales productos se recuperan a medio – largo plazo.

Estas variantes en dimensiones y tipo de módulo dependen de sus cualidades: constructivas y energéticas. En algunos aspectos ambas cualidades se interrelacionan. Un buen módulo FV es aquél que posee ambas cualidades bien equilibradas. De nada sirve uno que su aporte energético sea extraordinario si fallan sus cualidades constructivas, degradándose con rapidez, ya que la rentabilidad de estas instalaciones se mide a medio plazo. Lo mismo ocurre con sus cualidades constructivas extraordinarias si fallan sus cualidades energéticas, ya que simplemente no está cumpliendo con su cometido principal.

De lo anterior, se seleccionó el módulo adecuado para la realización del proyecto optimizado en costos y eficiencia, sin perder de vista las especificaciones particulares de los mismos, tales como:

- a) Condiciones normales de operación, 25°C de célula y 1 kW/m²:
 - Potencia máxima, P_{max}
 - Voltaje en máxima potencia, V_{mp}
 - Corriente en la máxima potencia, I_{mp}
 - Voltaje en circuito abierto, V_{oc}
 - Corriente de corto circuito, I_{sc}
 - Tolerancia a la potencia, P_{tol}
- b) Operación de la célula en condiciones nominales por temperatura:
 - Temperatura de operación en condiciones normales, T_{NOCT}
 - Potencia máxima a las condiciones, P_{mNOCT}
 - Voltaje en máxima potencia, V_{mpNOCT}
 - Corriente en la máxima potencia, I_{mpNOCT}
 - Voltaje en circuito abierto, V_{ocNOCT}
 - Corriente de corto circuito, I_{scNOCT}
- c) Coeficientes por temperatura, etc.

Como conclusión, el modulo que cumple con las características adecuadas para realizar el arreglo FV-Inversor es el KYOCERA Mod. KD230GX-LFB, que son fabricados con celdas Policristalinas,

laminados con celdas de 156 mm y están diseñados para sistemas de interconexión a la red. En la siguiente tabla se indican las características principales del módulo fotovoltaico.

Tensión en circuito Abierto (Voc)	36.9 [V]
Tensión de operación óptimo (Vmp)	29.80 [V]
Corriente de cortocircuito	8.36 [A]
Corriente de operación óptima (Imp)	7.72 [A]
Potencia máxima en STC (Pmax)	230 W
Temperatura de operación (°C)	-40 a 90
Máximo voltaje del sistema	1000 V
Máximo valor del Fusible	15 [A]
Tolerancia de potencia	+/- 3%
Eficiencia	15.0 %
Dimensiones	1662 x 965 x 46 [mm]
Tecnología	Policristalino
Presión del viento	130 Km/hr

Tabla 3.9. Características módulo FV KYOCERA KD230GX-LFB

3.2.3 Inversores para interconexión a la red eléctrica

Para determinar el Inversor adecuado que cumpla las características técnicas y económicas para el óptimo funcionamiento del parque FV, se procedió a analizar 8 tipos de inversores con características técnicas similares, entre las principales características que se analizaron para determinar el inversor más adecuado fueron: Tecnología del inversor, rango de voltaje en CD, rango de voltaje en su máximo punto de potencia en CD, Corriente máxima en CD, Rango de voltaje de salida, rango de corriente de salida, el factor de potencia, frecuencia de línea, potencia de salida y temperatura de operación (**Anexo F**).

Los inversores analizados se muestran en la siguiente tabla:

ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO INVERSORES	Kaco	Satcon Solstice	Xantrex	Ingecon Sun	Ingecon Sun 100	Aurora	Advanced Energy	Princeton Power Systems
Número seleccionado de módulos conectados en serie por rama: [módulos]	13	15	13	17	17	14	13	12
Máximo número de ramas conectados en paralelo: [ramas]	41	22	41	31	30	40	42	38
Número total de módulos arreglo serie-paralelo: [Módulos]	533	330	533	527	510	560	546	456
Área total del String: [m2]	854.841	529.264	854.841	845.218	817.953	898.145	875.691	731.346
Número total de inversores para generación de 500 kW: [Inversores]	5	5	5	5	5	5	5	5
Número total de Módulos para generación de 500 kW: [Módulos]	2665	1650	2665	2635	2550	2800	2730	2280
Área total para generación de 500 kW (sin separaciones): [m2]	4274.21	2646.32	4274.21	4226.09	4089.77	4490.72	4378.46	3656.73

Tabla 3.10. Análisis costo-beneficio inversores

NOTA: Los resultados arrojados en esta tabla fueron realizados haciendo el arreglo con cada uno de los inversores mostrados en combinación con el Módulo FV KYOCERA Mod. KD230GX-LFB

Los inversores trifásicos de la serie Princeton Power System para potencia de 100 KWp, tienen la función de inyectar la energía producida por un campo de módulos fotovoltaicos hacia la red eléctrica.

La serie Princeton Power System está diseñada para adaptarse a las posibles configuraciones que puedan presentarse en la parte correspondiente a los módulos fotovoltaicos, permitiendo configurar y expandir la potencia del inversor según las necesidades específicas de cada aplicación.

Los inversores de esta serie buscan continuamente el punto de funcionamiento óptimo mediante la técnica “Maximum Power Point Tracker (MPPT)” -que maximiza la potencia introducida en la red, ya que tiene en cuenta las condiciones de radiación solar, las características de los módulos y su temperatura-, inyectando una corriente con forma de onda idéntica a la de red y con un factor de potencia unitario en cada condición de funcionamiento.

Están basados en una arquitectura de electrónica de potencia de tipo PWM (Pulse Width Modulation) que emplea semiconductores de tipo IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor) y una lógica de control multiprocesador que, además de coordinar los distintos circuitos en tiempo real, también se ocupa de las funciones de visualización local, comunicaciones y telediagnóstico.

Además los inversores cuentan en su salida con un transformador de aislamiento trifásico en baja frecuencia que evita, además, la posibilidad de inyectar componentes continuos de corriente en la red de distribución.

La información técnica se presenta a continuación:

Potencia de dimensionamiento del inversor	100 [kW]
Conexiones	Trifásico
Tensión de red nominal	480 [Vca]
Corriente nominal	133 [A]rms
Forma de onda de salida	Sinusoidal
Tensión mínima de funcionamiento	Vn - 20%
Tensión máxima de funcionamiento	Vn + 20%
Frecuencia de funcionamiento nominal	60 [Hz]
Factor de potencia	0.98 - 1
Potencia de dimensionamiento del arreglo	125 [kW]
Potencia mínima del arreglo	80 [kW]
Potencia máxima del arreglo	125 [kW]
Máxima tensión nominal	580 [V]
Mínima tensión de arranque	280 [V]
Tensión mínima del arreglo	330 [V]
Máxima corriente del arreglo	320 [A]
Eficiencia	95%
Dimensiones	920x 460 x 1900 [mm]

Tabla 3.11. Características inversor PRINCETON POWER SYSTEMS

3.2.3.1 Características generales de la instalación

La instalación fotovoltaica proyectada es un sistema de generación de energía eléctrica interconectado a la red. La energía eléctrica generada es inyectada directamente a la red eléctrica a través de los elementos de transformación, protección y maniobra.

En un primer paso la energía procedente de la radiación solar es captada y transformada en energía eléctrica en el arreglo fotovoltaico. La energía eléctrica producida es en forma de corriente continua y se convierte en corriente alterna mediante el inversor a una tensión de 480 V.

Finalmente y a la salida del inversor, en corriente alterna de 480 V, se conecta los cuadros de protección y medida de la instalación fotovoltaica. El conjunto dispondrá de los necesarios elementos de protección que garanticen en todo momento la seguridad de las personas y la calidad del suministro eléctrico.

3.3 Inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos

La orientación óptima sería que los módulos fotovoltaicos estuvieran en todo momento perpendiculares a la “línea imaginaria” que una el sol con la instalación fotovoltaica. Eso es lo que sucede en las instalaciones con seguidor de dos ejes, en ese caso la instalación se mueve siguiendo el movimiento del sol a lo largo del día. Pero las instalaciones fijas deben orientarse para tratar de aprovechar al máximo la energía recibida del sol. La instalación de los módulos fotovoltaicos está determinada por dos ángulos, el acimut “ α ” (ángulo que mide la desviación respecto al ecuador) y la inclinación o elevación “ β ” (ángulo formado por la superficie del módulo y el plano horizontal).

3.3.1 Acimut (α)

La posición idónea es con $\alpha = 0^\circ$, es decir, orientado hacia el ecuador, ya que el sol sale por el Este y se pone por el Oeste, para que durante el día el módulo capte la mayor cantidad de radiación posible.

Un factor importante que ya hemos estudiado en este capítulo es el de las sombras, hay que tener cuidado para que no se produzcan sombras sobre los módulos o parte de ellos, para lo cual es preciso estudiar los elementos que rodean al campo de módulos (árboles, edificios, muros, etc.), y las sombras que una fila de módulos puede producir sobre las otras.

3.3.2 Inclinación (β)

Una vez fijado el acimut, el parámetro que es determinante, y que hay que introducir en la tabla de cálculos, es la inclinación del módulo, que se expresa como el ángulo beta (β). Debido a que la máxima altura que alcanza el sol cada día varía según las estaciones, teniendo su máximo en el día del solsticio de verano y su mínimo en el solsticio de invierno, lo ideal sería que el módulo siguiese esta variación, pero esto no es posible por razones de coste. Se pueden dar a los módulos dos inclinaciones, una para los meses de verano y otra para los meses de invierno, pero en ese caso también se complican las estructuras soporte, por lo que sólo tiene sentido si hay un incremento considerable del consumo durante el verano.

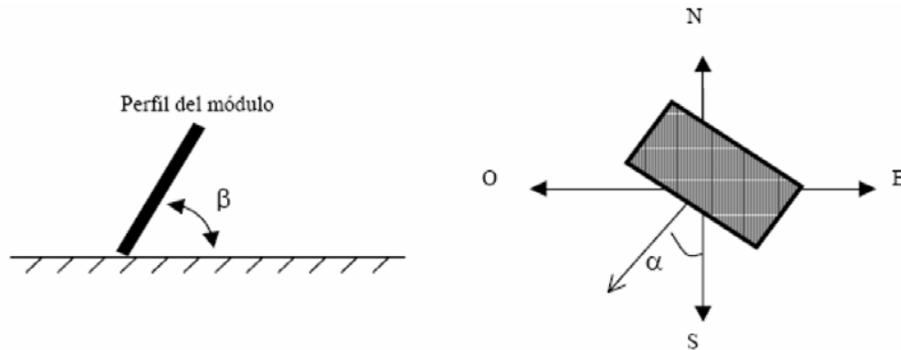


fig. 3.29. Orientación e inclinación de los módulos

Según los objetivos para los que se haya realizado la instalación, la orientación e inclinación varía. Los distintos objetivos pueden ser instalaciones dedicadas a la producción todo el año, o sólo para una determinada época.

Como se vio en las condiciones y características generales del sitio para una instalación en Teacapan Sinaloa la orientación e inclinación óptima son $\alpha = 0^\circ$ y $\beta = 20^\circ$, esto suponiendo que la instalación esté enfocada a la producción anual.

En cualquier caso, se recomienda que la inclinación del módulo nunca sea menor que 15° debido a que acumulan polvo y/o humedad.

Todos los módulos fotovoltaicos examinados en este proyecto que son fijos, es decir, que no están instalados en un seguidor solar, tienen una inclinación de 20° y se encuentran orientados 0° al sur, para aprovechar al máximo las horas de sol durante todo el año. **(Anexo E)**

Para comprobar que la orientación e inclinación es la óptima, hemos empleado un programa informático llamado PVSYS 5, en el que podemos simular cualquier instalación de módulos fotovoltaicos, y nos proporciona datos como las posibles pérdidas que podríamos tener debido a una mala orientación. En el programa se introducen los datos de la ciudad en la que va a estar instalado el sistema fotovoltaico y el programa te proporciona los valores de energía total recibida en el módulo inclinado.

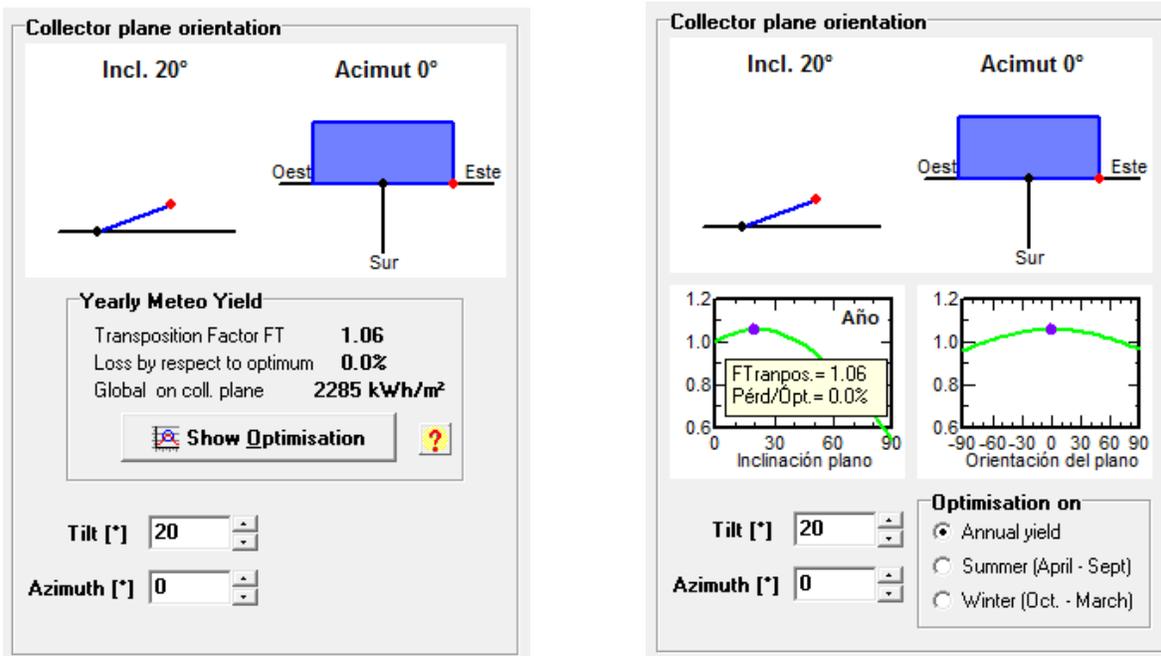


fig. 3.30. PVSYS 5, Orientación e inclinación módulos FV

El programa además de valores de energía recibida en el módulo fotovoltaico, en la siguiente figura se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, para una instalación situada en Teacapan Sinaloa y con la orientación e inclinación elegidas anteriormente. Como se puede observar en la figura, la orientación y la inclinación aplicadas a los módulos fotovoltaicos proporcionan el máximo posible de horas de insolación posibles, ya que sólo estaríamos recibiendo radiación solar por la parte posterior del módulo unos pocos minutos y a unas horas en las que el nivel de irradiancia son mínimos (salida y puesta del sol).

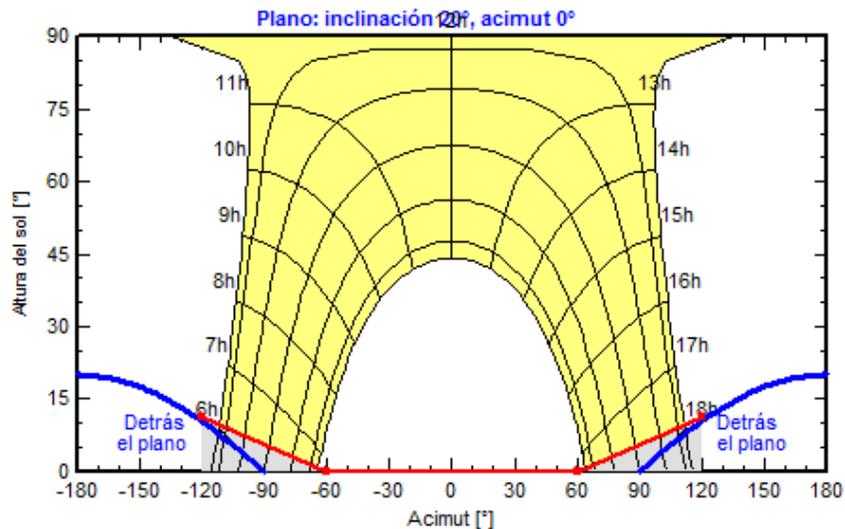


fig. 3.31. Línea de horizonte para la orientación de los módulos.

La máxima captación de energía en los colectores solares, teniendo estructura u orientación fija, se logra con orientación hacia el Sur cuando se trata de una región del hemisferio Norte. Cualitativamente podemos interpretar que con esa orientación (acimut), se balancean las posibilidades de captación entre la mañana y la tarde, suponiendo que ambas poseen similares características de radiación. Además con la orientación hacia el Sur, el acimut = 0° se logra cuando la inclinación de los colectores es igual a la latitud de la región o zona de captación.

La instalación fotovoltaica proyectada se encuentra situada en Sinaloa, en los municipios de Mazatlán, Rosario y Escuinapa, ubicados en la latitud norte a 22.5° y longitud este a -105.6° .

De acuerdo a la explicación anterior se debe orientar los módulos hacia el sur con una inclinación de 20° respecto a la horizontal.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA

4.1 Introducción

La energía solar fotovoltaica tiene como principal barrera para su desarrollo la elevada inversión económica que supone y los obstáculos financieros que ponen las entidades bancarias.

Con la intención de superar estas barreras económicas, el Estado adopta una serie de medidas que consisten en retribución de la energía generada aplicando tarifas especiales, las cuales contribuyen al interés de la construcción de este tipo de instalaciones.

Teniendo en cuenta las recomendaciones del fabricante respecto a la larga vida útil de las placas solares fotovoltaicas, permite realizar un análisis de su rentabilidad a un mayor plazo que otro tipo de inversiones. Estudios iniciales garantizan una vida de 25 años, pero hay datos de instalaciones que siguen operativas 40 años después de su puesta en marcha. Una garantía de esta larga vida de funcionamiento basada en criterios técnicos es que los fabricantes de módulos fotovoltaicos garantizan un funcionamiento mínimo de los mismos durante los 12 primeros años al 90% y superior al 80% durante 25 años.

Se facilita el estudio económico mediante una tabla como herramienta de cálculo en la cual, a partir de la introducción de los valores iniciales en inversión, y los ingresos proporcionados por la venta de dicha energía, se suministra una aproximación bastante detallada de la rentabilidad a largo plazo de la instalación solar.

Uno de los puntos de partida para desarrollar el estudio económico, el cual corresponde al 70% del valor de la instalación, forma parte de los elementos fotovoltaicos desde los paneles fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red.

Para ello como punto de partida para analizar el costo total de la central solar Fotovoltaica se ha generado el siguiente presupuesto tabla 4.1.

4.2 Presupuesto

PRESUPUESTO			
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA SOPORTE FIJO SOBRE EL SUELO DE 500 kW			
INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
DESCRIPCIÓN	UNIDAD	P.U.(USD)	IMPORTE(USD)
1. PANELES FOTOVOLTAICOS			
Módulo Fotovoltaico Policristalino de alta eficiencia, Pmax=220 W, Vmp=29.8V, Imp=7.72 A, Voc=36.9 V, Isc=8.36 A, Ptcmax=-1.04 W/°C, Vtcoc=-0.133 V/°C, Itcsc=0.00502 A/°C. Voltaje máx. de sistema=600V; Longitud x Ancho x Alto=1662mm x 965mm x 46mm, Peso=21kg, Código IP65, con caja de conexión y cables: (+) de 1030 mm y (-) 830mm. Mca. KYOCERA, Mod. KD230GX-LPB (P.U.O.T.).	2280.00	\$ 629.60	\$ 1,435,496.00
2. EQUIPO INVERSOR			
Inversor trifásico de 100 kW con tecnología Alta-frecuencia PWM, de dimensiones 36"x18"x75". Características eléctricas en corriente directa: rango de voltaje 280-750 Vdc, rango PV MPPT 280-580 Vdc, máxima corriente de entrada 320 Adc, máxima potencia de entrada 105 kW. En corriente alterna: rango de voltaje a la salida 480 Vac, máxima corriente de salida 133 Aac, potencia continua a la salida 100 kW, factor de potencia > 0.95, frecuencia nominal de línea 60 Hz. Temperatura de operación 0 - 50 °C, gabinete NEMA 1, altitud máxima 6,000 pies, eficiencia 95%, pérdidas nocturnas 25 W. Protecciones de: alto-bajo voltaje, alta-baja frecuencia, sobrecorriente, sobrecarga, sobrecalentamiento. Mca. Princeton Power System, Mod. GTIB 480/100 (PUOT).	5.00	\$ 79,071.30	\$ 395,356.50
3. ESTRUCTURA DE MONTAJE			
Estructura de Montaje Solar Mount para 72 módulos, con los siguientes componentes: Riel Anodizado 180" 30112, Grapas intermedias 320008, Grapas finales 320002, Patas 310009, Ángulos 310065, Soportaría 310112, Brazo trasero 310222. (P.U.O.T).	30.00	\$ 18,512.20	\$ 555,365.85
Estructura de Montaje Solar Mount para 24 módulos, con los siguientes componentes: Riel Anodizado 180" 30112, Grapas intermedias 320008, Grapas finales 320002, Patas 310009, Ángulos 310065, Soportaría 310112, Brazo trasero 310222. (P.U.O.T).	5.00	\$ 6,245.72	\$ 31,228.60
4. INSTALACIÓN ELÉCTRICA B.T.			
Suministro e instalación de Interconexionado de Módulos, Instalación eléctrica de C.C y C.A (B.T.). Cajas conexas Strings, Cajas de conexas de series de strings, cajas de conexas y protección de C.A. y C.D, red de C.A. hasta el tablero de distribución principal en C.A. (P.U.O.T).	1.00	\$ 147,289.77	\$ 147,289.77

6. INSTALACIÓN ELÉCTRICA ACOMETIDA M.T.			
Acometida de Transición 3F MT 13 kV AL(CFE CS-MT 101) Incluye: 1C-3F-4H-13kV-1/0 AWG-AL-XLP hasta 30 mts, Diseño, equipos, materiales, banco de ductos, registros, supervisión, pruebas y mano de Obra por personal de CFE. (P.U.O.T)			
1.00	\$	10,100.00	\$ 10,100.00
7. SISTEMA DE TIERRAS			
Suministro e Instalación del Sistema de tierras del Parque solar Incluye: Conductores, Conexiones soldables, registros, varillas, zapatas, materiales Misceláneos y mano de obra. (P.U.O.T)			
1.00	\$	14,601.14	\$ 14,601.14
8. EXCAVACIÓN			
Nivelación y Limpieza del terreno. Excavación de pozos y zanjas en terrenos compactos por medios mecánicos. Extracción de tierras a los bordes del recinto. Transporte de tierras al vertedero con camión basculante cargado a maquina. (P.U.O.T).			
1.00	\$	30,000.00	\$ 30,000.00
9. CIMENTACIÓN			
Hormigón para limpieza y nivelado de fondos de cimentación para relleno de zapatas y zanjas de cimentación. Elaborado en central, incluso armadura, vestido por medios manuales, vibrado, curado y colocado. Acero corrugado y colocación en obra. (P.U.O.T).			
1.00	\$	50,000.00	\$ 50,000.00
10. VALLADO			
Valla metálica compuesta por alambrada, postes de sujeción y materiales para fijación. Incluida excavación y unidades de acceso compuesto por puerta electrosoldada manual. Totalmente instalada. (P.U.O.T).			
1.00	\$	20,000.00	\$ 20,000.00
11. INSTALACIONES AUXILIARES			
Instalaciones auxiliares acondicionadas, compuestas por caseta de obra para ubicación de los inversores, centro de transformación, almacén y cuarto de baño. Incluidas puertas y ventanas. Totalmente instalada. (P.U.O.T).			
1.00	\$	21,000.00	\$ 21,000.00
12. INGENIERÍA			
Equipo técnico cualificado encargado de la correcta ejecución de la obra.			
1.00	\$	29,000.00	\$ 29,000.00
13. SUPERVISIÓN DE OBRA			
Equipo técnico cualificado encargado de la correcta gestión de obra asegurando el cumplimiento de los plazos de la obra.			
1.00	\$	19,000.00	\$ 19,000.00
14. SEGURO DE LA INSTALACIÓN			
Seguro de responsabilidad y robo durante la instalación y Puesta en marcha de la planta			
1.00	\$	17,000.00	\$ 17,000.00
COSTO DIRECTO USD			\$ 3,000,000.00

Tabla 4.1. Presupuesto.

4.3 Metodología de evaluación

La metodología para llevar a cabo la evaluación económica está conformada por los siguientes pasos:

4.3.1 Definición del enfoque de la evaluación económica.

Consiste en evaluar los beneficios resultantes al comparar los costos asociados a un “Caso Base” (compras a CFE) contra un “Caso con Proyecto” (sistema fotovoltaico, venta de excedentes energéticos y descuentos por compensaciones).

4.3.2 Definición de escenarios.

Presentar tres escenarios posibles del comportamiento de las tarifas eléctricas: Bajo, Medio y Alto.

4.3.3 Proyección de compras y compensaciones de electricidad.

Donde se calculan los resultados anuales para nuestro horizonte de estudio, de las compras y compensaciones a la CFE, para los diferentes casos y escenarios planteados.

4.3.4 Análisis fiscal.

Presentar un análisis basado en la Ley del Impuesto sobre la Renta vigente.

4.3.5 Evaluación económica.

Obtener los beneficios que se obtendrían, por concepto de compensaciones energéticas, al invertir en la central de generación fotovoltaica bajo el modelo de medición neta (Net Metering).

4.4 Definición del enfoque de la evaluación económica.

Para determinar los beneficios asociados a algún Proyecto FV, se definirán dos escenarios:

- a) **Caso base:** Compra de energía eléctrica a CFE.
- b) **Caso con proyecto:** Sistema de generación de energía eléctrica con interconexión a la red eléctrica.

La evaluación económica se basa en la medición de los costos y los beneficios del proyecto. Los costos que se manejarán en este estudio serán en moneda constante. La evaluación de los costos se lleva a cabo con la suposición de la facturación anual del 2010, si el proyecto estuviera en operación durante ese año.

El resultado se presenta en las Figuras 4.1 y 4.2 basándose en el patrón de generación y consumo de electricidad presentado en el estudio técnico. Para el caso con proyecto, hay que mencionar que las compensaciones se hicieron en el mismo mes de factura, pero en el contrato de interconexión se menciona que la compensación se hará en el mes siguiente, estás

compensaciones se calcularon como lo indica dicho contrato. Además, la demanda facturable no es tomada en cuenta debido a que se mantienen constantes en ambos casos.

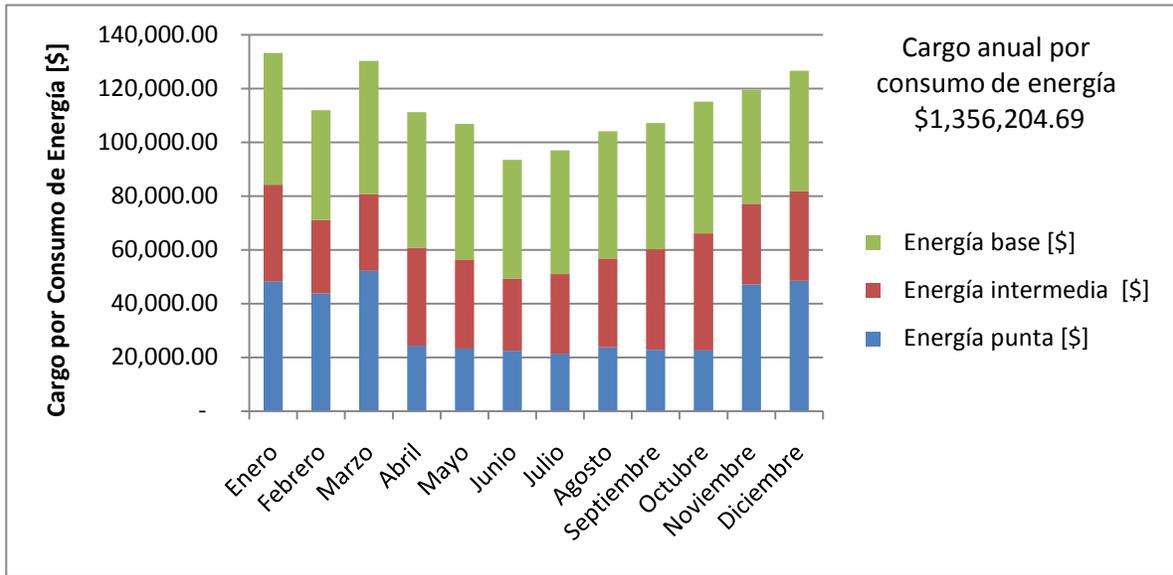


fig. 4.1. Factura 2010: caso base

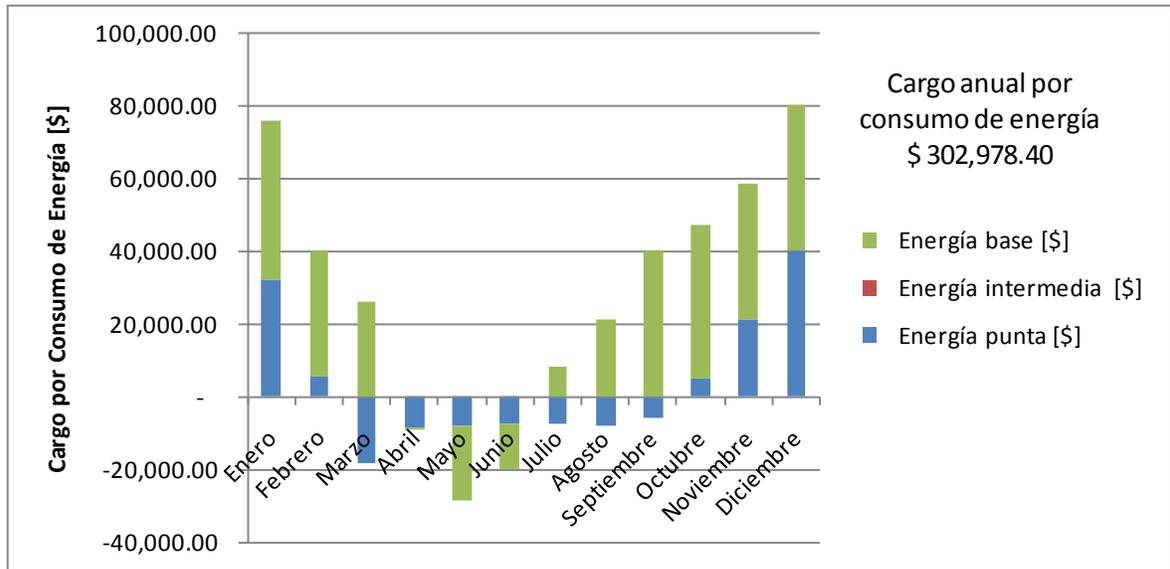


fig. 4.2. Factura 2010: caso Proyecto

4.5 Tarifas de Moneda Constante

4.5.1 Índice Nacional de Precio al Consumidor (INPC)

El Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC) es un indicador económico diseñado específicamente para medir el cambio promedio de los precios en el tiempo, mediante una canasta ponderada de bienes y servicios representativa del consumo de las familias urbanas de México. Dada la gran importancia que tiene el gasto familiar en el gasto agregado de la economía, las variaciones del INPC se consideran una buena aproximación de las variaciones de los precios de los bienes y servicios comerciados en el país. De ahí que el INPC sea el indicador oficial de la inflación en México. www.banxico.org.mx

INPC 2010	
Enero	96.575479439774
Febrero	97.134050050685
Marzo	97.823643397489
Abril	97.511947204733
Mayo	96.897519532732
Junio	96.867177425472
Julio	97.077503396247
Agosto	97.347134394847
Septiembre	97.857433471482
Octubre	98.461517243282
Noviembre	99.250412032025
Diciembre	99.742092088296

Tabla 4.2. Índice nacional de precios al consumidor 2010.

Fuente: www.sat.gob.mx

4.5.2 Índice de Inflación (II)

El índice de inflación es el porcentaje de aumento del nivel general de precios en un determinado periodo, por lo general en un año.

En un análisis general, se puede determinar la inflación del INPC de cada mes del año 2010, mediante la siguiente fórmula:

$$II_{mes} = \frac{INPC_{mes}}{INPC_{Diciembre}}$$

Donde:

- II_{mes} Es el Índice de Inflación, correspondiente al mes a analizar.
- $INPC_{mes}$ Es INPC registrado para el mes en estudio.
- $INPC_{Diciembre}$ Representa el INPC agregado de bienes de consumo para el año en estudio.

4.5.2.1 Precio Corriente (PC).

La expresión para precio corriente (en economía), define los precios de los bienes y servicios según su valor nominal y en el momento en que son considerados. Se oponen a precios constantes, es decir, aquellos que, pertenecientes a periodos distintos, son corregidos el uno con respecto al otro mediante un factor, normalmente la inflación.

El Precio Corriente de Energía Eléctrica (PCEE) para tarifa H-M registrado durante el periodo que comprende de Enero a Diciembre de 2010, se muestra a continuación:

Región	Cargos	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Baja California	Energía Punta (\$/kWh)	1.8113	1.9205	1.9443	1.9266	1.8534	1.8580	1.8846	1.9014	1.8978	1.8329	1.8525	1.8177
	Energía Intermedia (\$/kWh)	0.8998	1.0160	1.0338	1.0052	0.9163	0.9196	0.9423	0.9586	0.9526	0.8813	0.8979	0.8572
	Energía Base (\$/kWh)	0.7071	0.7984	0.8124	0.7899	0.7201	0.7227	0.7406	0.7534	0.7487	0.6926	0.7056	0.6736
Baja California Sur	Energía Punta (\$/kWh)	1.4876	1.4532	1.5408	1.5599	1.5457	1.4870	1.4907	1.5120	1.5255	1.5226	1.4705	1.4862
	Energía Intermedia (\$/kWh)	1.3165	1.2488	1.4100	1.4347	1.3950	1.2717	1.2763	1.3078	1.3304	1.3220	1.2230	1.2460
	Energía Base (\$/kWh)	0.9315	0.8836	0.9977	1.0152	0.9871	0.8998	0.9030	0.9253	0.9413	0.9354	0.8653	0.8816
Central	Energía Punta (\$/kWh)	1.7773	1.7362	1.8409	1.8637	1.8467	1.7765	1.7809	1.8064	1.8225	1.8190	1.7568	1.7756
	Energía Intermedia (\$/kWh)	1.0505	0.9965	1.1251	1.1448	1.1131	1.0147	1.0184	1.0436	1.0617	1.0550	0.9760	0.9943
	Energía Base (\$/kWh)	0.8780	0.8329	0.9404	0.9569	0.9304	0.8482	0.8513	0.8723	0.8874	0.8818	0.8158	0.8311
Noreste	Energía Punta (\$/kWh)	1.6415	1.6036	1.7003	1.7214	1.7057	1.6409	1.6450	1.6685	1.6833	1.6801	1.6226	1.6400
	Energía Intermedia (\$/kWh)	0.9753	0.9252	1.0446	1.0629	1.0335	0.9421	0.9455	0.9689	0.9857	0.9795	0.9061	0.9231
	Energía Base (\$/kWh)	0.7990	0.7579	0.8557	0.8707	0.8466	0.7718	0.7746	0.7937	0.8074	0.8023	0.7422	0.7562
Noroeste	Energía Punta (\$/kWh)	1.6129	1.7102	1.7314	1.7156	1.6504	1.6545	1.6782	1.6931	1.6899	1.6321	1.6496	1.6186
	Energía Intermedia (\$/kWh)	0.9182	1.0367	1.0548	1.0256	0.9349	0.9383	0.9615	0.9781	0.9719	0.8991	0.9160	0.8745
	Energía Base (\$/kWh)	0.7694	0.8687	0.8839	0.8594	0.7834	0.7862	0.8056	0.8195	0.8143	0.7533	0.7675	0.7327
Norte	Energía Punta (\$/kWh)	1.6532	1.6150	1.7124	1.7336	1.7178	1.6525	1.6566	1.6803	1.6953	1.6921	1.6342	1.6517
	Energía Intermedia (\$/kWh)	0.9848	0.9342	1.0548	1.0733	1.0436	0.9513	0.9547	0.9783	0.9952	0.9889	0.9148	0.9320
	Energía Base (\$/kWh)	0.8012	0.7600	0.8581	0.8731	0.8489	0.7739	0.7767	0.7959	0.8097	0.8046	0.7443	0.7583
Peninsular	Energía Punta (\$/kWh)	1.7387	1.6985	1.8009	1.8232	1.8066	1.7379	1.7422	1.7671	1.7828	1.7794	1.7185	1.7369
	Energía Intermedia (\$/kWh)	0.9869	0.9362	1.0571	1.0756	1.0458	0.9534	0.9568	0.9804	0.9974	0.9911	0.9169	0.9341
	Energía Base (\$/kWh)	0.8131	0.7713	0.8709	0.8861	0.8616	0.7854	0.7882	0.8077	0.8217	0.8165	0.7553	
Sur	Energía Punta (\$/kWh)	1.7405	1.7003	1.8028	1.8252	1.8086	1.7399	1.7442	1.7691	1.7848	1.7814	1.7205	1.7389
	Energía Intermedia (\$/kWh)	1.0039	0.9523	1.0752	1.0940	1.0637	0.9697	0.9732	0.9972	1.0145	1.0081	0.9326	0.9501
	Energía Base (\$/kWh)	0.8351	0.7922	0.8945	0.9102	0.8850	0.8068	0.8097	0.8297	0.8441	0.8388	0.7760	0.7906

Tabla 4.3. Precio corriente de energía eléctrica, tarifa H-M, en media tensión 2010

4.5.2.1.1 Índice de Precio Corriente (IPC).

El Índice de Precio Corriente es un indicador diseñado específicamente para medir el cambio promedio de los precios en el tiempo, representativa del consumo. El porcentaje de aumento del nivel general de precios en un determinado periodo, es por lo general de un año.

En un análisis general, se puede determinar el Índice de Precio Corriente de cada mes del año 2010, mediante la siguiente fórmula:

$$IPC_{mes} = \frac{PCEE_{mes}}{PCEE_{Diciembre}}$$

Donde:

IPC_{mes}	Es el Índice de Precio Corriente, correspondiente al mes en estudio.
$PCEE_{mes}$	Precio Corriente de Energía Eléctrica registrado para el mes en estudio.
$PCEE_{Diciembre}$	Representa el PCEE agregado de bienes de consumo para el año en estudio.

4.5.2.2 Índice de Precio Constante (IPCo) y Precio Constante (PCo).

Precio constante es una expresión de la economía que se refiere a una manera de estimar el valor monetario de ciertas magnitudes económicas e indicadores económicos. Método equivalente a datos reales que calcula las variaciones en las cifras utilizando un año base, sea anterior o posterior al que se está evaluando, para evitar las distorsiones que causan la inflación o la deflación. Esta expresión que se utiliza para hacer referencia a una serie de precios en los que se han eliminado los efectos de la inflación. Se dice entonces que los valores de la serie, por haber sido deflactados, son a precios constantes.

$$IPCo_{mes} = \frac{IPC_{mes}}{II_{mes}}$$

$$PCo_{mes} = \frac{IPCo_{mes}}{PCEE_{Diciembre}}$$

Donde:

II_{mes}	Índice de Inflación, correspondiente al mes en estudio.
IPC_{mes}	Índice de Precio Corriente, correspondiente al mes en estudio.
$IPCo_{mes}$	Índice de Precio Constante, correspondiente al mes en estudio.
PCo_{mes}	Precio Corriente, correspondiente al mes en estudio.
$PCEE_{Diciembre}$	Precio Corriente de Energía Eléctrica agregado de bienes de consumo para el año en estudio.

4.6 Cálculo Precio Constante de H-M (2010) para la región Noroeste de CFE.

4.6.1 Índice de Inflación (II) mes de Enero 2010 (TABLA 4.1).

$$II_{Enero} = \frac{INPC_{Enero}}{INPC_{Diciembre}} = \frac{96.5754}{99.7420} = 0.9682$$

Precio Corriente (PC) de Energía Eléctrica para tarifa: Base, Intermedia y Punta del 2010 para la región Noroeste de CFE (TABLA 4.4).

Región	Cargos	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Noroeste	Energía Punta (\$/kWh)	1.6129	1.7102	1.7314	1.7156	1.6504	1.6545	1.6782	1.6931	1.6899	1.6321	1.6496	1.6186
	Energía Intermedia (\$/kWh)	0.9182	1.0367	1.0548	1.0256	0.9349	0.9383	0.9615	0.9781	0.9719	0.8991	0.9160	0.8745
	Energía Base (\$/kWh)	0.7694	0.8687	0.8839	0.8594	0.7834	0.7862	0.8056	0.8195	0.8143	0.7533	0.7675	0.7327

Tabla 4.4. Precio corriente de la región noroeste del año 2010

4.6.2 Índice de Precio Corriente (IPC) mes de Enero 2010.

- Tarifa Punta:
$$IPC_{Enero} = \frac{PCEE_{Enero}}{PCEE_{Diciembre}} = \frac{1.6129}{1.6186} = 0.9964$$

- Tarifa Intermedia:
$$IPC_{Enero} = \frac{PCEE_{Enero}}{PCEE_{Diciembre}} = \frac{0.9182}{0.8745} = 1.0499$$

- Tarifa Base:
$$IPC_{Enero} = \frac{PCEE_{Enero}}{PCEE_{Diciembre}} = \frac{0.7694}{0.7327} = 1.0500$$

4.6.3 Índice de Precio Constante (IPCo) mes de Enero 2010.

- Tarifa Punta:
$$IPCo_{Enero} = \frac{IPC_{Enero}}{II_{Enero}} = \frac{0.9964}{0.9682} = 1.0291$$

- Tarifa Intermedia:
$$IPCo_{Enero} = \frac{IPC_{Enero}}{II_{Enero}} = \frac{1.0499}{0.9682} = 1.0843$$

- Tarifa Base:
$$IPCo_{Enero} = \frac{IPC_{Enero}}{II_{Enero}} = \frac{1.0500}{0.9682} = 1.0845$$

4.6.4 Precio Constante (PCo) mes de Enero 2010.

- Tarifa Punta:
$$PCo_{Enero} = \frac{IPCo_{Enero}}{PCEE_{Diciembre}} = \frac{1.0291}{1.6186} = 1.6657$$

- Tarifa Intermedia:
$$PCo_{Enero} = \frac{IPCo_{Enero}}{PCEE_{Diciembre}} = \frac{1.0843}{0.8745} = 0.9483$$

- Tarifa Base:
$$PCo_{Enero} = \frac{IPCo_{Enero}}{PCCE_{Diciembre}} = \frac{1.0845}{0.7327} = 0.7946$$

Periodo	INPC 2010	Indice de Inflación (II)			Precio Corriente de Energía Eléctrica (PCEE)			Indice Precio Corriente (IPC)			Indice de Precio Constante (IPCo)			Precio Constante (PCo)		
		Base	Inter	Punta	Base	Inter	Punta	Base	Inter	Punta	Base	Inter	Punta	Base	Inter	Punta
Enero	96.57548	0.968252	0.9680	1.00085	105677	105681	103367	109142	10946	170513	0.99974	0.83770				
Febrero	97.13405	0.973852	0.9182	0.97775	100240	100248	100400	102932	102939	165621	0.94285	0.79006				
Marzo	97.82364	0.980766	1.0367	1.03674	113177	113186	105707	115396	115405	174374	105703	0.88574				
Abril	97.51195	0.977641	1.0548	1.04959	115153	115166	107359	117786	117800	177100	107892	0.90412				
Mayo	98.89752	0.97481	1.0256	1.04001	118965	118974	107054	125252	125261	176596	105571	0.88463				
Junio	96.86778	0.971177	0.9349	1.00048	102063	102072	103018	105092	105101	169938	0.96265	0.80665				
Julio	97.07750	0.973285	0.9383	1.00297	102434	102436	103050	105246	105248	169991	0.96405	0.80778				
Agosto	97.34713	0.975988	0.9615	1.01734	104967	104964	104237	107550	107547	171949	0.98516	0.82542				
Septiembre	97.85743	0.981105	0.9781	1.02637	106779	106775	104614	108836	108832	172571	0.99694	0.83528				
Octubre	98.46152	0.987161	0.9719	1.02443	106103	106098	103775	107483	107478	171188	0.98454	0.82489				
Noviembre	99.25041	0.995070	0.8991	0.98939	0.98155	0.98150	0.99429	0.98641	0.98636	164019	0.90355	0.75703				
Diciembre	99.74209	1.00000	0.916	1.00000	100000	100000	100000	100000	100000	164960	0.91600	0.76750				

Tabla 4.5. Cálculo de tarifas a precio constante de H-M 2010, para la región noroeste de CFE

PROYECCIÓN DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 25 AÑOS												
Tarifa M-H 2010												
Cargo por kWh de energía	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago.sto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Punta [\$]	1705135	1656206	1743739	1770998	1765964	1699382	1699913	1719487	1725708	171879	1640185	1649600
Intermedia [\$]	0.999740	0.942854	1.057031	1.078924	1.055708	0.962647	0.964055	0.985155	0.996937	0.984540	0.903554	0.916000
Base [\$]	0.837695	0.790058	0.885736	0.904115	0.884629	0.806650	0.807780	0.825420	0.835283	0.824891	0.757032	0.767500
Factura por consumo de energía												
Punta [\$]	28,200	26,400	29,980	33,767	33,200	33,200	32,600	33,800	33,200	33,200	28,800	29,400
Intermedia [\$]	36,109	29,007	27,020	33,798	31,322	27,867	30,646	33,515	37,577	44,191	33,058	36,337
Base [\$]	58,516	51,693	55,929	55,670	57,041	54,777	56,978	57,323	56,231	59,323	55,990	58,435
Total [kWh]	122,825	107,100	112,829	103,234	101,563	95,844	100,225	104,638	107,008	116,714	117,848	124,173
Cargo por consumo de energía												
Energía punta [\$]	48,084.80	43,723.84	52,103.31	24,380.94	23,310.73	22,431.84	21,418.90	23,728.93	22,779.34	22,596.80	47,237.34	48,498.24
Energía intermedia [\$]	36,099.30	27,349.30	28,561.04	36,465.13	33,066.73	26,825.82	29,544.71	33,072.29	37,461.81	43,507.48	29,869.70	33,285.05
Energía base [\$]	49,018.91	40,840.21	49,537.93	50,331.84	50,460.53	44,186.05	46,025.93	47,315.31	46,969.03	48,935.16	42,386.43	44,848.99
Total [\$]	133,203.01	111,913.36	130,202.28	111,177.90	106,837.99	93,443.71	96,989.53	104,061.53	107,210.9	115,039.44	119,493.47	126,632.28
Tarifa Promedio [\$/kWh]	108	104	115	108	105	97	97	99	100	99	101	102
Cargo anual por consumo de energía:											\$	1,356,204.69

Tabla 4.6. FACTURA 2010: CASO BASE

PROYECCION DE COMPRA DE ENERGIA ELÉCTRICA A 25 AÑOS												
Tarifa M-H 2010												
Cargo por kWh de energía	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Punta [\$]	1705165	1656206	1743739	1770998	1765964	1699382	1699918	1719487	1725708	171879	1640185	1649600
Intermedia [\$]	0.999740	0.942854	1057031	1078924	1055708	0.962647	0.964055	0.985155	0.996937	0.984540	0.903554	0.916000
Base [\$]	0.837695	0.790058	0.885736	0.904115	0.884629	0.806650	0.807780	0.825420	0.835283	0.824891	0.757032	0.767500
Tarifa de Compensación M-H 2010												
Intermedia-Punta [\$]	0.586311	0.569285	0.60686	0.609278	0.597808	0.566469	0.567120	0.572935	0.577698	0.575123	0.550885	0.556286
Intermedia-Base [\$]	1.93441	1.93397	1.93392	1.93348	1.93391	1.93388	1.93462	1.93520	1.93533	1.93540	1.93548	1.93485
Factura por consumo de energía 2010												
Energía punta [kWh]	28,200	26,400	29,880	33,767	33,200	33,200	32,600	33,800	33,200	33,200	28,800	29,400
Energía intermedia [kWh]	36,109	29,007	27,020	33,798	31,322	27,867	30,646	33,516	37,577	44,191	33,058	36,337
Energía base [kWh]	58,516	51,693	55,929	55,670	57,041	54,777	56,978	57,323	56,231	59,323	55,990	58,435
Total [kWh]	122,825	107,100	122,829	123,234	121,563	121,244	120,225	124,638	127,008	136,714	117,848	124,173
Energía entregada a la red												
Energía punta [kWh]	42,987.50	46,167.67	64,005.72	67,221.68	73,991.75	65,390.03	58,679.83	56,872.84	49,925.56	51,927.37	44,875.51	40,134.34
Energía intermedia [kWh]	6,368.52	7,692.94	9,482.33	10,341.80	10,961.74	10,060.00	8,693.31	8,425.61	7,678.85	7,692.94	6,903.92	5,945.83
Energía base [kWh]	49,356.01	53,850.61	73,488.05	77,563.48	84,953.49	75,450.03	67,373.14	65,298.44	57,591.41	59,620.32	51,779.43	46,080.17
Total [kWh]	212,120	217,710	240,976	255,126	269,905	250,900	232,746	230,667	215,115	219,241	203,554	192,158
Consumo neto de energía												
Energía punta [kWh]	52,147.89	43,999.71	39,340.76	25,670.70	16,609.82	20,393.89	32,851.48	39,339.11	48,552.43	51,630.27	49,086.37	52,489.34
Energía intermedia [kWh]	73,469.09	53,248.98	39,340.76	25,670.70	16,609.82	20,393.89	32,851.48	39,339.11	49,416.77	57,093.54	66,068.87	78,092.39
Total [kWh]	125,616.98	97,248.69	78,681.52	51,341.40	33,219.64	40,787.78	65,702.96	78,678.22	97,969.20	108,723.81	115,155.24	130,581.73
Cargo por consumo de energía (Tarifa HM)												
Energía punta [\$]	36,355.52	45,318.71	64,005.72	67,221.68	73,991.75	65,390.03	58,679.83	56,872.84	49,925.56	51,927.37	44,875.51	40,134.34
Energía intermedia [\$]	43,684.03	34,762.33	34,845.54	23,209.27	14,693.53	16,450.74	26,536.76	32,471.27	40,555.02	42,589.32	37,569.94	40,285.57
Energía base [\$]	80,039.56	50,081.05	34,845.54	23,209.27	14,693.53	16,450.74	26,536.76	32,471.27	42,046.61	51,941.79	65,014.39	82,520.35
Total [\$]	159,079.11	129,162.11	133,696.80	113,630.12	103,378.81	108,291.51	111,747.36	111,815.87	132,527.39	145,458.48	146,459.84	162,940.26
Compensación por entrega de energía (Tarifa de Compensación H.M.: Intermedia-Punta Base)												
Energía punta [\$]	4,033.12	9,763.65	18,129.8	8,386.97	7,891.07	7,477.39	7,145.71	7,906.51	7,126.28	4,449.56	6,510.09	2,108.39
Energía base [\$]	-	-	8,479.58	23,457.89	35,169.10	29,027.12	18,419.34	11,407.69	-	-	-	-
Total [\$]	4,033.12	9,763.65	26,592.57	31,844.86	43,060.17	36,504.51	25,565.05	19,314.20	7,126.28	4,449.56	6,510.09	2,108.39
Cargo neto por consumo de energía												
Energía punta [\$]	32,322.41	5,555.06	18,129.8	8,386.97	7,891.07	7,477.39	7,145.71	7,906.51	5,634.69	4,902.91	21,344.37	40,126.39
Energía intermedia [\$]	43,684.03	34,762.33	26,365.95	2,486.62	20,475.57	12,576.38	8,117.42	21,063.58	40,555.02	42,589.32	37,569.94	40,285.57
Energía base [\$]	76,006.44	40,317.39	8,252.97	8,635.59	28,366.64	20,053.77	9,717.70	13,671.08	34,920.33	47,492.23	58,504.31	80,411.96
Total [\$]	152,012.88	80,634.78	34,648.74	19,509.18	56,733.28	40,107.54	25,080.83	42,641.17	81,110.04	94,984.46	117,418.62	160,823.92
Tarifa Promedio [\$/kWh]	103	0.76	0.21	0.34	0.47	0.34	0.21	0.33	0.71	0.83	0.89	103
Cargo anual por consumo de energía:												\$ 302,978.40

Tabla 4.7. FACTURA 2010: CASO CON PROYECTO

Para el Caso base se tiene que la facturación anual sería de \$1,356,204.69; mientras que para el Caso Proyecto es de \$302,978.40. El beneficio económico es aproximadamente del 77.65%.

4.7 Definición de Escenarios.

Los escenarios para realizar la proyección del comportamiento de las tarifas eléctricas están basados en el histórico de tarifas a precio constante de 1999 al 2010. Se plantearon tres escenarios posibles: Bajo, Medio y Alto. Para el primero, se hizo un promedio de la tasa anual de crecimiento. Para el escenario alto se promediaron sólo los incrementos anuales, y finalmente para el escenario medio se hizo un promedio de estos dos escenarios. El resultado es el siguiente:

- Bajo: 5% de incremento sobre la inflación.
- Medio: 9% de incremento sobre la inflación.
- Alto: 14% de incremento sobre la inflación.

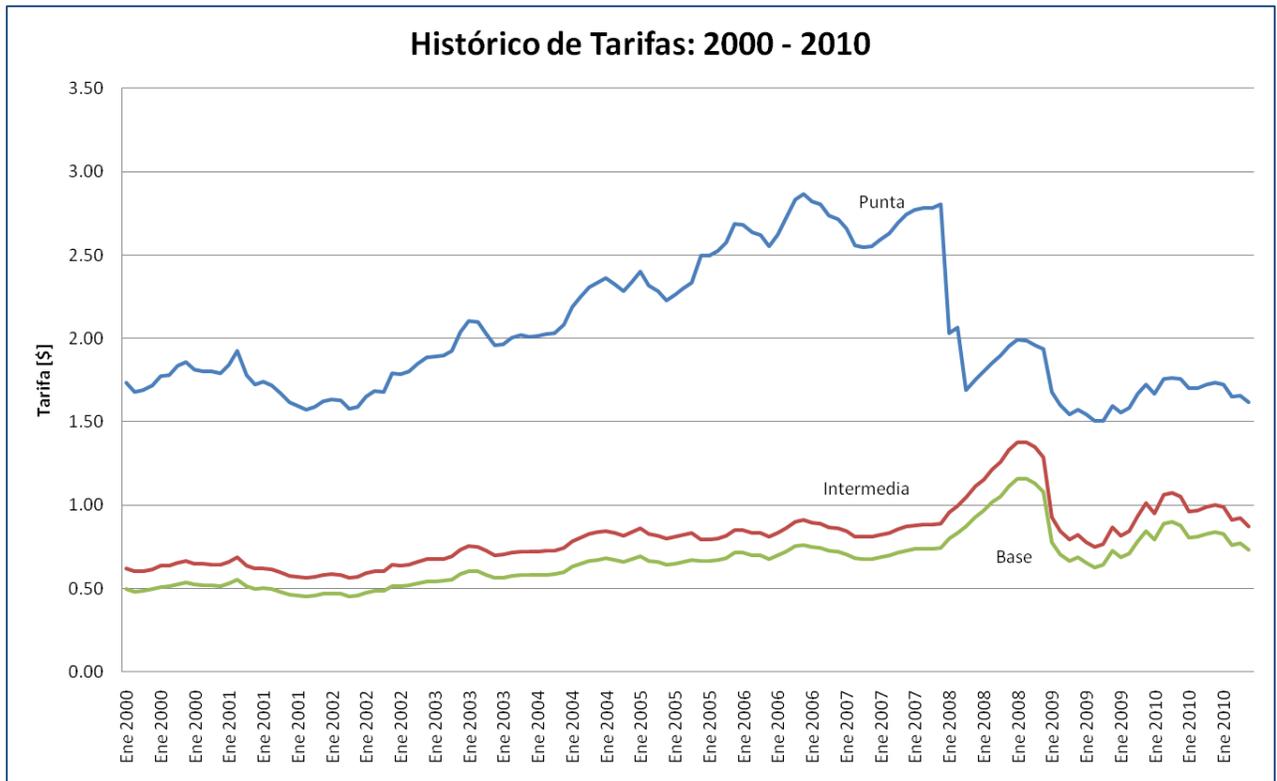


fig. 4.3. Histórico de las tarifas eléctricas a precio constante para la región noroeste, periodo 1999 - 2010

4.7.1 Proyección de compra de electricidad

La proyección de compra de energía eléctrica se lleva a cabo mediante el incremento porcentual a la factura anual de acuerdo al escenario y caso de estudio. En las siguientes figuras se muestran los resultados.

- **Escenario Bajo: 5% de incremento en las tarifas eléctricas**

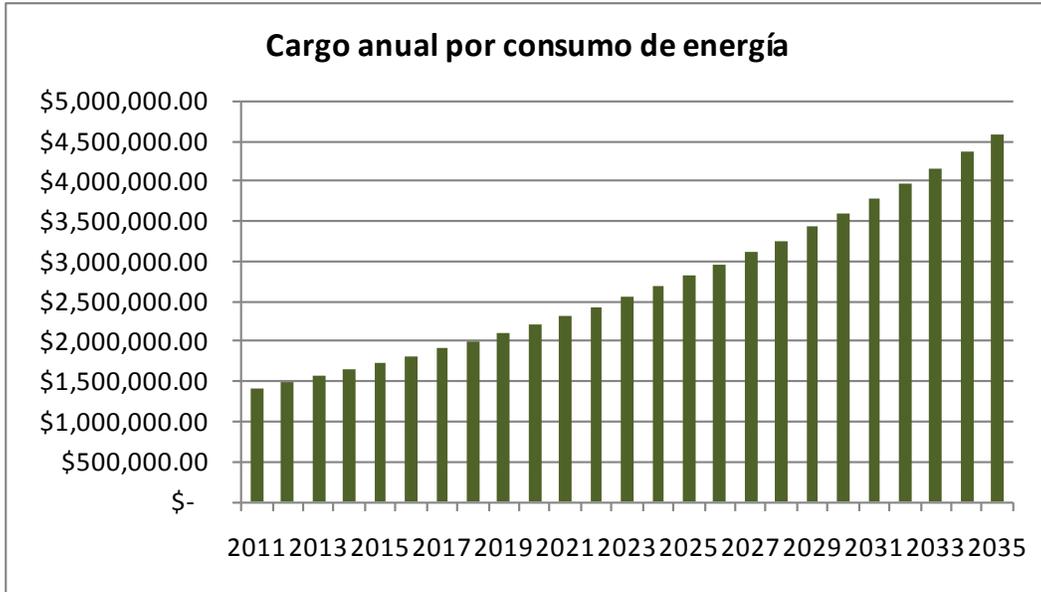


fig. 4.4. Proyección de compras de energía eléctrica: caso base

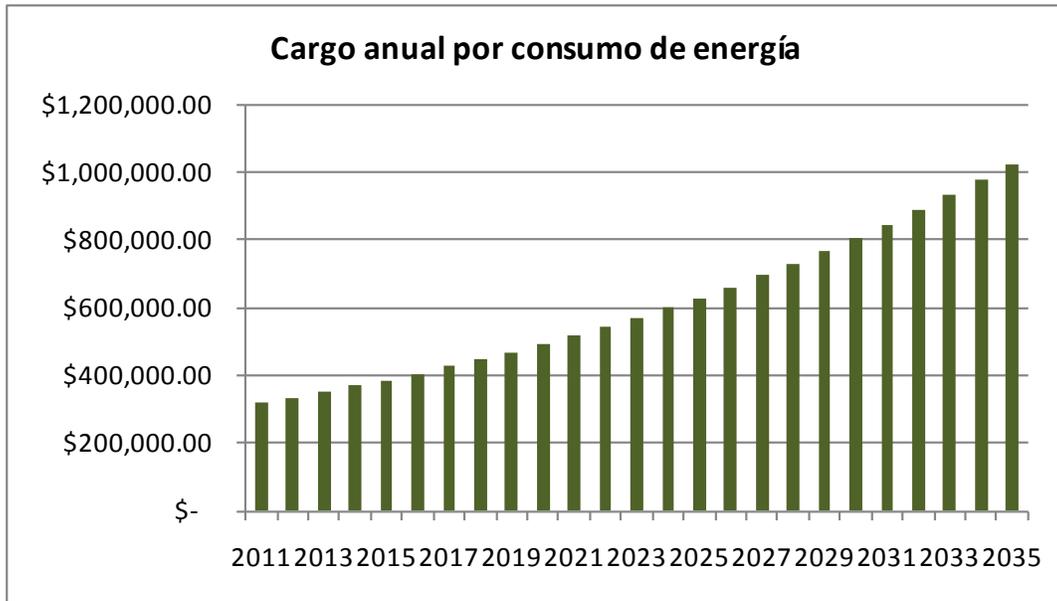


fig. 4.5. Proyección de compra de energía eléctrica: caso proyecto

Escenario Medio: 9% de incremento en las tarifas eléctricas

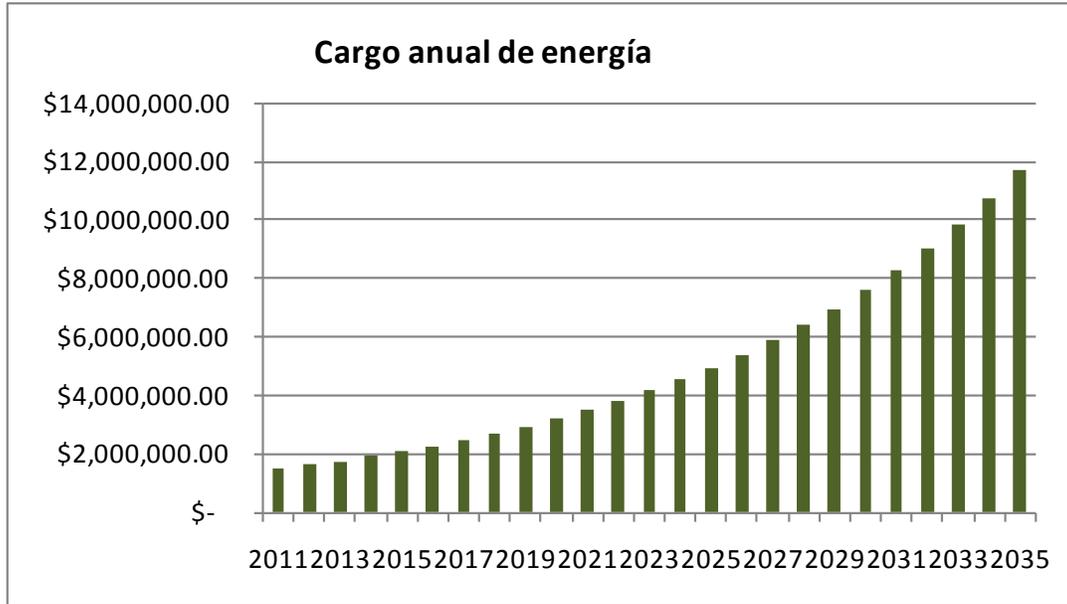


fig. 4.6. Proyección de compras de energía eléctrica: caso base

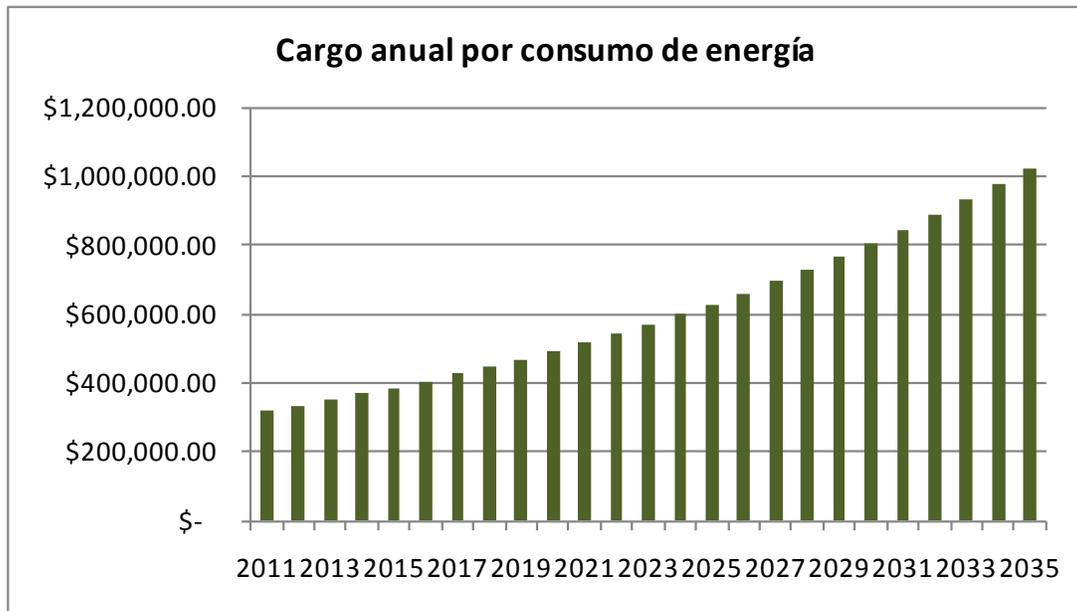


fig. 4.7. Proyección de compra de energía eléctrica: caso proyecto

- **Escenario Medio: 14% de incremento en las tarifas eléctricas**

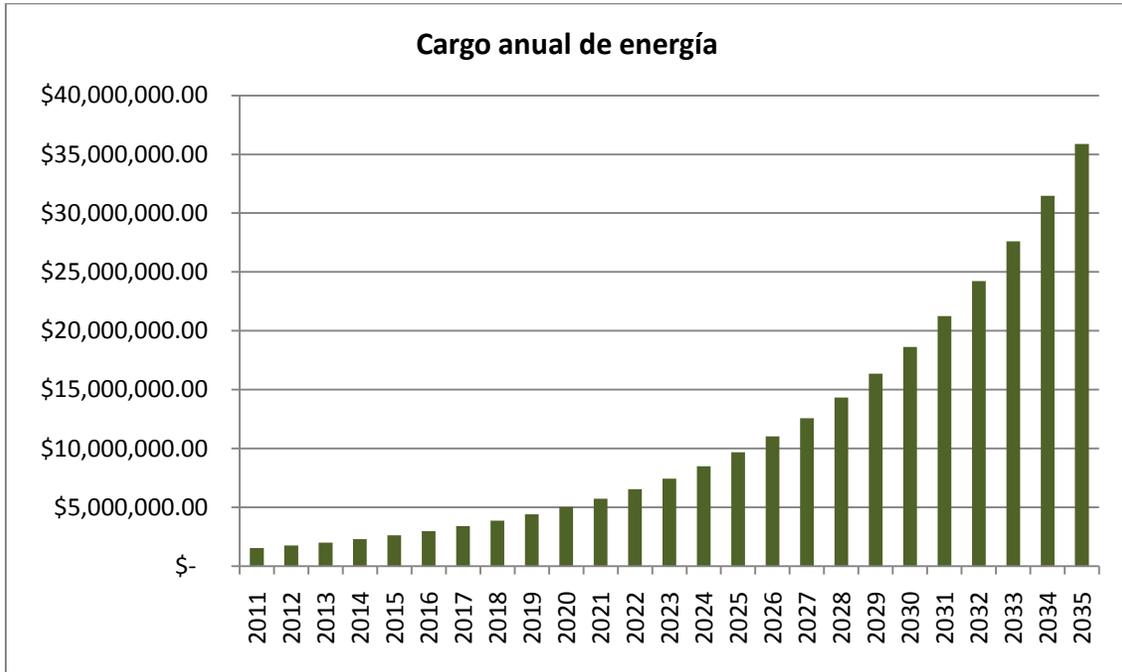


fig. 4.8. Proyección de compras de energía eléctrica: caso base

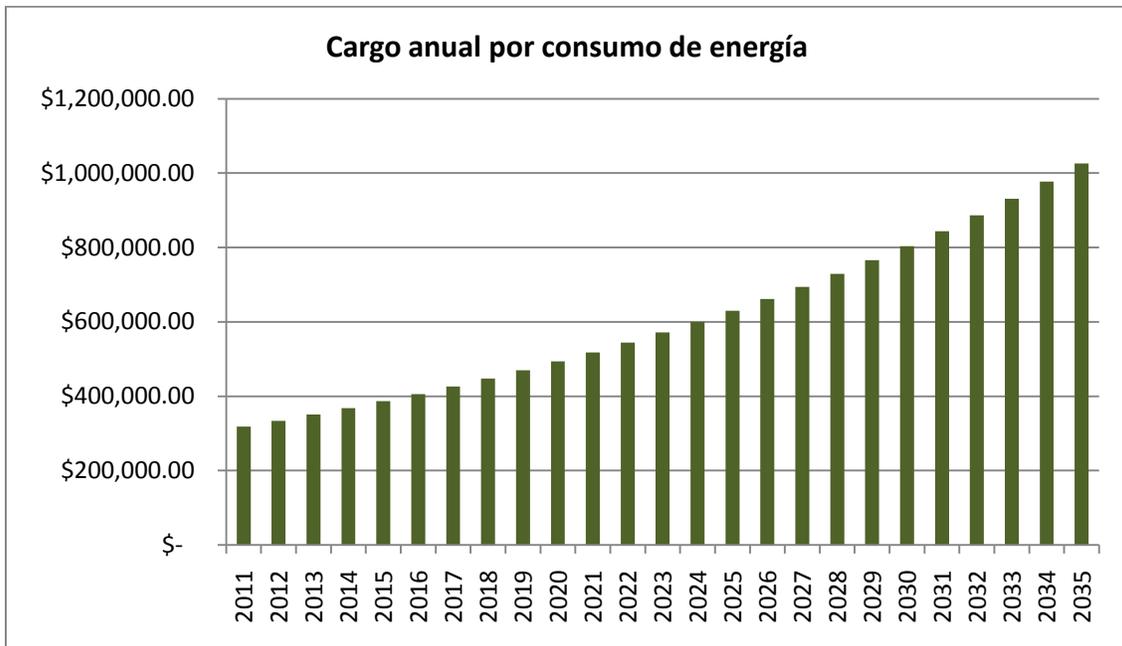


fig. 4.9. Proyección de compra de energía eléctrica: caso proyecto

En la Tabla 4.8 se puede observar con mayor claridad el costo total de electricidad durante los 25 años de operación de la central fotovoltaica.

	BAJO: 5%	MEDIO: 9%	ALTO: 14%
Caso base	\$ 67,964,100.82	\$ 125,210,210.08	\$ 281,185,637.67
Caso con proyecto FV	\$ 15,183,294.25	\$ 27,972,171.19	\$ 62,817,343.63
Beneficio económico	\$ 52,780,176.57	\$ 97,238,038.81	\$ 218,368294.04

Tabla 4.8. Costo de energía eléctrica a 25 años

4.8 Análisis fiscal

El análisis fiscal se realizará con base en la Ley del Impuesto sobre la Renta vigente. Ésta define, por una parte, la deducción fiscal que nos interesa, y por la otra parte la pérdida fiscal para aplicarla en un cierto periodo de tiempo.

La Ley del impuesto sobre la renta en su artículo 40 (Deducción fiscal) menciona:

Artículo 40. Los porcentos máximos autorizados, tratándose de activos fijos por tipo de bien son los siguientes:

XII. 100 % para maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables.

4.8.1 Concepto de fuentes renovables

“Para los efectos del párrafo anterior, son fuentes renovables aquéllas que por su naturaleza o mediante un aprovechamiento adecuado se consideran inagotables tales como la energía solar en todas sus formas; la energía eólica; la energía hidráulica tanto cinética como potencial, de cualquier cuerpo de agua natural o artificial; la energía de los océanos en sus distintas formas; la energía geotérmica, y la energía proveniente de la biomasa o de los residuos. Asimismo, se considera generación la conversión sucesiva de la energía de las fuentes renovables en otras formas de energía.”

Es decir, que la deducción fiscal que aplicaremos en nuestro estudio se reflejará en el primer año del ejercicio fiscal al 100 %; por consiguiente, vendría siendo hasta el año 2012. Esta deducción se aplica directamente en la condonación del pago de los impuestos ISR (Impuesto sobre la renta, 30%) e IETU (Impuesto Empresarial de Tasa Única, 17.5%), cuando se tengan pérdidas fiscales en los primeros 10 años de operación como lo marca la aplicación de la pérdida fiscal, mencionándose a continuación:

La Ley del impuesto sobre la renta en su artículo 61 (Pérdida fiscal) menciona:

“Artículo 61. La pérdida fiscal se obtendrá de la diferencia entre los ingresos acumulables del ejercicio y las deducciones autorizadas por esta Ley, cuando el monto de estas últimas sea mayor que los ingresos. El resultado obtenido se incrementará, en su caso, con la participación de los

trabajadores en las utilidades de las empresas pagada en el ejercicio en los términos del artículo 123 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

4.8.2 Disminución de la pérdida en 10 años

La pérdida fiscal ocurrida en un ejercicio, podrá disminuirse de la utilidad fiscal de los diez ejercicios siguientes hasta agotarla.

Finalmente se puede decir que ésta, es la fiscalidad idónea para el presente proyecto porque considera la aplicación de las leyes mexicanas; y en particular, la deducción fiscal del 100% al primer año de operación, para destinar los recursos ordinarios del pago de impuestos a la inversión en un proyecto que proporciona beneficios económicos por el concepto de generación de energía y el consecuente ahorro energético.

4.9 Evaluación económica

La evaluación económica se lleva a cabo bajo las siguientes premisas:

4.9.1 Económicas

Período de análisis: 25 años, después de este tiempo cualquier variación en los flujos de efectivo es despreciable de los resultados del modelo matemático.

Tipo de cambio pesos/dólar: 13 [\$/Dólar] (Todos los valores del estudio se consideran en Pesos, moneda nacional).

Incrementos esperados de las tarifas de CFE: 5 %, 9 % y 14% anual por encima de la inflación esperada.

Depreciación contable: Es un gasto que se considera uniforme durante la vida útil del equipo y que se estima a 25 años. Es equivalente a un 4% anual de la inversión en equipo relacionado con la generación de energía por fuentes renovables, aplicado en cada ejercicio fiscal.

Depreciación fiscal: La depreciación fiscal se aplica solamente a los materiales y equipo relacionados con la generación de energía eléctrica por medios renovables de acuerdo a la Ley del impuesto sobre la renta.

La depreciación fiscal, a diferencia de la contable, se utiliza para calcular el flujo de efectivo después de impuestos; estos datos del flujo de efectivo a su vez serán los valores de entrada para calcular el VPN y la TIR.

La deducción fiscal que se aplicará al proyecto será 85% de la inversión. Es muy importante recalcar que el inversionista (cliente) deberá relacionar este gasto en materiales y equipos como una inversión que se destinará a equipos y materiales en lugar de pagarlo en forma de impuesto; por lo cual la inversión en materiales y equipos para el beneficio de la empresa le reeditúa el 85% en deducción fiscal.

4.9.2 Fiscales

Las consideraciones fiscales para el estudio se pueden observar en la Ley del Impuesto Sobre la Renta en los siguientes artículos:

Artículo 40 (Deducción fiscal): 100 % aplicable al ejercicio fiscal del primer año (2012).

Artículo 61 (Pérdida fiscal): 10 primeros años de operación

La deducción fiscal se aplica al flujo de efectivo de beneficios brutos para obtener un flujo de beneficios netos.

Actualmente el gravamen de impuestos para el ejercicio fiscal corresponde al 17.5% para el IETU (Impuesto Empresarial de Tasa Única) y el 30% para el ISR (Impuesto Sobre la Renta).

En el estudio, los impuestos por concepto de IETU e ISR que se aplican en el modelo económico se estandarizaron a un 40 % (incluyendo a ambos), por convenir a nuestros intereses y considerando todas las variables fiscales que suelen tomarse en cuenta en la contabilidad de una empresa.

4.9.3 Flujos de Efectivo.

Como consecuencia de las premisas y las proyecciones de generación y consumo a lo largo del horizonte de estudio, a continuación se presentan los resultados obtenidos en la evaluación económica, los cuales están ejemplificados en las siguientes gráficas que corresponden a los flujos de efectivo para cada escenario.

En la gráfica principal (a) podemos ver los ingresos y los egresos totales a lo largo de los 25 años. El costo de inversión, la depreciación contable, costos de operación y mantenimiento y la compra de energía eléctrica corresponden a los egresos, y los ingresos son la depreciación fiscal y el costo de energía eléctrica generada por el sistema fotovoltaico y sus correspondientes compensaciones.

La siguiente gráfica (b) muestra a detalle los ingresos y egresos sin tomar en cuenta el costo de inversión y la depreciación fiscal, con el objetivo de apreciar con mayor detalle el comportamiento del flujo de efectivo en el horizonte de estudio.

Finalmente en la última gráfica (c) se aprecia el flujo neto de efectivo donde se observa con mayor facilidad en que tiempo se recupera la inversión (Periodo de Recuperación, PR), esto es en el momento en que el flujo neto alcanza el valor de la inversión.

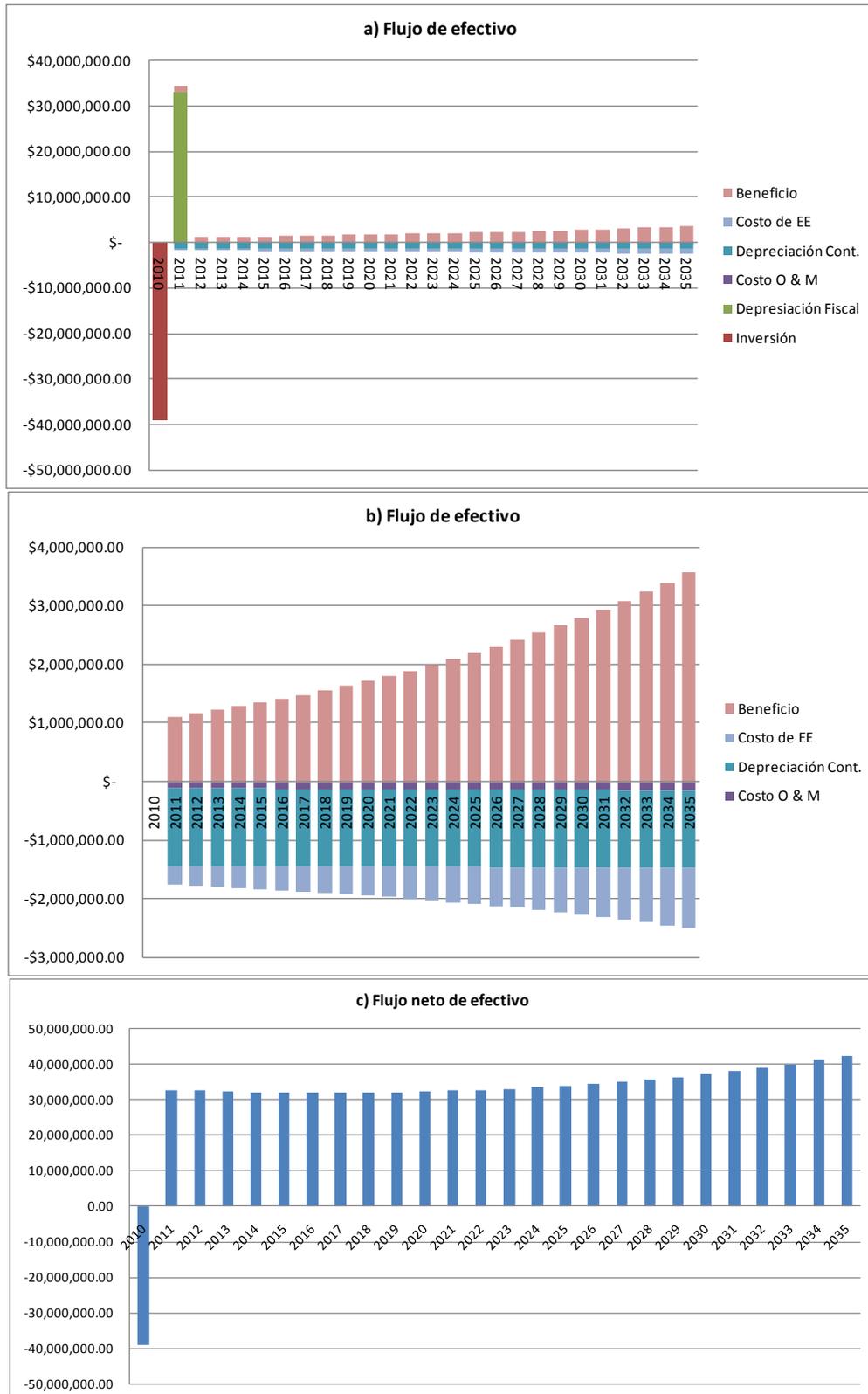


fig. 4.10. Flujo de efectivo, Escenario bajo: 4%

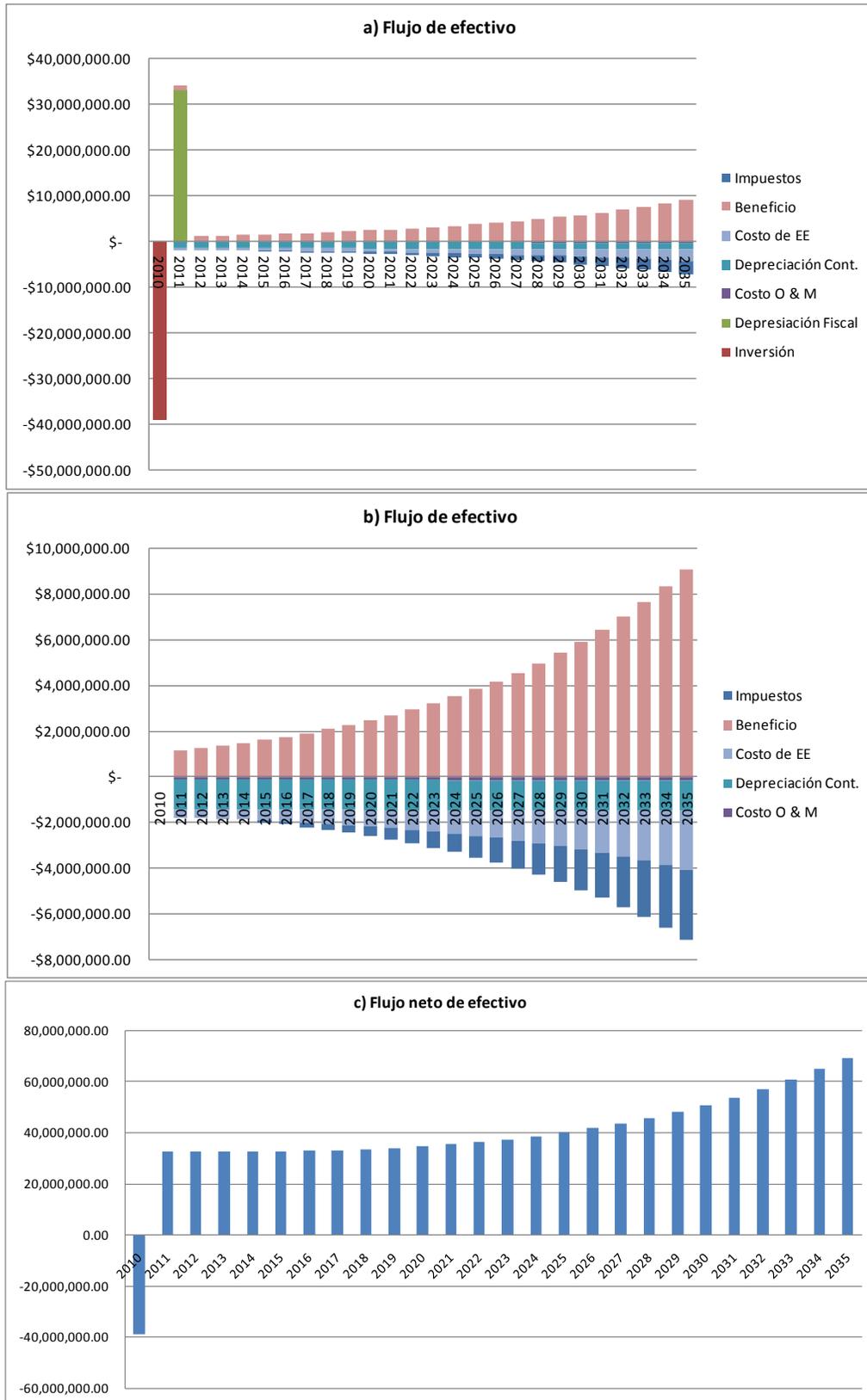


fig. 4.11. Flujo de efectivo, Escenario Medio: 9%

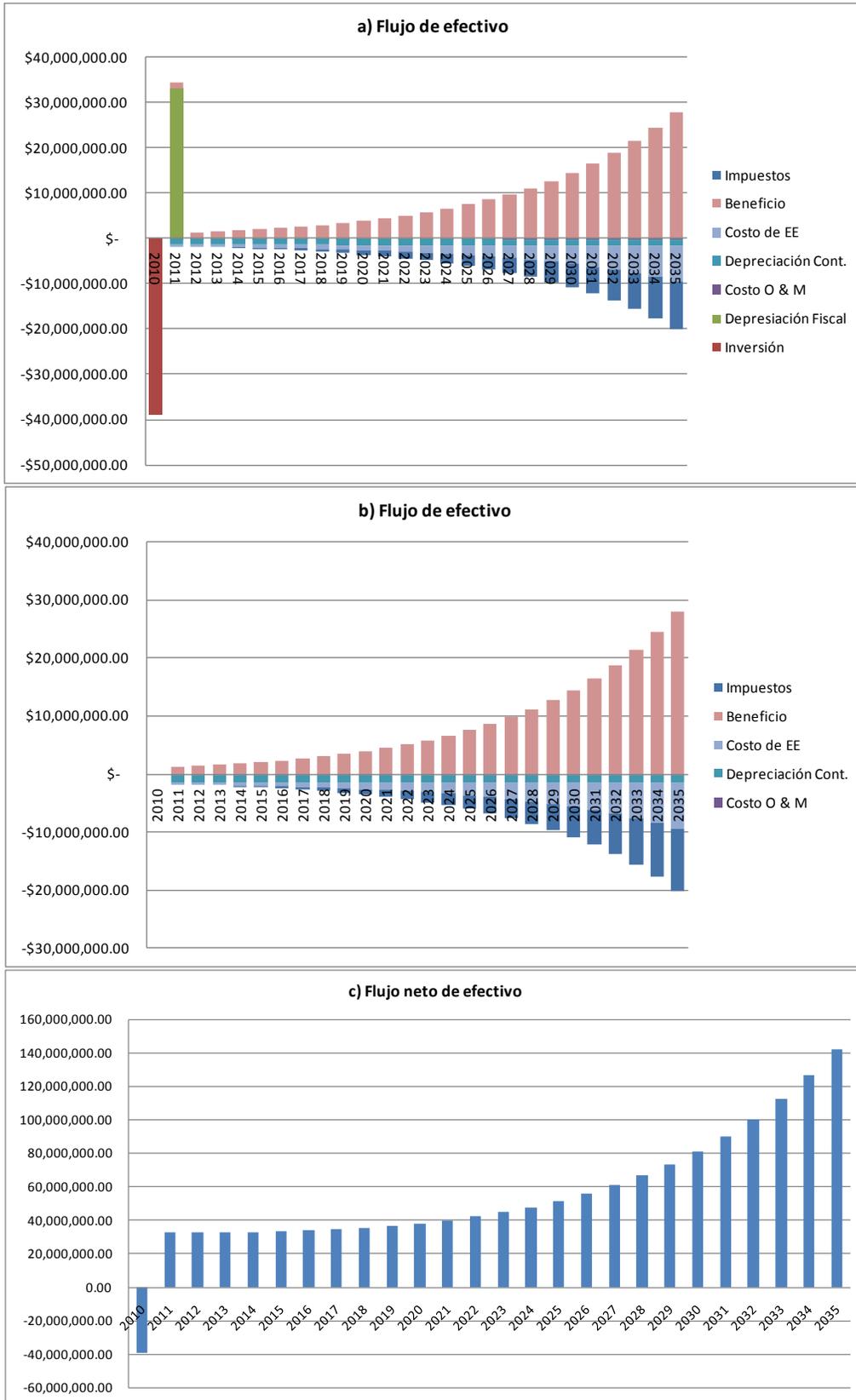


fig. 4.12. Flujo de efectivo, Escenario Alto: 14%

4.10 Valor Presente Neto (VPN).

El VPN permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar la inversión. Ese cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el valor de la firma tendrá un incremento equivalente al monto del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que la firma reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor. Es importante tener en cuenta que el valor del Valor Presente Neto depende de las siguientes variables: la inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto.

4.11 Tasa Interna de Retorno (TIR).

La TIR es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje. También es conocida como Tasa crítica de rentabilidad cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida (tasa de descuento) para un proyecto de inversión específico. La evaluación de los proyectos de inversión cuando se hace con base en la Tasa Interna de Retorno, toman como referencia la tasa de descuento. Si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la Tasa Interna de Retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.

4.12 Análisis de resultados.

De acuerdo a lo presentado anteriormente se tienen los resultados mostrados en la Tabla 4.8. En esta tabla se aprecia que para el escenario bajo no es rentable la inversión en este tipo de proyectos; sin embargo, si se presenta una inflación mayor al 9% comienza a ser rentable invertir en proyectos fotovoltaicos de mediana escala. Además, se puede observar que el periodo de retorno a la inversión no es menor a los 15 años, pero se debe tomar en cuenta que para el fin de la vida útil del proyecto restan mínimo 10 años, donde el 77.65% de la energía consumida será generado por el sistema fotovoltaico y por tanto no se hará ningún pago al suministrador de energía por este concepto.

En países en donde está creciendo la generación de energía eléctrica a base de energías verdes se presenta un mercado mayor, por lo que los precios tienden a ser menores día a día. En México el mercado de energías alternativas se encuentra aún en desarrollo, donde sólo el 2% de la fabricación de equipos fotovoltaicos es instalado en el país. Tomando en cuenta las políticas públicas, tanto nacionales como internacionales, la tendencia en el país es crear nichos de mercado para poder atraer inversión extranjera para la fabricación de estos equipos en México y así poder disminuir el costo de éstos. Si se sigue esta línea de tendencia, los proyectos fotovoltaicos serán a la vez más rentables sin la necesidad de considerar altas inflaciones en los cargos de energía eléctrica para que sea factible la inversión en estos tipos de proyectos.

	VPN	TIR	PR
Escenario bajo: 5%	-\$ 4,540,108.00	- 1.5%	23 años
Escenario medio: 9%	\$ 6,128,758.00	5.4 %	15 años
Escenario alto: 14%	\$ 33,144,968.00	11.5 %	10 años

Tabla 4.9. Indicadores de rentabilidad del proyecto

CAPÍTULO 5: DISEÑO DE UNA CENTRAL FV DE 500 KW

El diseño y dimensionamiento de un sistema FV depende básicamente del objeto específico del proyecto; en otras palabras, se debe realizar un análisis de cargas donde nos indique de que tipo es, el comportamiento de las demandas y horarios en los consumos de energía, el sitio donde esté instalada, etc. Conociendo estas premisas, se determina la capacidad de generación instalada que deberá tener la central FV para solventar el consumo de energía de las cargas sin complicación alguna.

Cabe aclarar que no existen sistemas FV ideales (hablando de sistemas aislados y sin almacenamiento), que puedan ser capaces de solventar la demanda de energía en el horario que se requiera, hablando específicamente del horario nocturno.

Además, se deberá tener presente los instrumentos regulatorios vigentes para la generación de energía eléctrica haciendo uso de tecnologías limpias (fuentes renovables) e interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Este capítulo presenta en forma general la información requerida para el dimensionamiento y diseño de un sistema FV interconectado a la red eléctrica bajo el Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala, resolución emitida por la Comisión Reguladora de Energía con número RES/054/2010.

El diseño se realiza aplicando las recomendaciones y sugerencias que hace el Código Eléctrico Nacional 2005 (NEC) cumpliendo con los requisitos de seguridad para minimizar los riesgos asociados con los sistemas de energía eléctrica (diversas secciones de la NEC) y aplicado a cualquier sistema FV (artículo 690) independientemente de su tamaño y conectado a la red.

5.1 Normatividad

5.1.1 Mexicana.

En México se ha hecho poco al respecto sobre este tema, ya que en la actualidad no se tiene una normatividad que regule la instalación de generadores distribuidos (basados en fuentes de energías renovables) que operen en paralelo con la red eléctrica; además de que en México su aplicación es aún incipiente y dispersa. Sin embargo, para el caso específico de la instalación de un sistema FV conectado a la red eléctrica, se deben considerar las siguientes normas para su interconexión:

- La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización), Artículo 690 - Sistemas Fotovoltaicos.
- Módulos FV – desempeño NMX-J-643-ANCE.
- Seguridad módulos FV NMX-J-618-ANCE
- Desempeño y eficiencia NMX-J-655-ANCE

- Seguridad en dispositivos FV NMX-J-656-ANCE
- La especificación CFE L0000-02 para el suministro de tensión.
- La especificación provisional CFE L0000-45 para perturbaciones en la red.

Respecto a una metodología específica para la instalación de sistemas FV conectados a la red de baja tensión del Sistema Eléctrico Nacional, el IIE ha desarrollado una Especificación Técnica que es producto de su experiencia en la instalación de este tipo de tecnología, y en la cual se toma en cuenta la normatividad que rige al Sistema Eléctrico Mexicano para Sistemas FV (≤ 25 kWp), cuya revisión y actualización le podría conferir la madurez necesaria para convertirse a futuro en una Norma Oficial Nacional. El contenido de esta especificación técnica atiende y es congruente con los lineamientos establecidos en las normas arriba enlistadas. Asimismo, esta especificación está basada en sus símiles internacionales.

5.1.2 Normas y Regulaciones Internacionales.

Existen diversas y gran variedad de normas internacionales relacionadas con la interconexión de sistemas FV con la red, ya sea de manera directa o indirecta. Estas son clasificadas o divididas en: normas específicas sobre sistemas FV, normas sobre sistemas eléctricos de potencia aplicables a sistemas FV, y finalmente, códigos eléctricos, especificaciones y normas no oficiales. Es importante puntualizar que se revisa con mayor detalle la NEC (National Electric Code) porque su aplicación en México es común y es bien aceptada internacionalmente. Las normas IEC (Internacional Electrotechnical Commission) y las IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) son aplicadas también, en el diseño de sistemas FV.

El Código Eléctrico Nacional (NEC) de los E.U.A., es un documento muy amplio sobre seguridad de instalaciones eléctricas. Es aplicable a sistemas residenciales y comerciales.

El artículo 690 del NEC está dedicado a los sistemas FV. Define los requerimientos de los equipos e instalaciones con detalle. Considera tanto sistemas aislados como conectados a la red. Otros artículos del NEC que son aplicables a sistemas FV son:

- 210 “Circuitos Ramales”.
- 240 “Protección contra Sobrecorriente”,
- 250 “Puesta a tierra”
- 310 “Conductores” y
- 705 “Fuentes de generación interconectadas”, entre otros.

El NEC recomienda que se utilice equipamiento identificado, homologado, etiquetado y probado por un laboratorio de ensayo certificado. Tres de las organizaciones de ensayo son Underwriters Laboratories (UL), Factory Mutual Reserch (FM) y ETL Testing Laboratories.

La IEC es el organismo internacional que se encarga de emitir normas relacionadas con aplicaciones eléctricas y electrónicas. La IEC tiene nexos con la mayoría de las instituciones normativas del mundo, cooperando con numerosas organizaciones internacionales,

particularmente con ISO (International Standards Organization) y con CENELEC (Comité Europeo para Normalización Electrotécnica).

Por otro lado, el IEEE es un homólogo de IEC para los E.U.A.; éste coopera con el Instituto Nacional de Normas Americanas (ANSI), quien adopta algunas de sus normas. El IEEE tiene su propio peso internacional, particularmente en el continente americano, sin embargo su labor de normalización no se contrapone al trabajo de la IEC. En la actualidad existen nexos entre IEEE e IEC.

5.2 Inicio del diseño: Características de la carga.

El tipo de carga a alimentar es para alumbrado público de vialidades para una zona turística-comercial donde se considera una clasificación de tráfico mayor y alto tránsito peatonal. La longitud total de vialidades es aproximadamente de 20 km con una sección transversal de 18 m en promedio (considerando aceras laterales y camellón central).

Ante las características y necesidades antes mencionadas, se propone una distribución interpostal a tresbolillo de 40 m, ancho de vía de 18 m y una altura de montaje de 9 m para lámparas de vapor de sodio alta presión de 250 W, obteniendo un promedio de luxes mantenidos de 20 lx, según recomendaciones y en base a los tabuladores realizados por IES (para la máxima separación que puede ser obtenida con diferentes luminarios y lámparas). La lámpara presenta una potencia de entrada de 300 W, factor de potencia ≥ 0.9 , lúmenes iniciales de 50,000 lm, tensión de 480 V y frecuencia de 60 Hz.

Por cada 40 m lineales de vialidad se instalarán 2 lámparas (recorridas entre ellas 20 metros e instaladas en aceras opuestas); por consiguiente, se requerirá un aproximado de 1,000 lámparas de 300 W para cubrir las necesidades de alumbrado a lo largo de los 20 km.

La carga total instalada propuesta es de 300 kW.

5.3 Consumo de energía.

5.3.1 Tarifas de facturación.

En la clausula NOVENA del Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala, "CIME" (**Anexo B**), determina el procedimiento con fines de facturación presentando para ello dos tipos de tarifas en media tensión: "Ordinaria" (OM) y "Horaria" (HM). Por características de la carga (>100 kW) se aplica la tarifa "Horaria" como facturación.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) maneja diversas tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica agrupándose de acuerdo al uso que se le dé a la energía. Establece como tarifas de uso específico como: domésticas (tarifa 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y DAC); servicios generales (hasta 25 kW); agrícolas (tarifa 9); bombeo de agua potable (tarifa 6) y alumbrado público (tarifa 5 y 5A).

En contraposición con lo mencionado anteriormente, el alumbrado público debería de facturarse como tarifa de uso específico (5 ó 5A), pero por considerarse como inversión y fomento de la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica, además de someterse a la cláusula nueve del CIME, no especificando el tipo de carga por parte del particular; y añadiendo lo indicado en la sección I.(d) del apartado de “DECLARACIONES” del CIME, donde menciona que la tensión de interconexión a la red eléctrica de CFE deberá ser de 1 kV hasta los 69 kV, se confirma el uso de la tarifa HM (Horaria Media Tensión) para servicio general en media tensión con demanda de 100 kW o más.

5.3.2 Tarifa HM

La tarifa HM se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda de 100 kW o más.

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo.

Para la tarifa HM se divide en tres periodos: punta, intermedio y base. Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año. Las regiones se subdividen en Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur.

El diseño de la central FV se ubica en el estado de Sinaloa, correspondiéndole los periodos tarifarios para la región Noroeste. La figura 5.1 muestra las 8 regiones tarifarias vigentes en el consumo de energía eléctrica del país.



fig. 5.1. Regiones tarifarias de CFE

www.cfe.gob.mx

Los periodos para la región Noroeste se muestran en las siguientes tablas, indicándose los periodos del año, los días de la semana ligados al horario y tarifa correspondiente.

1) Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Tabla 5.1. Horario tarifario verano, región Noroeste

2) Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Tabla 5.2. Horario tarifario invierno, región Noroeste

5.3.3 Consumo de energía en tarifa HM.

El día solar varía dependiendo de la estación del año, y como consecuencia de ello, la noche durante el invierno es más larga mientras que en el verano las noches son mucho más cortas.

La carga a alimentar para este proyecto es de alumbrado público, por lo que el consumo de energía eléctrica será en los periodos de ausencia de luz natural (noches). En las siguientes tablas se muestra el resultado del análisis para determinar el número de horas necesarias para alumbrado público para ambos periodos.

Horario de Invierno: Del último domingo de Octubre al sábado anterior al primer domingo de Abril [Horas]									
MES	Lunes a Viernes			Sábados			Domingos		
	Base	Intermedia	Punta	Base	Intermedia	Punta	Base	Intermedia	Punta
Enero	126.00	67.33	84.00	33.04	23.04	10.00	36.02	30.00	0.00
Febrero	120.00	55.23	80.00	25.46	17.46	8.00	26.85	24.00	0.00
Marzo	137.60	49.84	91.60	24.29	16.29	8.00	24.54	23.94	0.00
Abril	5.89	2.00	3.89	5.88	3.88	2.00	0.00	0.00	0.00
Mayo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Junio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Julio	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Agosto	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Septiembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Octubre	6.00	2.85	4.00	0.00	0.00	0.00	6.83	6.00	0.00
Noviembre	132.00	68.00	88.00	26.19	18.19	8.00	28.44	24.00	0.00
Diciembre	132.00	73.75	88.00	33.37	23.37	10.00	29.41	24.00	0.00

Tabla 5.3. Número de horas de alumbrado público para el horario de invierno

Horario de Verano: Del primer domingo de Abril al sábado anterior al último domingo de Octubre [Horas]									
MES	Lunes a Viernes			Sábados			Domingos		
	Base	Intermedia	Punta	Base	Intermedia	Punta	Base	Intermedia	Punta
Enero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Febrero	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Marzo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Abril	120.00	68.98	40.00	26.78	18.78	0.00	27.02	19.02	0.00
Mayo	132.00	64.27	44.00	25.79	17.79	0.00	32.35	22.35	0.00
Junio	132.00	58.30	44.00	25.30	17.30	0.00	25.29	17.29	0.00
Julio	126.00	58.23	42.00	31.95	21.95	0.00	31.98	21.98	0.00
Agosto	138.00	74.64	46.00	26.52	18.52	0.00	26.56	18.56	0.00
Septiembre	132.00	85.84	44.00	27.65	19.73	0.00	27.79	19.69	0.00
Octubre	120.00	90.81	40.00	35.00	27.64	0.00	29.91	20.00	0.00
Noviembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Diciembre	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla 5.4. Número de horas de alumbrado público para el horario de verano

La tabla 5.5 muestra la suma total de horas del horario de invierno y verano, en los distintos días de la semana y periodos.

Anual Total [Horas]									
MES	Lunes a Viernes			Sábados			Domingos		
	Base	Intermedia	Punta	Base	Intermedia	Punta	Base	Intermedia	Punta
Enero	126.00	67.33	84.00	33.04	23.04	10.00	36.02	30.00	0.00
Febrero	120.00	55.23	80.00	25.46	17.46	8.00	26.85	24.00	0.00
Marzo	137.60	49.84	91.60	24.29	16.29	8.00	24.54	23.94	0.00
Abril	125.89	70.98	43.89	32.65	22.65	2.00	27.02	19.02	0.00
Mayo	132.00	64.27	44.00	25.79	17.79	0.00	32.35	22.35	0.00
Junio	132.00	58.30	44.00	25.30	17.30	0.00	25.29	17.29	0.00
Julio	126.00	58.23	42.00	31.95	21.95	0.00	31.98	21.98	0.00
Agosto	138.00	74.64	46.00	26.52	18.52	0.00	26.56	18.56	0.00
Septiembre	132.00	85.84	44.00	27.65	19.73	0.00	27.79	19.69	0.00
Octubre	126.00	93.66	44.00	35.00	27.64	0.00	36.74	26.00	0.00
Noviembre	132.00	68.00	88.00	26.19	18.19	8.00	28.44	24.00	0.00
Diciembre	132.00	73.75	88.00	33.37	23.37	10.00	29.41	24.00	0.00

Tabla 5.5. Total de horas anual para alumbrado público

La carga total instalada para alumbrado público es de 300 kW, con este dato y el anual total de horas se obtiene el consumo total de energía eléctrica durante todo el año para los distintos periodos y meses, ver tabla 5.6.

CONSUMO DE ENERGÍA ANUAL													
Mes	Lunes a Viernes			Sábados			Domingos			Subtotal			Total [kWh]
	BASE	INTER	PUNTA	BASE	INTER	PUNTA	BASE	INTER	PUNTA	BASE	INTER	PUNTA	
Enero	37,800	20,198	25,200	9,911	6,911	3,000	10,806	9,000	-	58,516	36,109	28,200	122,825
Febrero	36,000	16,568	24,000	7,639	5,239	2,400	8,054	7,200	-	51,693	29,007	26,400	107,100
Marzo	41,280	14,951	27,480	7,286	4,886	2,400	7,362	7,183	-	55,929	27,020	29,880	112,829
Abril	37,767	21,295	13,167	9,796	6,796	600	8,107	5,707	-	55,670	33,798	13,767	103,234
Mayo	39,600	19,280	13,200	7,738	5,338	-	9,704	6,704	-	57,041	31,322	13,200	101,563
Junio	39,600	17,490	13,200	7,589	5,189	-	7,588	5,188	-	54,777	27,867	13,200	95,844
Julio	37,800	17,468	12,600	9,585	6,585	-	9,593	6,593	-	56,978	30,646	12,600	100,225
Agosto	41,400	22,392	13,800	7,956	5,556	-	7,967	5,567	-	57,323	33,515	13,800	104,638
Septiembre	39,600	25,752	13,200	8,296	5,919	-	8,336	5,906	-	56,231	37,577	13,200	107,008
Octubre	37,800	28,098	13,200	10,500	8,292	-	11,023	7,800	-	59,323	44,191	13,200	116,714
Noviembre	39,600	20,400	26,400	7,858	5,458	2,400	8,532	7,200	-	55,990	33,058	28,800	117,848
Diciembre	39,600	22,125	26,400	10,012	7,012	3,000	8,823	7,200	-	58,435	36,337	29,400	124,173
Total	467,847	246,017	221,847	104,166	73,181	13,800	105,894	81,247	-	677,907	400,446	235,647	1,314,000

Tabla 5.6. Consumo de energía anual

Analizando las columnas para el subtotal de los periodos Base, Intermedia y Punta de la tabla 5.6, se llega a la conclusión que el mayor consumo de energía se presenta en el periodo Base con el 51.59%, siguiéndole la Intermedia con el 30.48 % y con el 17.93 % para la punta. Este resultado

representa un indicador claro, donde el mayor consumo de energía se exhibe en la tarifa más económica, que por consiguiente, amortizará en un menor tiempo los costos de inversión al generar la mayor parte de la energía del sistema FV en el periodo de Intermedio.

La energía anual requerida para solventar las necesidades de alumbrado es de 1,314 MWh/año.

5.4 Dimensionamiento para la generación de 500 kW.

El diseño de la central FV para la generación de 500 kW se subdividirá en cinco arreglos FV de 100 kW cada uno, con el objetivo de resguardar la operación del sistema en caso de presentarse alguna falla o simplemente dar mantenimiento preventivo-correctivo. El diseño se realiza respetando el contrato de interconexión para fuentes de energías renovables o sistema de cogeneración en mediana escala (**Anexo B**).

Los cinco arreglos FV se diseñarán con las mismas características equivalentes. La Figura 5.2 muestra el detalle de bloques simplificado del sistema FV de 500 kW, con cargas locales e interconectadas a la red.

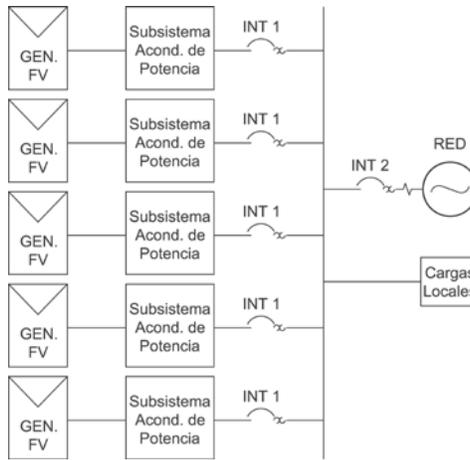


fig. 5.2. Detalla a bloques simplificada de sistema FV, 500 kW.

Para el dimensionamiento del sistema se proponen dos métodos a seguir. Se desarrollarán y analizarán ambos, consumando el dimensionamiento óptimo a las necesidades del proyecto.

5.4.1 Método 1: A partir de la Irradiación diaria promedio.

A través de la ecuación 5.1 se puede conocer la energía eléctrica anual que puede entregar un sistema FV en su salida.

$$E_{TOT} = Irr_{DIARIA} * A_0 * \eta_{INV} * \eta_{MFV} * N_d \quad (5.1)$$

Donde:

- E_{TOT} Energía total anual de salida del sistema FV (1,314,000 kW)

- Irr_{DIARIA} Irradiación diaria promedio (5.93 kWh/m²-día).
- A_0 Área efectiva del generador FV (m²).
- η_{INV} Eficiencia del inversor (98 %).
- η_{MFV} Eficiencia del generador FV (15 %).
- N_d Número de días correspondientes al año (365 días).

Partiendo de la ecuación anterior, se tiene que conociendo el valor de la irradiación diaria promedio en el sitio, la cantidad de energía eléctrica requerida del sistema FV y la eficiencia de los módulos e inversor, se puede conocer el área (A_0) de captación requerida para el generador FV (ecuación 5.2).

$$A_0 = \frac{E_{TOT}}{Irr_{DIARIA} * \eta_{INV} * \eta_{MFV} * N_d} \quad (5.2)$$

$$A_0 = \frac{1,314,000}{5.93 * 0.98 * 0.15 * 365} = 4,130.30m^2$$

Una vez obtenido el valor del área efectiva que debe tener el generador FV para entregar a la salida del sistema la energía deseada (E_{TOT}), se puede conocer su potencia nominal. Para ello se debe utilizar la hoja de especificación del módulo FV (**Anexo F**), y a partir de ésta obtener el área por módulo. El número de módulos necesarios se determina utilizando la ecuación 5.3.

$$N = \frac{A_0}{A_{MFV}} = \frac{4,130.30}{1.60} = 2,575.33 \text{ mod} \quad (5.3)$$

Donde:

- N Número de módulos del generador FV.
- A_0 Área efectiva del generador FV (4,130.30m²).
- A_{MFV} Área efectiva por módulo FV (1.60 m²).

Finalmente, con la ecuación 5.4 se obtiene la potencia nominal requerida para el sistema FV de diseño.

$$P_0 = N * P_{MFV} = 230 * 2575.33 = 592.33kW \quad (5.4)$$

Donde:

- P_0 Potencia nominal del generador FV (kWp)
- N Número de módulos del generador FV del sistema (2,575.33)
- P_{MFV} Potencia nominal del módulo FV (230 kW).

Para satisfacer las necesidades de energía eléctrica para el alumbrado público, se debe instalar una central FV de aproximadamente 2,575 módulos de 230 kW (515 módulos por inversor de 100 kW). Este método nos da un acercamiento del número de módulos requeridos, pero no nos dice exactamente la configuración del arreglo que debe llevar teniendo presente los parámetros eléctricos de los módulos e inversor. El siguiente método responde esta incógnita.

5.4.2 Método 2: Configuración del arreglo FV.

Este método permitirá determinar el número de módulos conectados en serie para formar cada String y determinar el número de Strings necesarios para formar el arreglo FV con las características eléctricas de voltaje y corriente permitidos en la entrada del inversor.

5.4.2.1 Número máximo de módulos conectados en serie (String).

Condición 1: La tensión a circuito abierto del generador FV siempre deberá ser menor que la tensión máxima de entrada en el inversor cuando la temperatura del módulo sea mínima. La temperatura mínima del módulo corresponderá con una temperatura ambiente mínima.

En Sinaloa, la temperatura del módulo mínima se suele producir en invierno a una temperatura ambiente de 7.5 °C acompañado a una irradiancia de 400 W/m² [5.1].

Para obtener la temperatura de célula a condiciones de temperatura exterior se realiza con la ecuación 5.5 expresada en condiciones de Temperatura de Operación Nominal de Célula (NOCT, Normal Operation Cell Temperature). El cálculo se desarrolla utilizando las condiciones en NOCT (irradiancia de 800 W/m², temperatura de 20 °C, velocidad del viento de 1 m/s y AM de 1.5) para recalcular la temperatura nominal de operación que alcanzaría la célula. A estas condiciones la temperatura de célula proporcionada por el fabricante es de 47.9 °C.

$$T_C = T_a + \left(\frac{T_{TONC} - 20}{800} \right) * G \quad (5.5)$$

Calculando para una temperatura mínima de 7.5 °C y una irradiancia de 400 W/m²

$$T_{C_{\min}} = 7.5 + \left(\frac{47.9 - 20}{800} \right) * 400 = 21.45^\circ C$$

Donde:

- $T_{C_{\min}}$, Temperatura de célula mínima [°C]
- T_a , Temperatura ambiente en las condiciones de sitio (7.5 °C)
- T_{TONC} , Temperatura de operación nominal de célula (47.9 °C)
- G , Irradiancia en las condiciones de sitio (400 kW/m²)

En estas condiciones de temperatura ambiente e irradiancia, la temperatura de célula alcanzada es de 21.45 °C.

Condición 2: El número máximo de módulos conectados en serie por String, se determina con la ecuación 5.6, realizando el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor a circuito abierto y la tensión a circuito abierto del módulo a su temperatura mínima ($T_{C\min}$).

$$N_{\max} \leq \frac{V_{OC,Inv}}{T_{C\min}} \quad (5.6)$$

Donde:

- N_{\max} : Número máximo de módulos por String conectados en serie.
- $V_{OC,Inv}$: Tensión máxima de entrada a circuito abierto en el inversor V.

A partir de las especificaciones técnicas del inversor seleccionado (**Anexo F**), se sabe que la tensión máxima de entrada en vacío es de 600 V; por otra parte, en la hoja de especificaciones técnicas del módulo, la tensión a circuito abierto en STC es de 36.9 V y la variación de tensión a circuito abierto con la temperatura es de -0.133 V/°C. Con estos datos se calcula usando la ecuación 5.7 el valor de la tensión a circuito abierto del módulo FV a 21.45 °C.

$$V_{OC(T\min)} = V_{OC(STC)} + [\Delta T * \Delta V_{OC}] \quad (5.7)$$

$$V_{OC(21.45)} = 36.9 + [(21.45 - 25) * (-0.133)] = 37.37V$$

Donde:

- $V_{OC(STC)}$: Tensión en circuito abierto para condiciones de prueba estándar (STC) V.
- ΔT : Variación de la temperatura con respecto a la temperatura de referencia (25 °C).
- ΔV_{OC} : Coeficiente de temperatura de V_{CO} (-0.133 V/°C).

El valor de la tensión en circuito abierto máxima para una temperatura de célula a 21.45 °C es de 37.37 V.

Aplicando la ecuación 5.6 para determinar el número máximo de módulos conectados en serie (String), se tiene que:

$$N_{\max} \leq \frac{V_{OC,Inv}}{V_{OC(21.45)}} = \frac{600}{37.37} = 15.91 \rightarrow 16 \text{ mod}$$

El máximo número de módulos conectados en serie para formar un String no debe ser superior a los 16.

5.4.2.2 Número mínimo de módulos conectados en serie (String).

El número mínimo de módulos por String vendrá limitado por la tensión mínima de entrada al inversor en el punto de máxima potencia ($V_{\min PMP,Inv}$).

El valor mínimo de esta tensión conectada en serie, deberá ser mayor o igual $V_{\min PMP,Inv}$ del campo generador FV, que se produce cuando la temperatura del módulo es máxima.

En Sinaloa la máxima temperatura del módulo suele darse en verano para una irradiancia del orden de 1,000 W/m² y una temperatura ambiente de 42°C [5.1].

Cuando $V_{\min(T \max) modulo}$ del generador está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor en el punto de máxima potencia ($V_{\min PMP,Inv}$), el inversor no será capaz de seguir el punto de máxima potencia del campo generador e incluso podría llegar a averiarse.

El número mínimo de módulos conectados en serie, se obtiene de la ecuación 5.8 con el cociente de la tensión mínima de entrada del inversor en el punto de máxima potencia ($V_{\min PMP,Inv}$) y de la tensión mínima del módulo en el punto de máxima potencia ($V_{\min(T \max) mod}$).

$$N_{\min} \leq \frac{V_{\min PMP,Inv}}{V_{\min(T \max) mod}} \quad (5.8)$$

Donde:

- N_{\min} : Número mínimo de módulos por String conectados en serie.
- $V_{\min PMP,Inv}$: Tensión mínima de entrada en el punto de máxima potencia en el inversor.
- $V_{\min(T \max) mod}$: Tensión en el punto de máxima potencia del módulo a su temperatura máxima.

La tensión de entrada mínima en el punto de máxima potencia del inversor ($V_{\min PMP,Inv}$) es de 330 V, dato que se obtiene de la hoja de especificaciones.

Del mismo modo se sabe que la tensión en el punto de máxima potencia del módulo es 29.8 V en STC, es decir, a una temperatura de célula de 25 °C.

El valor de la tensión máxima del módulo a una temperatura de célula de 70 °C se puede obtener a partir del coeficiente de variación de la tensión máxima del módulo con la temperatura, dato que

puede suministrar el fabricante del módulo en %/°C o en mV/° C. En caso de que el fabricante del módulo no proporcione este dato, se puede considerar que la tensión en el punto de máxima potencia a una temperatura de 70 °C es aproximadamente un 18% menor que la del módulo en condiciones estándar de medida (STC) (a falta de datos, para módulos monocristalinos y policristalinos es válido suponer que la tensión en el punto de máxima potencia disminuye un 0.4 %/°C que la temperatura de la célula es superior a los 25 °C).

En este caso, el fabricante del módulo no especifica la variación de la tensión en el punto de máxima potencia con la temperatura. Realizando la suposición del párrafo anterior, se tiene:

$$V_{\max(70^{\circ}C)} = V_{\max(25^{\circ}C)\text{mod}} - \frac{18}{100} * V_{\max(25^{\circ}C)\text{mod}}$$

$$V_{\max(70^{\circ}C)} = 29.8 - 5.364 = 24.43V$$

Aplicando la ecuación 5.8 para determinar el número mínimo de módulos conectados en serie (String), se tiene que

$$N_{\min} \leq \frac{V_{\min PMP,Inv}}{V_{\max(T^a_{\max})panel}} = \frac{330}{24.43} = 13.50 \rightarrow 14 \text{ mod}$$

El mínimo número de módulos conectados en serie para formar un String no debe ser menor a los 14.

5.4.2.3 Número máximo de String conectados en paralelo.

El número de String en paralelo tendrá que cumplir que la corriente de cortocircuito de cada String a la temperatura máxima del módulo, sea menor que la corriente máxima de entrada al inversor. Cumpliendo con la ecuación 5.9, donde el número de Strings en paralelo deberá ser menor o igual al cociente de la corriente máxima del inversor entre la corriente de corto circuito de String a la temperatura máxima:

$$N_{ramas,paralelo} \leq \frac{I_{\max,inv}}{I_{cc,String}} \quad (5.9)$$

La corriente de cortocircuito de cada String ($I_{cc,String}$) se calcula a la temperatura máxima del módulo referida a la temperatura ambiente máxima registrada, 42 °C, y a la irradiancia ligada a esa temperatura 900 kW/m² [1]. Aplicando la ecuación 5.5.

$$T_{C_{\max}} = 42 + \left(\frac{47.9 - 20}{800} \right) * 900 = 73.38^{\circ}C$$

Se obtiene una temperatura de célula de 73.38 °C.

Al igual que ocurre con la tensión a circuito abierto, los fabricantes de módulos FV en sus hojas de especificaciones, suelen indicar el coeficiente de variación de la intensidad de cortocircuito del módulo con la temperatura, expresado en % / °C o en mA / °C con respecto a una temperatura de célula de 25 °C.

Para el inversor seleccionado la corriente máxima de entrada es de 320 A. La corriente de cortocircuito de un String será igual a la corriente de cortocircuito de cualquiera de los módulos. La corriente de cortocircuito del módulo seleccionado es de 8.36 A en STC (**Anexo F**).

El fabricante del módulo, especifica que el coeficiente de temperatura de la corriente de cortocircuito es de 0.00513 A/°C (ΔI_{cc}), por tanto, la corriente de cortocircuito de un String a una temperatura de célula de 73.38 °C se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc,max(módulo)} = I_{cc(STC)} + [(T_{C_{max}} - 25^{\circ}C) * \Delta I_{cc}] \quad (5.10)$$

$$I_{cc,max(Panel)} = 8.36A + [(73.38 - 25) * 0.00513] = 8.60A$$

Donde:

- $I_{cc(STC)}$: Intensidad de cortocircuito del módulo en condiciones estándar STC (8.36 °C).
- ΔI_{cc} : Coeficiente de temperatura de I_{cc} (0.00513 A/°C).
- $T_{C_{max}}$, Temperatura de célula máxima [°C]

El valor de la intensidad de cortocircuito máxima para una temperatura de célula a 73.38 °C es de 8.60 A.

El número de String en paralelo, tendrá que cumplir la ecuación 5.9.

$$N_{ramas,paralelo} \leq \frac{I_{max,inv}}{I_{cc,rama}} = \frac{320}{8.60} = 37.20 \rightarrow 37String$$

El número de String en paralelo que conforma el generador FV no podrá ser superior a 37.

5.4.3 Elección de la configuración

Con el método 1 de la sección 5.3.1, se obtuvo una aproximación de 515 módulos para un inversor de 100 kW.

Los resultados obtenidos con el método 2, arrojó como resultado un máximo de 37 Strings, donde cada String está limitado de 14 a 16 módulos en serie, dando como resultado que el arreglo FV deberá estar formado entre 518 (14x37) y 592 (16x37) módulos.

Comparando ambos métodos se selecciona el arreglo de 14 módulos por 37 Strings, con un total de 518 módulos muy cercano a los 515 módulos obtenidos en el método 1.

La configuración seleccionada como generador, cumple todas las condicionantes para un óptimo funcionamiento entre el generador y el inversor.

La tabla 5.7 muestra los parámetros de entrada y salida del inversor en equilibrio con el dimensionamiento de la central FV.

Valores de entrada campo generador 105 kW	Inversor
Tensión Voc máxima (V):	523.21 ≤ 600
Tensión Vmax máxima potencia (V):	461.00 ≤ 600
Tensión Vmax mínima potencia (V):	342.10 ≥ 330
Corriente Icc max (A):	318.50 ≤ 320
Potencia del Generador (kW):	119.14 ≥ 105
Relación Pinv/Pgen:	0.88

Tabla 5.7. Resumen valores de entrada al inversor.

5.5 Cálculos en Corriente Directa.

5.5.1 Descripción.

El arreglo FV para la conexión a un inversor con capacidad de 100 kW, consiste en 37 strings conectados en paralelo. Cada String configurado por 14 módulos en serie. A la salida de cada String se colocará un diodo de bloqueo. En la caja combinadora FV donde se agrupan los 37 Strings contiene un protector contra sobretensiones (varistor), y cada string contiene un fusible. El cableado de cada String hasta caja combinadora se realiza con cable RHW-2 instalado en tubo conduit metálico; la misma especificación se aplica de la caja combinadora al inversor, previendo entre ambos equipos un dispositivo de desconexión y protección.

La figura 5.3 presenta esquemática la configuración de elementos y dispositivos que se describió anteriormente.

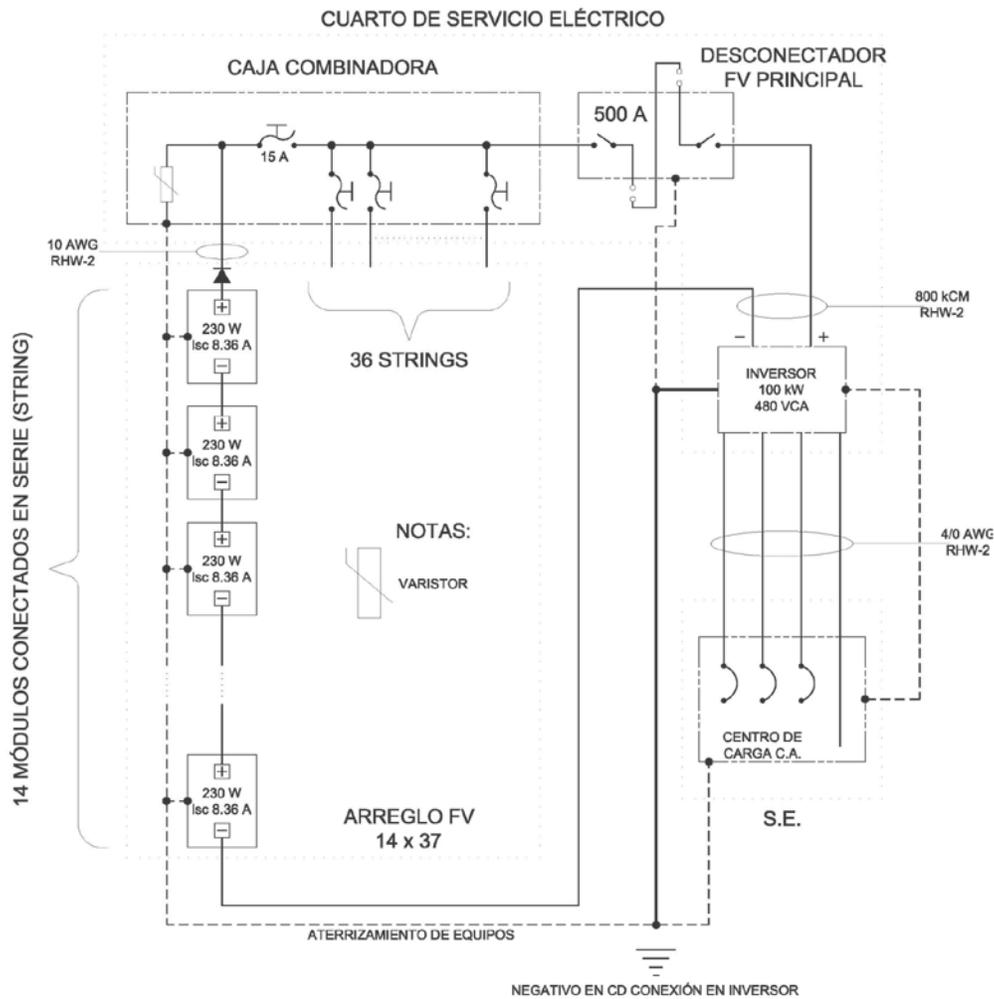


fig. 5.3. Arreglo FV de 100 kW interconectado a la red.

5.5.2 Cálculos: Conductores y Protecciones.

1. Corriente de corto circuito por String: 8.36 A, aplicando 690.8 (B)(1) (**Anexo C**).
 $125\% (UL): 1.25 \times 8.36 = 10.45 \text{ A}$
 $125\% (NEC): 1.25 \times 10.45 = 13.06 \text{ A}$

Los módulos en cada String están conectados en serie (**Plano E-04, Anexo F**). Los módulos y el conductor conectado operan a 73.38 °C (ver sección 5.4.2.3). El factor de reducción de potencia por temperatura para el conductor RHW-2 es 0.41. La ampacidad requerida a 30 °C para este cable es 31.85 A (13.06 / 0.41). El cable RHW-2 calibre 10 AWG tiene una ampacidad de 40 A con aislamiento a 90 °C y una ampacidad de 35 A a 75 °C, así que, no hay problema con el extremo del cable conectado al fusible (con terminal de 75 °C), ya que los 10.45 A está por debajo de cualquier ampacidad (**Tabla 310-16, Anexo D**).

Este cable se protege con un fusible de 15 A como lo muestra los cálculos obtenidos y acorde a las recomendaciones del fabricante del módulo. La selección del conductor de puesta a tierra correspondiente al fusible de 15 A (**Tabla 250-95, Anexo D**) es de calibre 12 AWG. Para homogenizar calibres de conductores en la adquisición de materiales, se decidió que sea con cable de cobre calibre 10 AWG, quedando sobrado en su capacidad sin mayor problema.

2. Corriente de corto circuito del arreglo FV: 309.32 A (8.36x37), aplicando 690.8(B)(1).
 125% (*UL*): $1.25 \times 309.32 = 386.65 \text{ A}$
 125% (*NEC*): $1.25 \times 386.65 = 483.31 \text{ A}$

El cable que va desde la caja combinadora donde se realizan las conexiones de los 37 String hasta el desconectador FV principal, trabaja a 42 °C. El factor de disminución de ampacidad para el cable RHW-2 con aislamiento de 90 °C es 0.87. Esto da lugar a una ampacidad de 555.52 A ($483.31 / 0.87$) a 30°C. El cable RHW-2 calibre 800 kCM cumple esos requisitos con una ampacidad de 555 A (90°C de aislamiento).

La protección-desconectador contra sobrecorriente prevista es de 500 A. Como el conductor negativo del campo está puesto a tierra, sólo se necesita un desconectador monopolar.

El conductor de puesta a tierra corresponde a calibre 2 AWG con cable de cobre para una protección de 500 A. (**Plano E-09, Anexo E**)

3. Corriente a la salida del inversor: 133 A.
 125% (*NEC*): $1.25 \times 133 = 166.25 \text{ A}$

El cable que va desde el inversor hasta el centro de carga opera a 30°C. El cable es tipo RHW-2 del número 4/0 AWG (evaluado con 75°C de aislamiento) tiene una ampacidad de 230 A. Un interruptor trifásico de 175 A (3x175) proporciona una desconexión de CA y protección contra sobreintensidades en el centro de carga.

El conductor de puesta a tierra corresponde a calibre 6 AWG, con cable de cobre para una protección de 175 A.

4. Los conductores de puesta a tierra de los equipos en este sistema deberían ser al menos del calibre 2 AWG. El conductor del electrodo de puesta a tierra del sistema de CD y CA debería ser de calibre 2/0 AWG.

Un conductor calibre 2/0 AWG del electrodo de puesta a tierra podría permitirse si se le proporciona la protección física mediante la instalación en conduit.

Aunque no se muestra en el diagrama, habrá un conductor electrodo de tierra en CD desde el inversor a un electrodo de tierra por separado (o sistema). El electrodo de tierra de CD debe estar conectado al electrodo de tierra de CA. Alternativamente, el conductor del electrodo de puesta de CD puede estar conectado directamente al electrodo de tierra de CA (**Plano E-10,11 y 12, Anexo E**).

Todos los circuitos de CD deben tener una tensión nominal de al menos 645.75 V (1.25 x 16 x 36.9). Por lo general, conductores de 1000 V nominales, fusibles, y equipos en CD pueden ser utilizados.

5.5.3 Cálculos: Regulación de voltaje en CD.

Todos los conductores seleccionados en el apartado anterior son de cobre; además de cubrir las necesidades por ampacidad y protección a las temperaturas de operación, también deberán tener la sección transversal adecuada para evitar caídas de tensión (regulación de voltaje) y sobrecalentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CD deberán tener sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5%, teniendo como referencia las tensiones correspondientes en las cajas de conexiones de los módulos.

Para el cálculo de las correspondientes secciones, se tomarán los valores de tensión en condiciones estándar de funcionamiento (STC) y para el caso de la corriente se tomará la de cortocircuito aplicando el factor del 125 % que indica la UL.

Por cada String no podrán circular corrientes procedentes de otros, para lo cual, se colocarán los elementos de protección necesarios.

La regulación de voltaje se calculará para cada String mediante las siguientes ecuaciones de corriente directa:

$$\Delta V\% = 100 \left[1 - \left(\frac{V_l}{V_f} \right) \right] \quad V_l = \frac{R_l}{R_l + R_c} V_f \quad R_c = 2 \frac{\rho L}{A} \quad R_l = \frac{V_f}{I_n}$$

Donde:

- $\Delta V\%$ Caída de tensión (%).
- V_l Tensión en la carga (V).
- V_f Tensión de la fuente (V).
- L Longitud del circuito (m)
- ρ Resistividad del cobre (0.018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$)
- A Sección transversal del conductor [mm^2].
- R_l Resistencia de carga (Ω).

R_c Resistencia del conductor (Ω).

I_n Corriente del sistema (A).

Como se ha mencionado en apartados anteriores, cada String está formado por 14 módulos conectados en serie. La interconexión entre los módulos se ha realizado mediante conductores de sección 4 mm^2 que los propios módulos poseen, completando la distancia restante hasta la caja combinadora con conductor calibre 10 AWG y aislamiento RHW-2. La distancia varía de acuerdo a la posición del String (**Plano E-06, Anexo E**).

Calculando la regulación de voltaje para el String 1, a una distancia de 35 m y conductor tipo RHW-2 calibre 10 AWG (5.26 mm^2), aplicando las ecuaciones para corriente directa:

1. Tensión del sistema en STC.

$$14 \times 29.8 = 417.2 \text{ V}$$

2. Corriente del sistema en condiciones de corto circuito.

$$1.25 \times 8.36 = 10.45 \text{ A}$$

3. Calculado la resistencia del cable:

$$R_c = 2 \frac{0.018 \times 35}{5.26} = 0.2395 \Omega$$

4. Calculando la resistencia de la carga:

$$R_l = \frac{417.2}{10.45} = 39.92 \Omega$$

5. Calculando la tensión de la carga:

$$V_l = \frac{39.92}{39.92 + 0.2395} * 417.2 = 414.71 \text{ V}$$

6. Calculando la regulación de voltaje.

$$V_r = 100 \left[1 - \frac{414.7}{417.2} \right] = 0.60\%$$

que equivale a una caída de 2.49 V.

La tabla 5.8 muestra en resumen la regulación de voltaje para cada uno de los 37 Strings que conforma el arreglo FV para un inversor con capacidad de 100 kW. Como ya se mencionó en un principio del capítulo, el proyecto consta de una central FV de 500 kW, subdividido en 5 arreglos (**Plano E-07, Anexo E**). Por consiguiente cada arreglo es igual en características eléctricas y electromecánicas. En otras palabras, la tabla es válida para el arreglo FV de los 5 inversores.

Inversor					No. Módulos	Vmax (STC)	Isc	I calculo (125% Isc)	L	Sección transversal	Rc	RI	VI	Regulación de voltaje		Potencia perdida
1	2	3	4	5										[V]	[A]	
String #					[pza]	[V]	[A]	[A]	[m]	[mm ²]				[V]	[%]	[W]
1 38 75 112 149	14	417.2	8.36	10.45	35	5.26	0.24	39.92	414.71	2.49	0.60	20.80				
2 39 76 113 150	14	417.2	8.36	10.45	31	5.26	0.21	39.92	414.99	2.21	0.53	18.44				
3 40 77 114 151	14	417.2	8.36	10.45	35	5.26	0.24	39.92	414.71	2.49	0.60	20.80				
4 41 78 115 152	14	417.2	8.36	10.45	35	5.26	0.24	39.92	414.71	2.49	0.60	20.80				
5 42 79 116 153	14	417.2	8.36	10.45	31	5.26	0.21	39.92	414.99	2.21	0.53	18.44				
6 43 80 117 154	14	417.2	8.36	10.45	35	5.26	0.24	39.92	414.71	2.49	0.60	20.80				
7 44 81 118 155	14	417.2	8.36	10.45	27	5.26	0.18	39.92	415.28	1.92	0.46	16.07				
8 45 82 119 156	14	417.2	8.36	10.45	23	5.26	0.16	39.92	415.56	1.64	0.39	13.70				
9 46 83 120 157	14	417.2	8.36	10.45	27	5.26	0.18	39.92	415.28	1.92	0.46	16.07				
10 47 84 121 158	14	417.2	8.36	10.45	27	5.26	0.18	39.92	415.28	1.92	0.46	16.07				
11 48 85 122 159	14	417.2	8.36	10.45	23	5.26	0.16	39.92	415.56	1.64	0.39	13.70				
12 49 86 123 160	14	417.2	8.36	10.45	27	5.26	0.18	39.92	415.28	1.92	0.46	16.07				
13 50 87 124 161	14	417.2	8.36	10.45	19	5.26	0.13	39.92	415.85	1.35	0.32	11.32				
14 51 88 125 162	14	417.2	8.36	10.45	15	5.26	0.10	39.92	416.13	1.07	0.26	8.95				
15 52 89 126 163	14	417.2	8.36	10.45	19	5.26	0.13	39.92	415.85	1.35	0.32	11.32				
16 53 90 127 164	14	417.2	8.36	10.45	19	5.26	0.13	39.92	415.85	1.35	0.32	11.32				
17 54 91 128 165	14	417.2	8.36	10.45	15	5.26	0.10	39.92	416.13	1.07	0.26	8.95				
18 55 92 129 166	14	417.2	8.36	10.45	19	5.26	0.13	39.92	415.85	1.35	0.32	11.32				
19 56 93 130 167	14	417.2	8.36	10.45	12	5.26	0.08	39.92	416.34	0.86	0.21	7.16				
20 57 94 131 168	14	417.2	8.36	10.45	16	5.26	0.11	39.92	416.06	1.14	0.27	9.54				
21 58 95 132 169	14	417.2	8.36	10.45	12	5.26	0.08	39.92	416.34	0.86	0.21	7.16				
22 59 96 133 170	14	417.2	8.36	10.45	16	5.26	0.11	39.92	416.06	1.14	0.27	9.54				
23 60 97 134 171	14	417.2	8.36	10.45	16	5.26	0.11	39.92	416.06	1.14	0.27	9.54				
24 61 98 135 172	14	417.2	8.36	10.45	12	5.26	0.08	39.92	416.34	0.86	0.21	7.16				
25 62 99 136 173	14	417.2	8.36	10.45	16	5.26	0.11	39.92	416.06	1.14	0.27	9.54				
26 63 100 137 174	14	417.2	8.36	10.45	24	5.26	0.16	39.92	415.49	1.71	0.41	14.29				
27 64 101 138 175	14	417.2	8.36	10.45	20	5.26	0.14	39.92	415.77	1.43	0.34	11.92				
28 65 102 139 176	14	417.2	8.36	10.45	24	5.26	0.16	39.92	415.49	1.71	0.41	14.29				
29 66 103 140 177	14	417.2	8.36	10.45	24	5.26	0.16	39.92	415.49	1.71	0.41	14.29				
30 67 104 141 178	14	417.2	8.36	10.45	20	5.26	0.14	39.92	415.77	1.43	0.34	11.92				
31 68 105 142 179	14	417.2	8.36	10.45	24	5.26	0.16	39.92	415.49	1.71	0.41	14.29				
32 69 106 143 180	14	417.2	8.36	10.45	32	5.26	0.22	39.92	414.92	2.28	0.55	19.03				
33 70 107 144 181	14	417.2	8.36	10.45	28	5.26	0.19	39.92	415.21	1.99	0.48	16.66				
34 71 108 145 182	14	417.2	8.36	10.45	32	5.26	0.22	39.92	414.92	2.28	0.55	19.03				
35 72 109 146 183	14	417.2	8.36	10.45	32	5.26	0.22	39.92	414.92	2.28	0.55	19.03				
36 73 110 147 184	14	417.2	8.36	10.45	28	5.26	0.19	39.92	415.21	1.99	0.48	16.66				
37 74 111 148 185	14	417.2	8.36	10.45	32	5.26	0.22	39.92	414.92	2.28	0.55	19.03				
TOTAL	518	417.2	309.32	386.65	882					Regulación Máxima %:	0.60	525.02				

Tabla 5.8. Cálculo de la Regulación en CD de Strings

Analizando los datos totales obtenidos de la tabla 5.8, se aprecia el número total de módulos FV, la tensión del sistema, la corriente máxima en el punto de convergencia de cada String en la caja combinadora y por último la regulación máxima que presenta el sistema (0.60 %).

Del mismo modo como se realizó el cálculo de regulación en CD de cada String, la tabla 5.9 presenta el cálculo de la regulación del alimentador que va de la caja combinadora al desconectador FV principal y del desconectador FV principal al inversor.

Combinador de Carga – Desconectador FV - Inversor	No. Módulos	Vmax (STC)	Isc	I calculo (125% Isc)	L	Sección transversal	Rc	RL	VL	Regulación de voltaje		Max. C.d.t. Acumulada		Pperdida
	[pza]	[V]	[A]	[A]	[m]	[mm ²]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[V]	[%]	[V]	[%]	[W]
1	518	414.71	309.32	386.65	10	405.00	0.001	1.07	414.37	0.34	0.08	2.83	0.68	106.22
2	518	414.71	309.32	386.65	10	405.00	0.001	1.07	414.37	0.34	0.08	2.83	0.68	106.22
3	518	414.71	309.32	386.65	10	405.00	0.001	1.07	414.37	0.34	0.08	2.83	0.68	106.22
4	518	414.71	309.32	386.65	10	405.00	0.001	1.07	414.37	0.34	0.08	2.83	0.68	106.22
5	518	414.71	309.32	386.65	10	405.00	0.001	1.07	414.37	0.34	0.08	2.83	0.68	106.22
TOTAL	2590	414.71	1546.60	1933.25	50					Regulación Total Máxima del sistema en CD %:		1.28	1056.13	

Tabla 5.9. Cálculo de la regulación Total en CD

La máxima caída de tensión que presentará el sistema FV es del 1.28 % siendo inferior al 1.5 % indicado al principio de esta sección.

5.5.4 Canalización de los conductores.

La configuración de conductores a la salida de cada String está compuesta por 3 cables de cobre calibre 10 AWG y aislamiento RHW-2 (positivo, negativo y tierra) que entran a un registro tipo condulet FSX haciendo uso de conectores tipo glándula para mantener la hermeticidad. En el registro tipo condulet se centra el cableado de 2 strings más, con la misma configuración y características. La canalización correspondiente para este arreglo de conductores (3 positivos, 3 negativos y 3 tierras), será en tubo conduit Pared Gruesa Galvanizada (PGG) con diámetro de 35 mm (1-1/4”), que va desde el registro tipo condulet hasta el registro de concreto contiguo al panel (**Plano E-05, Anexo E**).

La canalización que va del registro de concreto contiguo al panel hasta la caja combinadora localizada en el cuarto de servicio eléctrico (**Plano E-06, Anexo E**) será haciendo uso de un banco de ductos con tubería tipo PVC de 41 mm (1-1/2”) de diámetro (**Tabla C1 y C2, Anexo D**).

5.5.5 Factor por agrupamiento.

El agrupamiento por canalización de 35 mm ó 41 mm es de 9 conductores calibre 10 AWG (3 positivos, 3 negativos y 3 tierras). El número de conductores portadores de corriente son 6, el factor de ajuste es al 80 % (**Tabla 400-5, Anexo D**).

Se debe satisfacer 31.86 A de carga ajustando por temperatura en la sección 5.5.2. Reajustando por agrupamiento para este cable es 39.82 A(31.86/0.8). El cable RHW-2 calibre 10 AWG tiene una ampacidad de 40 A con aislamiento a 90 °C cumpliendo por factor de agrupamiento en la perfección.

5.6 Cálculos en Corriente Alterna.

Para el diseño de la Instalación Eléctrica de Fuerza en CA, se tomaron en cuenta los requisitos técnicos y de seguridad para usuarios, equipos y productos contra los riesgos que representa el uso de la energía eléctrica.

Esta parte de diseño del proyecto se realizó en base a la (NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEDE-2005).

5.6.1 Fórmulas generales en CA.

- Carga en amperes para sistemas trifásicos (4 Hilos):

$$I_n = \frac{W}{E_f * \sqrt{3} * fp} \quad (5.11)$$

- Corriente corregida por temperatura y agrupamiento:

$$I_c = \frac{I_n}{fa * ft} \quad (5.12)$$

- Corriente corregida por temperatura y agrupamiento para cargas continuas o una combinación de ambas, considerando un 25 % más a la carga continua:

$$I_c = \frac{I_n * 1.25}{fa * ft} \quad (5.13)$$

- Regulación de voltaje (caída de tensión).

1. Sistemas Trifásicos:

$$e \% = \frac{\sqrt{3} I_n L (X \operatorname{sen} \theta + R \cos \theta)}{10 * E_F} \quad (5.14)$$

2. Sistemas Monofásicos:

$$e \% = \frac{I_n L (X \operatorname{sen} \theta + R \cos \theta)}{5 * E_N} \quad (5.15)$$

- Protección del alimentador:

$$I_p = I_n * 1.25\% \quad (5.16)$$

Donde:

I_n = Corriente nominal del circuito en amperes.

- I_c = Corriente corregida del circuito en amperes.
 W = Potencia real del circuito en kilowatts.
 E_f = Tensión del sistema fase a fase en volts (480 VCA)
 fp = factor de potencia del sistema = 0.90
 fa = factor de agrupamiento de los conductores
 ft = factor de temperatura del medio ambiente
 R = Resistencia total del alimentador en ohms.
 X = Reactancia total del alimentador en ohms.
 L = longitud total del conductor en metros
 θ = Angulo de desfaseamiento entre "I" y "V", dado que el fp . Actualmente de acuerdo a las normas oficiales mexicanas es de 0.9, para la realización de los cálculos. Se tiene que $\cos \theta = 0.9$ y el $\sin \theta = 0.43$.
 $e\%$ = Caída de tensión en %.

5.6.2 Selección de los conductores.

Las condiciones básicas utilizadas para seleccionar el calibre de los conductores son:

- Selección por corriente.

El calibre mínimo de los conductores para la llegada a cada circuito de fuerza será el que se derive aplicando los factores por agrupamiento y temperatura.

El porcentaje de relleno para más de 2 conductores en tubo conduit será del 40% (**Tabla 10-8, Anexo D**).

En el caso de los circuitos de más de 100 A nominales, la capacidad de conducción de corriente se determinará basándose en su capacidad a 75 °C, aún cuando la temperatura de operación del conductor sea mayor de acuerdo a lo establecido por la NOM-001-SEDE 2005, Capítulo 110-14 inciso C (limitaciones por temperatura).

La salida de cada uno de los inversores en la parte de corriente alterna se realiza de forma independiente hasta una interconexión donde se unifican. Este punto es un bus de cobre en el interior del Tablero General "TGG1". El conductor seleccionado es con aislamiento tipo RHW-2 3 x 107 mm² Cu + 1 x 107 mm² Cu (4/0 AWG), que según la tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE 2005 (**Ver Anexo D**), soporta una intensidad máxima de 230 A a 75 °C, superior a los 133 A nominales que da de salida el inversor (**Plano E-09, Anexo E**).

Para el tramo que va desde el Tablero General de Generación (TGG1) hasta el Interruptor Principal 2 (INT. P2) instalado en la subestación compacta, se ha seleccionado un conductor RHW-2 de 300 KCM en un arreglo de tres conductores por fase; es decir, 3 x 3 x 152 mm² Cu + 1 x 3 x 152 mm² Cu, que según la tabla 310-16 de la NOM-001-SEDE-2005 soporta una intensidad máxima de 855 A (3 x 285), superior a los 665 A (333 x 5) que circulan en este tramo.

5.6.3 Cumplimiento por factores por temperatura, agrupación y regulación de voltaje (caída de tensión).

Para poder determinar el conductor adecuado para el tramo del conductor indicado se realizara mediante el método por impedancia, para este fin se necesitan tener los valores de resistencia (R) y reactancia (X).

Los valores de "R" y "X" se obtienen de la tabla 9 del NEC; a una conversión al Sistema Internacional (**Ver Anexo D**).

5.6.3.1 Cálculo del alimentador principal inversor 1 hacia tablero principal TGG1.

Criterios para la selección del Alimentador Principal en baja tensión:

- Carga Total instalada en Watts:	105,000 W
- Longitud del alimentador:	55 m
- Tensión de alimentación:	480 V
- Factor de Potencia, F.P.:	0.90
- No. de Hilos Conductores:	3
- Factor por Agrupamiento, F.A.:	1.00
- Temperatura Máx.:	42 °C
- Factor por Temperatura, F.T.:	0.82

1. Calculando la corriente nominal para este circuito y aplicando la ecuación 5.11 se tiene que:

Corriente Nominal, I_n : 133 A

Determinando la corriente corregida por temperatura (**Tabla 310-16, Anexo D**) y agrupación no llevando más de tres conductores (**Tabla 310-15, Anexo D**), considerando la carga como continua y aplicando la ecuación 5.13, se tiene que:

$$I_c = \frac{133 * 1.25}{1 * 0.82} = 202.74$$

El cable RHW-2 seleccionado opera a 30°C, calibre 4/0 AWG (evaluado con 75°C de aislamiento) tiene una ampacidad de 230 A mayor a la corriente corregida calculada.

2. Calculando la caída de tensión del alimentador, usando la Tabla 9 de la NEC (**Anexo D**) y aplicando la ecuación 5.14:

Reactancia Inductiva $X_L = 0.134514 \Omega/m$

Resistencia R= 0.203412 Ω/m

Calculando

$$e \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 133 \cdot 55 \cdot (0.134514 \text{sen}25.84 + 0.203412 \text{cos } 25.84)}{10 \cdot 480}$$

Caída de Tensión, e%: 0.638 % < 3 %, cumple.

3. Calculando la protección del alimentador, aplicando la ecuación 5.16:

Corriente de Protección, IP=133*1.25= 166.25 A

Como 166 A es próximo al interruptor comercial 3x175 A, se selecciona el Interruptor termomagnético de 3x175 A como protección principal del alimentador

La tabla 5.10 muestra el cálculo de los alimentadores principales en corriente alterna que van de los Inversores a los interruptores principales instalados en el Tablero General (TGG1). Se calcula el alimentador que va del tablero TGG1 al Interruptor Principal 2 (INT. P2), ubicado en el Tablero de distribución Master Pact correspondiente a la Subestación Eléctrica principal (**Plano E-9 y E-14**), los cuales se obtuvieron mediante el método de cálculo antes descrito.

Tramo	Potencia	Vmax (STC)	Isc	L	S adaptada	Isc	XL	R	Z	C.d.t.
	[W]	[V]	[A]	[m]	[mm ²]	[A]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω/km]	[%]
Inver. 1 - TGG1	105000	480	133	55	107.00	202.66	0.13451	0.20341	0.24	0.638
Inver. 2 - TGG1	105000	480	133	59	107.00	202.66	0.13451	0.20341	0.24	0.684
Inver. 3 - TGG1	105000	480	133	94	107.00	202.66	0.13451	0.20341	0.24	1.090
Inver. 4 - TGG1	105000	480	133	86	107.00	202.66	0.13451	0.20341	0.24	0.997
Inver. 5 - TGG1	105000	480	133	52	107.00	202.66	0.13451	0.20341	0.24	0.603
TGG1 - INT. P2	525000	480	665	10	177	830.89	0.1345	0.14435	0.19	0.151

Tabla 5.10. Tabla cálculo de Alimentadores en Corriente Alterna

La caída de tensión total acumulada en el lado de corriente alterna de la instalación con los conductores seleccionados es de 0.15%, muy inferior al 3% al fijado por la NOM-001-SEDE-2005.

5.7 Subestación Eléctrica Principal en 13.8 kV

Tomando en consideración las necesidades y magnitud de la carga a instalar para la central FV (500 kW), el servicio de suministro de energía eléctrica será en media tensión a 13.8 KV, 3 fases, 3 Hilos, 60Hz, y la acometida de la compañía suministradora llegará de forma subterránea a la subestación eléctrica principal por medio de tres conductores de media tensión con aislamiento

tipo XLP, clase 15 KV, alojados cada uno en tubería tipo PAD de 103 mm, dejando un tubo de las mismas características vacío.

Características de la Subestación Compacta de distribución tipo interior clase 15 kV

La Subestación Compacta en Media Tensión contiene los siguientes elementos:

- I. Equipo de Medición Bidireccional en Media Tensión 3F, 3H, 13.8 KV, 60Hz, propiedad de la compañía suministradora, con juego de cuchillas desconectadoras de servicio, operación en grupo sin carga de 400A nominales para 15kV, marca SIEMENS.
- II. Interruptor general en Media Tensión, tripolar al aire tipo "TKL" operación en grupo con carga, mecanismo de energía almacenada para apertura y cierre instantáneo con tres fusibles limitadores de corriente (tiempo extremadamente inverso para protección contra corto circuito instantáneo), de 40A. c/u. 1600 MVA de capacidad interruptiva a 15kV un juego de tres apartarrayos autovalvulares (de óxido de zinc) clase 15kV, y cuchilla tripolar de puesta a tierra, para operar a 850 m.s.n.m. Marca SIEMENS, para transformador "TR-1E" de 500 kVA.
- III. Gabinete con acoplamiento a Transformador compuesto por bus de cobre eléctrico soportado en aisladores para 15KV, marca SIEMENS **(A)***.
- IV. Transformador Trifásico (TR-1E) de distribución servicio interior Cobre-Cobre de 500 KVA autoenfriado en aire "AA" 13.8kV, 60Hz., en el primario, 480/277V, 60Hz, en el secundario conexión Delta-Estrella aterrizado con 4 derivaciones de regulación, dos arriba y dos abajo del 2.5% c/u. del voltaje nominal en el primario diseñado para operar normalmente a 50° C. sobre una media ambiente de 30°C. máxima de 43°C y una impedancia de 4.50 %, (encapsulado epóxico en secciones con un kBIL de aislamiento de 150kV, para operar a 850 m.s.n.m), marca DEEMSA. **(B)***.
- V. Tablero de Distribución principal tipo Master Pact con un Interruptor general tipo electromagnético removible de 800A (M08-H1-65KA) de 800A, con barras colectoras de 800A, 3F-4H+PT, 480/277V, 60Hz, y 50 kA. simétricos de capacidad interruptiva a 480V, ("INT-PT"), Servicio normal, **(C)***.
- VI. Unidad de protección SEPAM como función principal la función 50/51 (Equipo de protección contra Sobrecorriente de tiempo inverso) y como respaldo la función 81(Baja frecuencia), 27 (Bajo Voltaje), 58 (Sobrevoltaje) y 25 (Sincronismo).
- VII. Tablero de Distribución principal tipo Master Pact con dos Interruptor generales tipo electromagnético de 3P-800 A. Para proteger el tablero de distribución principal TGG1 ("INT-P1") e ("INT-P2") a 480V para proteger el tablero de distribución principal TPC1. **(D)***.
- VIII. Tablero general "TGG1" tipo I-LINE con interruptor principal tipo termomagnético de 3P-800A, con interruptores derivados tipo termomagnéticos a 480/277V, 60Hz. Servicio normal, **(E)***.

- IX. Tablero general “**TPC1**” tipo I-LINE con interruptor principal tipo termomagnético de 3P-800A, con interruptores derivados tipo termomagnéticos a 480/277V, 60Hz. Servicio normal, **(F)***.

* Nota: Ver plano IE-09 DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL (Anexo E)

5.7.1 Cálculos Eléctricos

Este apartado trata de justificar la elección de la potencia del centro de transformación y demás partes de la instalación de acuerdo con la normatividad vigente.

5.7.1.1 Intensidad de media tensión

La intensidad primaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{P}{\sqrt{3} * U_p}$$

Donde:

P : Potencia del transformador [kVA]

- U_p : Tensión primaria [kV]
- I_p : Intensidad primaria [A]

Transformador	Potencia [kVA]	U_p [kV]	I_p [a]
TR-1E	500	13.8	20.91

Para calcular el fusible limitador de corriente correspondiente en MT se presenta la tabla 5.11 dada por los fabricantes para determinar el cálculo del elemento eléctrico.

Potencia nominal en KVA	Tensión de operación (KV)			
	7.2	13.8	23	34.5
150	25	16	10	6
225	40	25	16	10
300	50	25	16	10
400	75	40	25	16
500	100	40	25	16
750	125	63	40	25
1000	160	100	50	40
1250	200	125	63	50
1500	250	125	75	50
2000	400	160	100	75
2500	400	200	125	100
3000	500	2x 160	160	100
3750	2x315	2x 160	2x 100	2x63
5000	-	-	-	2x 100

Tabla 5.11. Selección de fusible limitador de corriente en MT

Como se puede observar en la tabla 5.11, el fusible limitador de corriente seleccionado como medio de protección en MT es de 40 A.

5.7.1.2 Intensidad de baja tensión

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{P}{\sqrt{3} * U_s}$$

Donde:

P : Potencia del transformador [kVA]

- U_s : Tensión secundario [kV]
- I_s : Intensidad secundario [A]

Transformador	Potencia [kVA]	U_p [kV]	I_p [a]
TR-1E	500	0.48	601.40

5.8 Sistema de tierras de la Subestación Eléctrica.

Para el cálculo de sistemas de tierras de la subestación principal se realizó utilizando el método de cálculo de acuerdo a la norma IEEE 80, tomando las siguientes consideraciones:

- Corriente de falla de 3 $I_o = 5000$ A.
- Resistividad del terreno de 10 ohms-m.
- Resistividad del piso de 3000 ohms-m de acuerdo a la norma IEEE 80 para piso de grava (piso de concreto). Inc. 10.5 (Pag.72)
- Tiempo de despeje de la falla considerado será de 30 ciclos (0.5 ser.)
- Resistencia máxima de la malla $R_g = 5$ ohms.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

Los valores finales para la red de tierras son los siguientes:

Número de conductores horizontales:	5	
Número de conductores verticales:	5	
Número de Varillas:	4	
Diámetro de la varilla:	0.016	m
Calibre del conductor:	4/0	AWG
Longitud total de conductor:	40	m
Longitud Varillas:	3.05	m
Potencial de paso tolerable:	$E_{paso50} =$	2,203.57 Volts
Potencial de contacto tolerable:	$E_{contacto 50} =$	673.93 Volts
Potencial de paso en la malla:	$E_{paso50} =$	497.84 Volts
Potencial de contacto en la malla:	$E_{contacto 50} =$	318.64 Volts
Resistencia a tierra de la red	$R_g =$	1.1436 Ohms

La metodología de cálculo desarrollado paso a paso se puede consultar en el **anexo A**.

CONCLUSIONES.

A lo largo de esta tesis se ha podido obtener una visión completa de la estructura técnica y económica de un parque solar fotovoltaico con conexión a red de 500 kW, su proceso de instalación, la generación de energía disponible y su viabilidad económica.

Tiene especial importancia el dimensionamiento y estructuración de las placas fotovoltaicas, no sólo a nivel técnico para determinar los datos máximos de entrada en el inversor, sino también a nivel económico, ya que representa alrededor del 60% del costo total de la instalación.

En México hay un crecimiento gradual del mercado pero no al ritmo que está creciendo en otros lugares del mundo ya que el gran diferencial surge en las políticas adoptadas en estos países cuyo motor principal ha sido los programas lanzados por los gobiernos de Japón, Alemania y Estados Unidos principalmente. Estos tres países instalaron el 88% del total instalado en el mundo durante el 2010, esto lo podemos observar en la siguiente tabla donde muestra el Reporte de la Potencia total instalada al año 2010 para miembros de la Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency IEA Photovoltaic Power Systems Programme IEA PVPS).

Existen (y han existido en el pasado) algunos programas gubernamentales que han permitido instalar sistemas fotovoltaicos en zonas rurales del país. Varios gobiernos estatales han establecido programas propios para la instalación de este tipo de sistemas.

Desafortunadamente, estos esfuerzos aislados, o programas como el de FIRCO-SAGARPA fomentados por instituciones externas -como el Banco Mundial- no han originado una política nacional que fomente el uso de los sistemas fotovoltaicos, en particular, y otras fuentes de energía en general.

Por ello, estamos en espera de que la nueva Ley de “Energías Renovables y para la Transición Energética” aprobada a raíz de la Reforma Energética el año pasado se ponga en operación este año. A pesar de ser una ley insuficiente, se espera que ayude a aumentar el uso y desarrollo de las fuentes renovables de energía en México.

Las oportunidades de desarrollo en el Sector Rural son inmensas, basta con mirar los datos del INEGI donde hay más de 6 000 000 de personas sin energía eléctrica y sin posibilidades de tener este servicio por parte de la CFE. Si cada usuario pudiera instalar un sistema de sólo 200 Wp, el mercado sería de mas 1.2 GWp. Su realización en el corto y mediano plazos fundamentalmente depende de las políticas nacionales para el desarrollo en el campo.

Esa industria FV para ser competitiva debe establecerse en México en el corto plazo, pues de otra manera los niveles de inversión requeridos la harán menos factible. En sólo 10 años se requerirán inversiones de billones de dólares.

El costo de celdas y módulos fotovoltaicos ha sido un asunto de gran atención hacia esta tecnología. Los costos de módulos fotovoltaicos continúan altos, sin embargo en la última década, los sistemas FV integrados a edificios han disminuido su costo por un factor de 2. Se espera que esta tendencia continúe en el futuro.

Otro tema que atrapa la atención de esta tecnología se refiere a la eficiencia de conversión de luz del sol a electricidad. En el laboratorio se han tenido avances muy importantes, sin embargo estos avances no se han aterrizado todavía a nivel del modulo fotovoltaico.

Instituciones como el Centro de Investigación en Energía de la UNAM y el CINVESTAV del Instituto Politécnico Nacional, continúan realizando investigación en materiales y películas delgadas.

Las principales Limitaciones de los Sistemas FV principalmente son que aun económicamente no son competitivos para la mayoría de las aplicaciones, especialmente en aplicaciones de escala intermedia y grande, para la manufactura de cierto tipo de celdas requiere el manejo de sustancias que pueden ser nocivas para el ambiente en caso de descargas accidentales. Las tecnologías de producción están controladas por los países industrializados.

En el proyecto se han establecido las características, factores y aspectos técnicos y económicos que permiten realizar la ejecución de obra de una de una planta solar fotovoltaica de 500 KWp de acuerdo al contrato de Interconexión para sistemas fotovoltaicos a mediana escala Interconectados a la red de CFE. Por el que se puede inyectar la energía eléctrica producida a la red pública y facturar dicha producción a la compañía eléctrica al precio que marca la legislación vigente.

La producción de energía esperada anual para la configuración adoptada resulta es de 762,471 kWh/año, el estudio económico revela que la inversión por el desarrollo del presente proyecto es de aproximadamente 3 millones de dólares a un tipo de cambio de 12.50 se tiene una inversión de aproximadamente 39 Millones de pesos, que significa la inversión inicial que en este caso en particular se considera que vendrán de recursos directamente del gobierno federal, es decir; no se considera el caso de financiamiento por alguna institución privada.

Derivado del costo total del Parque Solar nos arroja un dato importante en el cual medimos el costo por kW instalado resultante es de 6 USD/kW Instalado, lo que podemos decir que estamos dentro de un parámetro aceptable comparado con los datos de la tabla 6 del reporte anual de la (IEA PVPS), que va de 6 a 9 USD/kW pico instalados.

Los principales riesgos son un menor rendimiento global de la instalación y un precio de venta de energía inferior. Para minimizar la pérdida de rendimiento cabe seleccionar la ubicación y la tecnología más adecuada para el tipo de radiación existente, exigir garantías al fabricante, realizar una gestión profesionalizada del mantenimiento y explotación. También es posible contratar seguros que incluyan lucro cesante. El riesgo del precio de venta de energía dependerá del horario en que se inyecte la energía a la red (Base, Intermedia y Punta) y del periodo del año del que se trate, así como de la ubicación geográfica donde se desarrolle el proyecto.

Además existen fideicomisos por parte del gobierno federal como el FIDE, referentes a la necesidad de mantener o mejorar los incentivos económicos a las energías renovables, existen los modelos de interconexión para pequeña y mediana escala regulados y elaborados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para promover e impulsar el desarrollo de proyectos con fuentes de

energía renovable o sistemas de cogeneración, mediante instrumentos permiten realizar y mantener la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) propiedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la fuente de energía renovable o el sistema de cogeneración en pequeña o mediana escala.

Los requisitos para realizar un contrato de interconexión en pequeña escala con CFE, son muy sencillos y consta de que se tenga un contrato de suministro normal en Media tensión, que las instalaciones cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas y con las especificaciones de CFE, y que la potencia de la fuente no sea mayor a 500 kW para celebrar el contrato de Interconexión correspondiente.

A la vista de los resultados, se puede concluir que en el contexto actual, desde la implantación del nuevo sistema de tarifas impuesto por CFE, a pesar de que el costo de las celdas solares es alto y la eficiencia de la tecnología es baja, mediante este modelo de implantación del Parque solar es económicamente viable ya que los recursos dependen principalmente del gobierno federal, aunado a que las tarifas actuales de CFE son reguladas por la Comisión reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía.

APLICACIONES.

Tamaño	Aplicaciones
Hasta 10 W	Calculadoras de bolsillo, radios, pequeños cargadores, juguetes, (productos de consumo) etc.
10 W – 100 W	Electrificación rural, señalización y sistemas de ayuda en carretera, estaciones climatológicas, ayudas para la navegación, protección catódica, cercas eléctricas, lámparas de seguridad
100 W -1000 W	Sistemas de bombeo, refrigeración, repetidoras de señal, pequeños sistemas conectados a red,
1 kW – 10 kW	Sistemas interconectados a red de mediana capacidad, sistemas aislados de gran tamaño, energización de plataformas marinas no atendidas,
10 KW – 100 kW	Grandes sistemas Fv conectados a red, integrados a edificios o en techos
0.1 MW – 1 MW	Plantas Fotovoltaicas conectadas a la red,

Tabla de aplicaciones Fotovoltaicas en base a la base instalada en Watts

ANEXO A. DISEÑO DE RED DE TIERRAS SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

A.1. CONSIDERACIONES GENERALES.

Criterios de cálculo de acuerdo a la norma IEEE 80

- Corriente de falla de $3 I_o = 5000$ A.
- Resistividad del terreno de 10 ohms-m.
- Resistividad del piso de 3000 ohms-m de acuerdo a la norma IEEE 80 para piso de grava (piso de concreto). Inc. 10.5 (Pag.72)
- Tiempo de despeje de la falla considerado será de 30 ciclos (0.5 seg.)
- Resistencia máxima de la malla $R_g = 5$ ohms

A.2. DATOS GENERALES

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	VALOR
$3 I_o$	CORRIENTE DE FALLA	5000 AMPERES
R_o	RESISTIVIDAD	Ω - M
ROE	RESISTIVIDAD DEL TERRENO	10 Ω - M
ROS	RESISTIVIDAD DE LA SUPERFICIE	3000 Ω - M
C_a	FACTOR DE REDUCCIÓN POR RESISTIVIDAD EN LA SUPERFICIE	A CALCULARSE
S	TIEMPO DE DURACIÓN DE LA FALLA	0.5 seg.
h	PROFUNDIDAD DE LA MALLA	0.6 m
d	DIÁMETRO MÍNIMO DEL CONDUCTOR DE LA MALLA	0.01326 m (4/0)
A	ÁREA TOTAL QUE CUBRE LA MALLA	4.66 m ²
D	ESPACIAMIENTO ENTRE CONDUCTORES MALLA	1.0 m
n	NUMERO DE CONDUCTORES EN PARALELO	A CALCULARSE
K_m	FACTOR DE ESPACIAMIENTO	A CALCULARSE
K_s	FACTOR DE ESPACIAMIENTO	A CALCULARSE
K_i	FACTOR DE IRREGULARIDAD DE LA MALLA	A CALCULARSE
K_{ii}	FACTOR CORRECCIÓN PARA EFECTO ESQUINA	1
K_h	FACTOR CORRECCIÓN PROF. MALLA	A CALCULARSE
R_g	RESISTENCIA TOTAL DE LA MALLA	A CALCULARSE
E_m	TENSIÓN DE MALLA DE LA RED	A CALCULARSE
E_s	TENSIÓN DE PASO	A CALCULARSE
E_t	TENSION DE TOQUE	A CALCULARSE
T_o	TEMPERATURA AMBIENTE	40 ° C
T_m	TEMPERATURA MÁXIMA DE CONDUCTOR (CON CONECTORES SOLDABLES)	1083 °C

Tabla 1. Consideraciones de Diseño

A.3. CÁLCULOS

A.3.1. CORRECCIÓN DE LA CORRIENTE DE FALLA

Factores de corrección

El factor por decremento (K1) se aplica de acuerdo a la duración de la falla (Pág. 105 ANSI / IEEE80 /86 Tabla 6). Que es de 1 para un tiempo de duración de la falla de 30 ciclos y mayores (0.5 seg.)

El factor de crecimiento (K2) del sistema toma en consideración el crecimiento de la red de la planta a futuro el cual será 1 ya que no se considera crecimiento futuro.

Corrigiendo la corriente de la falla

$$I_c = I \times K1 \times K2$$

$$I_c = 5000 \times 1 \times 1 = 5000 \text{ (A)}.$$

A.3.2. CALCULAREMOS EL CONDUCTOR DE LA MALLA PRINCIPAL APLICANDO LA FORMULA 41 PÁG. 43 IEEE80 / 86.

$$A_{kcmil} = \frac{I * 197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{k_o + T_m}{k_o + T_a}\right)}}$$

Donde:

- A = Sección transversal del conductor en kCMil.
- I_G = Valor de la corriente de falla en kA = 5 kAmp
- T_m = Temperatura máxima permisible en °C = 1084 °
- T_a = Temperatura máxima extrema del sitio en grados °C = 45 °C
- a_o = Coeficiente térmico de resistividad a 0 °C ($K_0 = 1 / a_0 = 242$)
- a_r = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia = $a_r = 0.00381$
- r_r = Resistividad del conductor a la temperatura de referencia T_r (20 °C) = 1.78 mW/cm
- t_c = Tiempo de la corriente de falla, en segundos = 0,5 seg.
- TCAP = Factor de capacidad térmica en $j/cm^3 \times ^\circ C = 3.42 [j/cm^3 \times ^\circ C]$

$$A_{kcmil} = 25.12 \text{ kCM} \quad \text{o}' \quad 12.73 \text{ mm}^2$$

Considerando que $1 \text{ CM} \Rightarrow 0.00051 \text{ mm}^2$

$$A = 12.73 \text{ mm}^2 \Rightarrow \text{CONDUCTOR CALIBRE 6 AWG (13.3 mm}^2\text{)}$$

Lo anterior nos muestra que basta un calibre de 4/0 AWG para drenar a tierra la corriente de falla, sin que exista daño por elevación de temperatura en los conductores siempre que las

protecciones eliminen la falla en un tiempo no mayor a 0,5 segundos (de acuerdo a especificaciones generales).

A.3.3. CÁLCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES

Los potenciales de paso y de contacto tolerables para el ser humano en esta instalación se calculan para una persona con un peso promedio de 50 Kg. utilizándose las siguientes ecuaciones:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 * \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09} \quad \text{Ec. 27 de IEEE-Std. 80-2000}$$

Donde:

C_s = Factor de reducción por degradación del valor nominal de la resistividad de la capa superficial con respecto a la resistividad del terreno. $C_s = 0,6928$

ρ = Resistividad del terreno en Ohms-Metro = 10

ρ_s = Resistividad del material en la superficie en Ohms-Metro: en nuestro caso es una capa de Concreto, se le asigna el valor de 3000 Ohms-Metro (Norma IEEE Std. 80-2000, Tabla 7)

h_s = Espesor de la capa superficial del terreno = 0.6 m

Calculando:

$$C_s = \quad \quad \quad \mathbf{0.6907}$$

$$E_{PASO_{50}} = \frac{[1000 + (6C_s \times \rho_s)] \times 0.116}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ec. 29 de IEEE-Std. 80-2000}$$

Sustituyendo y Calculando:

$$E_{PASO_{50}} = 2203.57 \text{ Volts}$$

$$E_{CONT_{50}} = \frac{[1000 + (1.5C_s \times \rho_s)] \times 0.116}{\sqrt{t_s}} \quad \text{Ec. 32 de IEEE-Std. 80-2000}$$

$$E_{CONT_{50}} = 673.93 \text{ Volts}$$

A.3.4. DISEÑO PRELIMINAR DE LA MALLA

No. de conductores horizontales	5	
No. de conductores verticales	5	
No. de Varillas propuesto	4	
A = área de la malla	16	m ²
Longitud total conductores (L _c)	40	m
Longitud total de varillas (L _r)	3.05	m
Longitud de la periferia (LP)	16	m

La malla considerada es en forma Rectangular, es decir aprox. 4 x 4 m.

A.3.5. CORRIENTE DE FALLA EN MALLA

De las formulas 64 y 65 de la norma IEEE-80-2000, tenemos la siguiente ecuación:

$$I_G = D_f \cdot S_f \cdot I_f$$

Donde:

IG = Máxima corriente en la malla de tierra

Df = 1.052 Ver tabla 10 de IEEE-Std. 80-2000

If = 5

Sf = 0.43 Factor divisor de corriente. (0.298)

I_G = 2.26 kA

A.3.6. CÁLCULO DE LOS POTENCIALES EN LA MALLA

Para el cálculo del potencial de contacto de la malla se aplica la siguiente ecuación:

$$E_{malla} = \frac{K_m K_i I_G \rho_T}{L} \quad \text{Ec. 80 de IEEE-Std. 80-2000}$$

Determinación de los factores Km, Ki,

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16h \cdot d} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{k_{ii}}{kh} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \quad \text{Ec. 81 de IEEE-Std. 80-2000}$$

Donde:

- D = Distancia entre conductores paralelos en metros (tamaño de la cuadrícula)
- h = Profundidad de la malla en metros.
- d = Diámetro del conductor de la malla en metros.
- Factor correctivo para la ecuación Km (factor de malla definida por n conductores en Kii = paralelo)
- Kh = Factor correctivo para la ecuación Km (electrodos colocados sobre la esquina de la malla)
- n = Factor correctivo de peso que acentúa los efectos de la cuadrícula enterrada.
- Factor geométrico, compuesto de na, nb, nc, y nd.

DATOS:

- D = 1 mts.
- h=0.6 mts.
- d=0.01596 mts. (Para un conductor de 4/0 AWG)
- Kii= 1.0 (Para mallas con electrodos en la periferia)
- ho=1.0 (Profundidad de referencia de la malla)

Donde:

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{h}{ho}}$$

$$Kh = 1.2649$$

$$\text{Calculo del factor n: } n = na \cdot nb \cdot nc \cdot nd$$

Para una red de tierras en forma Rectangular

$$na = \frac{2 \cdot Lc}{Lp} \quad nb = \sqrt{\frac{Lp}{4 \cdot \sqrt{A}}} \quad nc = \left[\frac{Lx \cdot Ly}{A} \right]^{\frac{0.7 \cdot A}{Lx \cdot Ly}}$$

nd=1 para mallas en forma rectangular.

Calculando nc se tiene:

Lc = Longitud de conductores (sin incluir electrodos) = 50 m

Lp = Longitud de la periferia = 20m

A = Area de la malla = 16 m²

Lx = 4 mts.

Ly = 4 mts.

Número de conductores horizontales: 5

Número de conductores verticales: 5

Calculando:

$$K_m = 0.4072$$

$$K_i = 0.644 + 0.148n$$

$$K_i = 1.3840$$

Emalla = 318.64 Volts

$$E_{step} = \frac{K_s K_i I_G \rho_T}{L} \quad \text{Ec. 92 de IEEE-Std. 80-2000}$$

Determinación de los factores Ks.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

donde:

D = Distancia entre conductores paralelos en metros.

h = Profundidad de la malla en metros.

n = Factor geométrico, compuesto de na, nb, nc, y nd.

$$D = 1 \quad \text{mts.}$$

$$h = 0.6 \quad \text{mt.}$$

$$d = 0.01596 \quad \text{mts.}$$

$$n = 5.00$$

Calculando:

$$K_s = 0.742723$$

Se considero que algunos electrodos se encuentran en las esquinas de la malla por lo que se utiliza la siguiente expresión para determinar la longitud efectiva del cable enterrado

$$L_M = L_C + \left[1.55 + 1.22 \left(\frac{L_r}{L_x^2 + L_y^2} \right) \right] L_R \quad \text{Ec. 91 de IEEE-Std. 80-2000}$$

$L_M = L$	Longitud efectiva del cable enterrado
L_C	Longitud total del conductor de la malla colocado horizontalmente en m
L_R	Longitud total de los electrodos en m
L_r	Longitud de un solo electrodo en m (tramo de 3.05 m)

$$L_M = 41.53790189$$

Calculando Es en malla:

$$E_s = 559.72 \text{ Volts}$$

COMPARACIÓN DE POTENCIALES SOPORTABLES Vs TENSIONES DE LA MALLA

	Tensiones soportables	Tensiones de malla
Voltaje de contacto (Volts)	673.93	318.64
Voltaje de paso (Volts)	2203.57	559.72

El estándar ANSI/IEEE 80-2000 establece que bajo ninguna condición: **las tensiones de malla pueden ser superiores a las tensiones soportables** por los seres humanos comprobándose así que el diseño de malla de tierras propuesto para la subestación **ES CORRECTO**.

A.3.7. CALCULO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA RED

Para el cálculo de la resistencia a tierra de la red: empleamos la formula siguiente:

$$R_T = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A_r}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A_r}} \right) \right] \quad \text{Ec. 52 de IEEE-Std. 80-2000}$$

A = Área de la malla

Dado que todas las variables son conocidas: entonces tendremos

$$\rho = 10 \quad \Omega \cdot m$$

$$L = 40.00 \quad m$$

$$Ar = 16.00$$

$$h = 0.60 \quad m$$

(Longitud total de conductores enterrados)

El valor de la Resistencia eléctrica de la Red de tierras será:

$$R_T = 1.1436 \quad \Omega < 5 \quad \Omega$$

RESUMEN:

Los valores finales para la red de tierras son los siguientes:

Número de conductores horizontales:	5	
Número de conductores verticales:	5	
Número de Varillas:	4	
Diámetro de la varilla:	0.016	m
Calibre del conductor:	4/0	AWG
Longitud total de conductor:	40	m
Longitud Varillas:	3.05	m
Potencial de paso tolerable:	$E_{paso50} =$	2,203.57 Volts
Potencial de contacto tolerable:	$E_{contacto 50} =$	673.93 Volts
Potencial de paso en la malla:	$E_{paso50} =$	497.84 Volts
Potencial de contacto en la malla:	$E_{contacto 50} =$	318.64 Volts
Resistencia a tierra de la red	$R_g =$	1.1436 Ohms

ANEXO B. **CONTRATO DE INTERCONEXIÓN PARA FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE O SISTEMA DE COGENERACIÓN EN MEDIANA ESCALA.**

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) en la resolución RES/054/2010 expide el Modelo de Contrato de Interconexión para Fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en Mediana Escala (CIME). Que, en materia de energía, el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 determina como una de sus estrategias impulsar la eficiencia y las tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica, así como fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía promoviendo inversiones que impulsen el potencial que el país tiene en la materia.

El Programa Sectorial de Energía 2007-2012 establece como lineamiento de política el establecimiento de mecanismos que permitan el funcionamiento de sistemas de medición neta entre la red eléctrica y los usuarios que opten por tener capacidad de generación con energía renovable en sus hogares y pequeñas empresas.

Donde el Programa Especial de Cambio Climático 2008-2012 tiene como uno de sus objetivos el fomento a la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica con fuentes renovables de energía y con la cogeneración.

B.1. DECLARACIONES Y CLAUSULAS.

A continuación se hace mención de las cláusulas más destacadas del CIME, no mencionándose todas por no ser de lato interés, sin restarle la importancia correspondiente.

La CRE tiene como objetivo del CIME la realización y manutención de la vigencia del mismo, la interconexión entre el Sistema Eléctrico Nacional propiedad del “Suministrador” (CFE) y la Fuente de Energía Renovable o el Sistema de Cogeneración en mediana escala del “Generador” (Particular).

- El CIME menciona en el apartado de DECLARACIONES:

I. Declara el Suministrador (CFE):

(d) El presente contrato es aplicable a todos los Generadores con Fuente de Energía Renovable y Generadores con Sistemas de Cogeneración en mediana escala con capacidad de hasta 500 kW, que se interconecten a la red eléctrica del Suministrador en tensiones mayores a 1 kV y menores a 69 kV, y que no requieren hacer uso del Sistema del Suministrador para portear energía a sus cargas.

- El CIME menciona en el apartado de CLÁUSULAS:

Quinta. Entrega de energía por el generador. Que el Generador se compromete a poner a disposición del Suministrador la energía producida por la Fuente de Energía Renovable o

por el Sistema de Cogeneración en mediana escala, y el Suministrador se compromete a recibirla hasta por un total igual a la energía asociada a la potencia instalada.

Sexta. “Interconexión”. Las inversiones requeridas para la construcción de las instalaciones o equipos que técnicamente sean necesarios, estarán a cargo del Generador, estando a su cargo cualquier modificación que sea necesario realizar a las instalaciones existentes del Suministrador para lograr la interconexión. Las instalaciones y equipos necesarios en el Punto de interconexión así como los elementos de protección, requeridos para la interconexión con el Sistema, deberán cumplir con las especificaciones conducentes del Suministrador y las Normas Oficiales Mexicanas (NOM).

Séptima. “Medición”. Los equipos de medición a ser usados para medir la energía entregada por el Generador al Suministrador y la que entregue el Suministrador al Generador serán instalados por el Suministrador a costa del Generador. Los medidores a instalar tendrán la capacidad de registrar la energía entrante y saliente en el punto de interconexión, así como de efectuar la medición neta en cada subintervalo de cinco minutos, entre la energía eléctrica entregada por el Suministrador al Generador y la energía eléctrica entregada por el Generador al Suministrador.

Octava. “Contrato de suministro”. El Generador se obliga a mantener vigente un contrato de suministro de energía eléctrica en la tarifa aplicable durante todo el tiempo que dure la interconexión de su fuente con la red del Suministrado.

Novena. “Facturación”. Para fines de facturación, el consumo de energía normal del suministro que cuenta con fuente de Energía Renovable o Sistema de Cogeneración en mediana escala se facturará en **tarifa ordinaria en media tensión (OM)** o en **tarifa horaria en media tensión (HM)**.

Décima. El Generador se obliga a no intervenir ni modificar los equipos en sus instalaciones que están asociados a la desconexión de su fuente de energía, ni a los asociados a la desconexión al punto de entrega del Suministrador. En caso contrario, el Generador deberá responder de los daños y perjuicios que cause al Suministrador.

B.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN Y COMUNICACIÓN (E-RMT).

El medidor deberá ser electrónico multifunción de 2.5 clase 20 amperes ó 30 clase 200 ampares, según corresponda a la carga y tipo de medición del cliente, 3 fases, 4 hilos, 3 elementos, 120 volts, conexión estrella, base tipo "S", forma 9S o 16S, debiendo cumplir con lo siguiente, siendo las características mínimas requeridas:

1. Clase de exactitud de 0,2% de acuerdo a la Especificación CFE G0000-48.
2. Medición de kWh-kW y de kVARh inductivos y capacitivos.
3. Medición Bidireccional.

4. Con módem interno para comunicación remota a través de línea telefónica de velocidad mínima de 1200 bauds.
5. Con interface de puerto óptico tipo 2 en la parte frontal del medidor, para programar, interrogar y obtener todos los datos del medidor.
6. Programable para que cada fin de mes y estación realicen un restablecimiento de demanda, reteniendo en memoria las lecturas de tarifas horarias (congelamiento de lecturas), para su acceso tanto en pantalla, como mediante el software propietario.
7. Con memoria no volátil para almacenar los datos de programación, configuración y tarifas horarias.
8. Con pantalla que muestre tarifas horarias.
9. Programables para que proporcione valores de:
 - 4 diferentes tarifas, 4 diferentes días, 4 diferentes horarios, 4 estaciones y cambio de horario de verano.
 - Consumo de energía activa y reactiva, entregada y recibida, para cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones.
 - Demanda rolada en intervalos de 15 minutos y subintervalos de 5 minutos, para la potencia entregada, en cada una de las 4 tarifas, de los 4 diferentes días, de los 4 diferentes horarios y de las 4 diferentes estaciones.
 - Valores totales por tarifa y total de totales.
10. Dispositivo para el restablecimiento de la demanda.
11. Compatible con computadora personal portátil.
12. Memoria masiva para almacenar un mínimo de 2 variables cada 5 minutos un mínimo de 35 días.
13. Reloj calendario programable en base a la frecuencia de la línea o al cristal de cuarzo.
14. Batería de respaldo para el reloj y la memoria masiva con vida útil mínima de 5 años y capacidad mínima para 30 días continuos o 365 días acumulables.
15. Capacidad para colocar el medidor en modo de prueba, ya sea por software o hardware indicando que está operando en este modo.
16. Pantalla para que mediante un dispositivo muestre en forma cíclica la información del modo normal, modo alterno y modo de prueba.

B.3. REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA INTERCONEXIÓN (E-RDT).

El CIME presenta este documento donde establece los requisitos y especificaciones técnicas para la interconexión entre una fuente de energía distribuida y el sistema eléctrico nacional. Los requisitos deben ser cumplidos en el Punto de Interconexión (PI), aunque los dispositivos usados para cumplir estos requerimientos estén instalados en otro lugar.

B.3.1. REQUERIMIENTOS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA INTERCONEXIÓN.

Los requerimientos deben ser cumplidos en el punto de interconexión aunque los dispositivos usados para cumplir estos requerimientos estén localizados en otro lugar distinto al punto de

interconexión. Los requerimientos aplican tanto para la interconexión ya sea de una sola Fuente de Energía Distribuida (FED) o bien para varias FED contenidas en un solo Sistema Eléctrico Local (SEL).

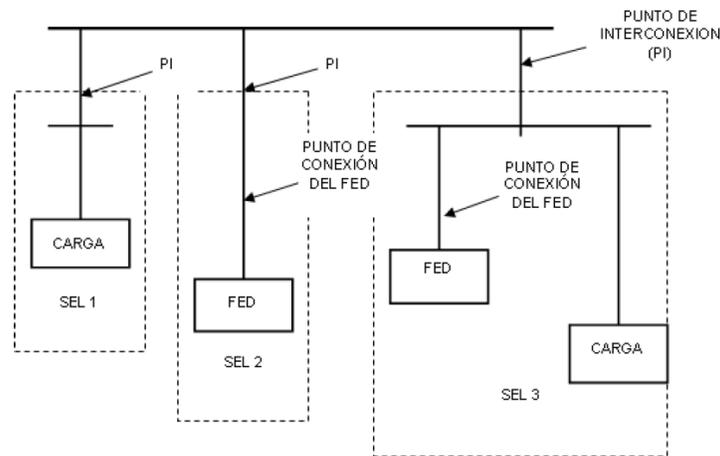


Fig. B.1 Interconexiones de Sistemas Eléctricos Locales mediante Fuentes de Energía Distribuida.

B.3.1.1. REQUERIMIENTOS GENERALES.

- a) **Regulación de Tensión.** La FED no deberá regular la tensión en el punto de interconexión. La FED no deberá causar que la tensión de suministro del SEN salga de lo requerido por la CFE.
 - 3.
- b) **Sincronía.** La FED entrará en paralelo con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) sin causar fluctuación de tensión mayor a $\pm 5\%$ de los niveles de tensión del SEN en el punto de interconexión y deberá cumplir con los requerimientos de disturbios que establezca CFE.
- c) **Energización del SEN.** La FED no debe energizar el SEN cuando el SEN esté desenergizado.
 - 4.
- d) **Dispositivo de desconexión.** Se deberá contar con un dispositivo de desconexión accesible, con dispositivos de bloqueo.

B.3.1.2. CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN.

El FED deberá contar con los dispositivos de protección adecuados para desconectarse del SEN en caso de fallas en el propio SEN al cual se encuentra conectado, como se muestra en la Figura B.1.

- a) **Voltaje.** La protección en el Punto de Interconexión (PI) deberá detectar el valor rms o a frecuencia fundamental de cada voltaje de fase a fase, excepto cuando el transformador para la conexión entre el SEL y el SEN sea Estrella-Estrella aterrizado, o monofásico, en donde se deberá detectar el voltaje de fase a neutro. Los tiempos totales de desconexión dependiendo del nivel de voltaje se indican en la Tabla B.1. Los dispositivos de voltaje podrán ser fijos o ajustables en campo para FEDs menores o iguales a 30 kW de capacidad total, y ajustables en campo para FEDs mayores a 30 kW de capacidad total.

El voltaje deberá ser detectado ya sea en el PI o en el punto de conexión del FED.

Rango de Voltaje (% del Voltaje Nominal)	Tiempo de Operación (s) ¹
$V < 50$	0.16
$50 \leq V \leq 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

¹ FED \leq 30 kW, tiempo máximo de operación
 FED $>$ 30 kW, tiempo recomendado.

Tabla B.1 Respuesta del Sistema de Interconexión con Voltajes Anormales.

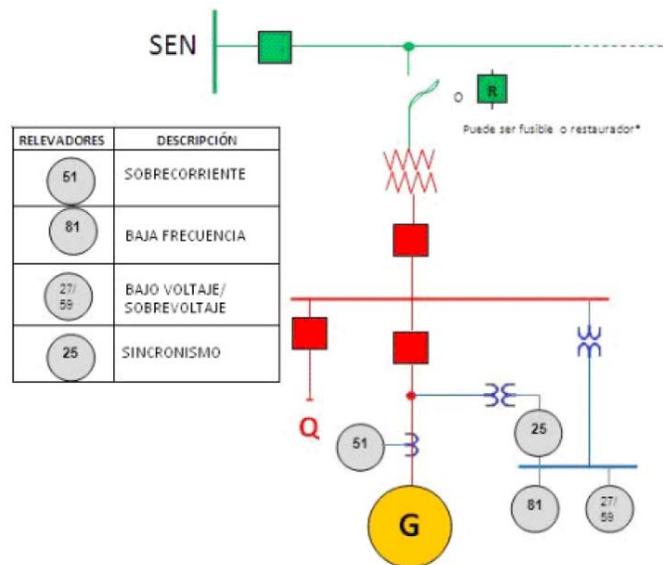


fig. 4.13. Fig. B.2 Diagrama Básico de Interconexión.

- b) **Frecuencia.** Cuando la frecuencia del sistema se encuentre en los rangos dados en la Tabla B.2 la protección en el PI deberá operar con los tiempos totales indicados en la misma. Los dispositivos de frecuencia podrán ser fijos o ajustables en campo para FEDs menores o iguales a 30 kW de capacidad total, y ajustables en campo para FEDs mayores a 30 kW de capacidad total. Los ajustes de baja frecuencia deberán ser coordinados con los dispositivos del SEN.

Capacidad del FED	Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Operación (s) ¹
≤ 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30 kW	> 60.5	0.16
	< 59.8 - 57.9 (Ajustable)	0.16 – 300 (Ajustable)
	< 57.0	0.16

¹ FED ≤ 30 kW, tiempo máximo de operación
 FED > 30 kW, tiempo recomendado

Tabla B.2 Respuesta del Sistema de Interconexión con Frecuencia Anormales.

- c) **Re-Conexión al SEN.** Después de un disturbio, el FED no deberá reconectarse hasta que el voltaje en el SEN este dentro de los límites pre-establecidos por la CFE y la frecuencia este entre 59.3 Hz y 60.5 Hz. El sistema de interconexión del FED deberá incluir un retardo de tiempo ajustable (o fijo a 5 minutos) para retardar la re-conexión hasta 5 minutos, después de que el voltaje y la frecuencia se hayan restablecido dentro de los límites indicados anteriormente.

B.3.1.3. OPERACIÓN ISLA.

- a) **Operación en Isla No Intencional.** Para una operación en isla no-intencional en la que la FED alimenta una parte del SEN en el PI, la FED deberá detectar esta condición y desconectarse del SEN en un tiempo no mayor a medio segundo.
- b) **Otros.** Debido a la magnitud de la capacidad de generación, este tipo de proyectos no requiere de dispositivos especiales de protección en el SEN. El generador debe asegurarse que sus instalaciones cuenten con dispositivos de control y protección, diseñados para prevenir la formación de una isla eléctrica involuntaria al ocurrir cualquier disturbio eléctrico. No se aceptará el uso de fusibles para proveer esta función. El generador será responsable de operar, mantener y reparar sus instalaciones a fin de que éstas cumplan en todo momento con los requisitos de seguridad y confiabilidad de la operación en paralelo con el sistema.

ANEXO C. RECOMENDACIONES DEL CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL (NEC) EN SISTEMAS FV.

El artículo 690 del NEC se refiere específicamente a sistemas FV, pero otras muchas secciones del NEC contienen requisitos para cualquier sistema eléctrico que se incluye al mismo sistema. Las prácticas recomendadas que se mencionen en este apéndice para todos los dispositivos que los conforman, indica los requisitos del NEC y las correspondientes secciones del Código al que se refieren entre corchetes. Una oración, frase o párrafo seguidos de una referencia al NEC, hace alusión a un requisito del Código.

C.1. MÓDULOS FV.

Todos los módulos deben tener venir etiquetados de fábrica con cierta información de sus características eléctrica, así lo exige la agencia homologadora—*UL*, con el fin de determinar la ampacidad requerida por los conductores y las especificaciones de los limitadores de corriente [690-51, 690-52]. La información facilitada por el fabricante incluirá los siguientes aspectos:

- Polaridad de los terminales o bornes de salida
- Poder de corte del dispositivo de sobreintensidad para la protección del módulo
- Tensión a circuito abierto
- Tensión de funcionamiento
- Corriente de funcionamiento
- Corriente de cortocircuito
- Potencia máxima
- Tensión máxima permitida en el sistema

Aunque no lo exige la NEC, debe conocerse la temperatura soportada por el módulo para determinar la temperatura de aislamiento de los conductores disminuyendo la ampacidad de los mismos por causa de ésta [110-14(c)]. Aunque usualmente las terminales de los módulos son para 90 °C, algunas otras terminales fuera de los módulos tienen terminales para un rango de 60 °C a 75 °C. Esas terminales por temperatura pueden afectar significativamente la ampacidad del conductor.

El NEC no obliga la utilización de tubo conduit. Algunas recomendaciones especialmente para instalaciones comerciales pueden requerir su uso.

El Código exige que se dispongan sujetadores para conectar los cables. Si el módulo tiene una caja de conexiones cerrada y protegida de la intemperie, deberán usarse sujetadores y abrazaderas resistentes a la humedad en todos los huecos dispuestos para el cableado. Si las juntas resistentes a la intemperie forman parte de la caja de conexiones, deben seguirse las instrucciones del fabricante para asegurar el adecuado prensado y aislamiento [110-3(b)].

C.1.1. INTERCONEXIONADO DE LOS MÓDULOS FV.

Se recomienda conductores de cobre para casi todo el cableado del sistema fotovoltaico [110-5]. Los conductores de cobre presentan menores caídas de tensión y máxima resistencia a la corrosión. En ciertas aplicaciones pueden usarse conductores de aluminio o de cobre revestidos de aluminio, pero no se recomienda su uso. Todos los tamaños de cables que aparecen en estas recomendaciones se refieren a conductores de cobre.

El NEC exige que se utilicen conductores de calibre 12 American Wire Gage (AWG) o superior, en los sistemas con tensiones por debajo de 50 V [720-4].

Los cables permitidos para la interconexión de módulos [690-31(b)] son: conductor simple, tipo tipo USE-2 (Underground service entrance, Entrada Bajo Tierra del Servicio).

Debe evitarse la utilización de conductores con aislamiento de 60°C cuando haya temperaturas superiores en las proximidades de los módulos. Se recomienda el uso de cable con hilos, para facilitar el mantenimiento de los módulos después de la instalación y por durabilidad [690-34].

El cable USE-2, es ampliamente disponible, se recomienda como el mejor para las interconexiones del módulo. Cuando se fabrica según el estándar *UL*, tiene una especificación de 90°C y es resistente a la luz del sol, aunque, generalmente, no se señala como tal. La marca “-2” indica operación a 90 °C en lugares húmedos. Otras marcas indicando XLP o XLPE (polietileno enlazado) y RHW-2 (aislamiento de 90°C en condiciones de humedad) aseguran que se usa el cable de mayor calidad [Tablas 310-13,16, y 17]. El cable USE es aceptado por la mayoría de los verificadores. Las designaciones RHH y RHH-2 encontradas frecuentemente en el cable USE-2, permiten su uso bajo tubo en el interior de construcciones.

Cuando se conecten los módulos en paralelo, habrá que ajustar correctamente la ampacidad de los conductores. La ampacidad en cualquier punto, corregida por la temperatura, debe ser al menos el 156 % de la corriente de cortocircuito del módulo (o serie de módulos en paralelo) en ese punto [690-8(A), (B)].

C.1.2. CABLEADO DE ENLACE.

Todo el cableado del sistema FV debe hacerse usando alguno de los métodos incluidos en el NEC [690-31]. No se permite el cableado al aire de un solo conductor, excepto para el cableado del módulo. Los métodos más usuales, empleados en sistemas FV, son los conductores individuales en tubo conduit metálico y no metálico.

Cuando se emplean conductores en tubo, estos deben tener un aislamiento de al menos 90°C, como RHW-2 o XHHW-2. Los tubos instalados en lugares desprotegidos se consideran como si se instalaran en lugares húmedos [100]. Estos tubos pueden retener agua en puntos bajos y, por tanto, en tubos al aire o enterrados sólo se permiten conductores especificados para lugares húmedos. El tubo puede ser tubo conduit metálico de pared gruesa o delgada [358], y si es rígido, se usa tubo no metálico, debiendo usarse tubo eléctrico (gris) de PVC (cédula 40 o cédula 80).

Los empalmes de este cable, cuando se hagan en el exterior, deben protegerse en una caja de conexiones a prueba de lluvia, como la NEMA tipo 3R.

El cable no deberá someterse a abusos físicos, y en caso de que sea propenso se deberán proteger los cables que puedan verse sometidos a abusos físicos [300.4, 334.15(B), 340.12.].

C.2. CABLEADO.

C.2.1. CONECTORES DEL MÓDULO.

Los conectores del módulo que se ocultan durante la instalación deben ser resistentes al ambiente, polarizados y capaces de soportar la corriente de cortocircuito. También deben ser de diseño cerrado y con los terminales protegidos. La puesta a tierra de los equipos debe ser lo primero en conectarse y lo último en desconectarse, [690-32, 33]. El estándar UL también exige que los conectores para los conductores positivo y negativo no sean intercambiables.

C.2.2. ACCESO A LA CONEXIÓN DEL MÓDULO.

Deben ser accesibles todas las cajas de conexiones y demás lugares donde se hagan conexiones del cableado del módulo. Los módulos no deberían fijarse (soldarse) permanentemente a la estructura soporte y no debería usarse cableado rígido que pudiera romperse cuando se muevan los módulos para acceder a las cajas de conexiones. Los espacios libres detrás de los módulos permitirían el acceso a las cajas de conexiones.

C.2.3. UNIONES.

Todas las uniones (aparte de los conectores mencionados anteriormente) deben realizarse en cajas de conexiones aprobadas y con un método de unión aprobado. Los conductores deben retorcerse firmemente para hacer una buena conexión eléctrica y mecánica, después enlazarlos, soldarlos y cubrirlos [110.14(B)]. Aunque la soldadura ofrece una resistividad mayor que el cobre, una unión soldada mediante soldadura protegida con antioxidante presentará una resistencia eléctrica ligeramente inferior y una resistencia a la corrosión potencialmente más elevada que la unión no soldada.

También ofrecen una alta fiabilidad los conectores de presión bien usados. Hay bloques de fusibles, desconectores e interruptores con estos conectores de presión.

Los conectores de cable retorcido (conectores aprobados para empalmar cables) cuando se mencionen para el medio ambiente (seco, húmedo, etc.) son dispositivos aceptados para empalme. A menos que se especifique solamente para CA, pueden ser usados aun para circuitos de CA y CD. En la mayoría de los casos, deben ser utilizados dentro de los recintos, excepto cuando se utiliza en aplicaciones de entierro directo [110.3 (B), 310.15].

Cuando varios módulos se conecten en serie y en paralelo, debe usarse un bloque de terminales o una disposición en bus, de forma que se pueda desconectar un circuito fuente sin desconectar el conductor de tierra (en sistemas con puesta a tierra) de otros circuitos fuente [690.4(C)]. Esto

supone que, en sistemas con puesta a tierra, el famoso método de conectar los módulos en “Daisy Chain” puede no ser siempre aceptable, ya que quitar un módulo de la cadena implica desconectar el conductor de tierra de todos los demás módulos en otras cadenas en paralelo o circuitos fuente. Esto se vuelve más crítico en sistemas más grandes donde se usan largas series de módulos conectadas en paralelo. La figura D.1 muestra el método inaceptable y el aceptable. El requerimiento módulo-fusible protector u otro dispositivo de sobrecorriente es usualmente requerida en cada módulo (sistema de 12 V) o String de módulos.

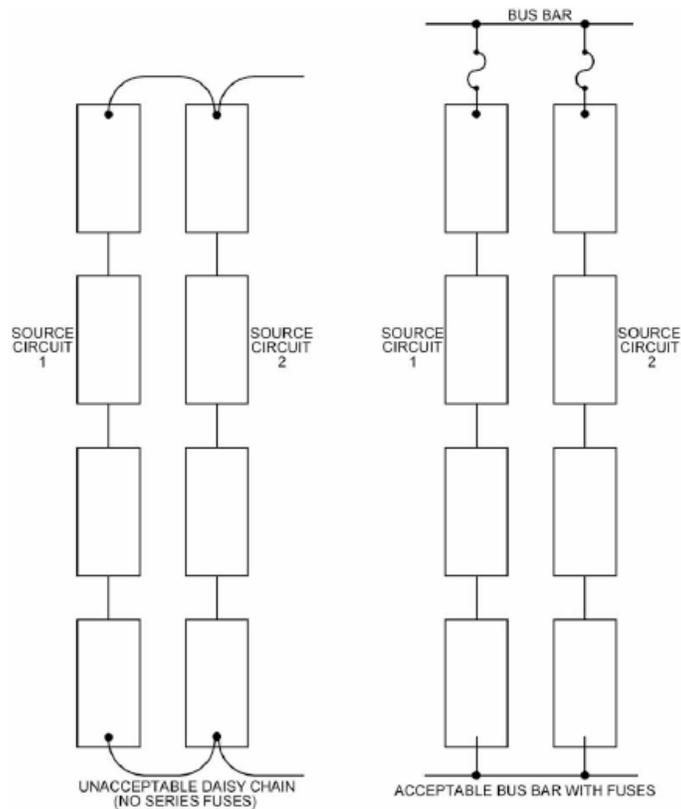


Fig. D.1 Método de Interconexión de String de Módulos FV

C.2.4. CÓDIGO DE COLORES EN CONDUCTORES.

Los sistemas FV se instalan al amparo del NEC y, por tanto, deben cumplir las normas que se aplican a sistemas de energía, tanto continua como alterna. En un sistema donde exista toma de tierra, el aislamiento de todos los conductores puestos a tierra debe ser blanco o gris natural, o de cualquier color excepto verde, si está marcado con cinta de plástico o pintura blanca en ambas terminaciones (marcado permitido sólo en conductores de mayor calibre que 6 AWG). Los conductores usados para la puesta a tierra de la estructura soporte de los módulos y demás equipo metálico accesible, deben estar desnudos (sin aislamiento) o llevar un aislante o identificación de color verde, o verde con tiras amarillas [200.6, 7; 210.5].

El NEC exige que los conductores de tierra sean blancos. En la mayoría de los sistemas FV con puesta a tierra, el conductor de protección es el negativo. El NEC no especifica el color de los

conductores que no estén a tierra, pero la regla es que los dos primeros conductores que no estén a tierra sean de color negro y rojo. Esto sugiere que en un sistema FV de dos conductores, con el negativo a tierra, el conductor positivo podría ser rojo o de cualquier color con una marca roja, excepto verde o blanco, y el conductor negativo de tierra debe ser blanco.

El NEC permite que los conductores de puesta a tierra (no blancos) del campo FV, como USE/USE-2, UF o SE, que sean de menor calibre que 6 AWG, se marquen con una marca blanca [200.6(A)(2)].

C.3. PROTECCIONES DE FALLA A TIERRA Y DESCONEXIÓN DEL CAMPO FV.

El Artículo 690-5 del NEC exige un dispositivo de detección de falla a tierra, interrupción y desconexión del campo FV, como protección contra incendios, si los paneles se montan en los tejados de casas particulares. Los módulos montados sobre el terreno no precisan este dispositivo.

Los dispositivos de detección de falla a tierra, interrupción y desconexión del campo deben llevar a cabo automáticamente las siguientes acciones, dependiendo del diseño particular:

- Detectar las corrientes de falla a tierra que excedan un valor determinado
- Interrumpir o reducir de forma significativa las corrientes de falla
- Abrir el circuito entre el campo y la carga
- Indicar la presencia de una falla a tierra

C.3.1. DESCONEXIÓN DEL CAMPO FV

El Artículo 690-18 exige un mecanismo que desconecte partes del campo o el campo por completo. El término “desconectar” tiene varios significados y el NEC no es claro con lo que se pretende. El Manual del NEC desarrolla el término “Desconectar” se puede definir de varias formas:

- Impedir que el sistema FV produzca salida alguna
- Reducir la tensión de salida a cero
- Reducir la corriente de salida a cero
- Dividir el campo en segmentos no peligrosos

La salida se podría medir en los terminales del campo FV o en los terminales de la carga.

La única forma de conseguir que la salida de un sistema FV sea nula en los terminales del campo es impidiendo que la luz ilumine los módulos. La salida se puede anular cortocircuitando los módulos o los terminales del campo. Cuando esto sucede, la corriente de cortocircuito fluye por el conductor que provoca el corto, lo que no resulta perjudicial en un sistema con un cableado apropiado y diodos de bypass. La corriente de salida se puede anular desconectando el sistema FV de cualquier carga. El interruptor desconector del campo FV llevaría a cabo esta tarea, pero en el cableado del campo y en la caja de desconexión aún existiría la tensión de circuito abierto. En un sistema grande, una corriente de cortocircuito de 100 A (con el campo cortocircuitado) puede resultar tan difícil de manejar como una tensión a circuito abierto de 600 V.

Durante la instalación del campo FV, los paneles se pueden cubrir para desconectarlos. En un sistema en funcionamiento, el desconectador del campo FV se abre durante el mantenimiento y el campo se cortocircuita o se deja abierto según las circunstancias. En la práctica, para campos FV de gran dimensión, hay que prever la desconexión de partes del campo de otras secciones para el mantenimiento. Mientras se realiza el mantenimiento de los paneles individuales o grupos de paneles, estos se pueden cubrir y/o aislar, y cortocircuitar para reducir la aparición de una sacudida eléctrica. Cuando un módulo o el campo FV está cortocircuitado, poco más se puede hacer que medir la corriente de cortocircuito. Durante las reparaciones, el sistema suele estar en circuito abierto.

C.4. PUESTA A TIERRA.

El tema de puesta a tierra es uno de los asuntos más complejos en las instalaciones eléctricas. Las definiciones del Artículo 100 y 250 del NEC aclaran la situación:

- **Puesto a tierra:** Conectado a la tierra o a un conductor que hace de tierra.
- **Conductor de puesta a tierra:** Un conductor del sistema que normalmente lleva corriente y se pone a tierra de forma intencionada. En los sistemas FV, un conductor (normalmente el negativo) en los sistemas de dos conductores o el neutro en sistemas bipolares, se pone a tierra.
- **Conductor de tierra de equipos:** Un conductor que normalmente lleva corriente usado para conectar las partes metálicas expuestas de equipo que pueden estar accidentalmente energizados al sistema de tierras o al conductor de puesta a tierra.
- **Conductor de Electrodo a Tierra:** Un conductor que normalmente no lleva corriente usado para conectar el conductor de tierra al electrodo a tierra o al sistema de tierras.
- **Electrodo a Tierra:** Elemento conductor en contacto con la tierra (ej. Varilla de tierra, electrodo, estructura de acero aterrizado, etc).

C.4.1. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Para un sistema FV de dos hilos y más de 50 voltios (125% salida de tensión a circuito abierto FV), un conductor que lleve una corriente en CD deberá estar conectado a tierra. En un sistema de tres hilos, con el neutro como toma intermedia del sistema de CD, debe ponerse a tierra [690.41]. Estos requisitos se aplican tanto sistemas aislados como a sistemas conectados a la red. La puesta a tierra de todos los sistemas FV reduce también el ruido de radiofrecuencia causado por las luces fluorescentes de continua y los inversores.

La sección 250.166 del NEC define el tamaño del conductor del electrodo de puesta a tierra de corriente continua (CPT). Muchos de los sistemas fotovoltaicos puede utilizar un CPT calibre 6 AWG si esa es la única conexión con el electrodo de puesta a tierra [250.166 (C)] y que el electrodo de puesta a tierra es una varilla, tubería, o electrodo de placa.

En algunos casos, el conductor de electrodo a tierra en CD no debe ser inferior a 8 AWG o del mayor conductor presente en el sistema [250.166 (B)].

C.4.2. PUNTO DE CONEXIÓN.

El conductor del electrodo del sistema de tierra, para la sección de continua de un sistema FV, debe conectarse a los circuitos de salida del campo FV, hacia el final de los módulos del circuito. Cuando esta conexión se hace cerca de los módulos, se permite el uso de protecciones contra sobretensiones. Los interruptores de desconexión no deben cortar los conductores puestos a tierra [690.13].

Es obligatorio que no haya más de una conexión a tierra del conductor negativo de un sistema FV. No limitar el número de conexiones a una (1), permitirá el flujo de corrientes por conductores no aislados y se crearán fallas a tierra no intencionados en el conductor puesto a tierra [250.6].

C.4.3. SITUACIONES INUSUALES DEL SISTEMA DE TIERRAS.

En algunos diseños se usa el chasis como parte del circuito negativo. Estos diseños no cumplen las actuales normas UL para equipos eléctricos, ya que no proporcionan aislamiento eléctrico entre las superficies metálicas exteriores y los conductores portadores de corriente. También son causa real de las conexiones múltiples a tierra.

El sistema se pondrá a tierra aunque la tensión sea inferior a 50 V y el punto de conexión del sistema de tierra será el terminal negativo de entrada del inversor.

C.4.4. ATERRIZAMIENTO DE EQUIPOS.

Todas las partes metálicas no activas accesibles de las cajas de conexión, equipos y aparatos de todo el sistema FV y de carga continua, deben ponerse a tierra [690.43, 250, 720.1 y 10]. Todos los sistemas FV, independientemente de la tensión, deben tener un sistema de puesta a tierra de los equipos para las superficies metálicas accesibles (por ejemplo, el marco de los módulos y la carcasa del inversor) [690.43]. El conductor de tierra deberá dimensionarse como se exige en el Artículo 690.45 o 250.122. En general, esto significa dimensionar el conductor de puesta a tierra del equipo en base al tamaño del dispositivo de sobrecorriente que protege cada conductor. La Tabla 250.122 del NEC muestra los tamaños. Por ejemplo, si los conductores que van desde el inversor a la batería están protegidos por un fusible o interruptor de 400 A, debe usarse un conductor de calibre no inferior a 3 AWG para la puesta a tierra del equipo de ese circuito [Tabla 250.122]. Si los conductores portadores de corriente se han sobredimensionado para reducir la caída de tensión, entonces el tamaño del conductor de protección de los equipos debe ajustarse en correspondencia [250.122(B)].

En la generación FV y circuitos de salida, los conductores de conexión a tierra de equipos generalmente deben estar dimensionados para llevar por lo menos 125% de las corrientes de cortocircuito de los circuitos de PV (no incluyendo corrientes retroceso de otras fuentes) en ese punto en el circuito. No debe ser inferior a 14 AWG para proporcionar un cierto grado de resistencia mecánica, particularmente cuando se instalan entre los módulos en el aire libre. Cuando los conductores de los circuitos son de gran tamaño para la caída de tensión, el conductor de conexión a tierra deberá ser proporcionalmente de gran tamaño, de conformidad con 250.122

(B), excepto cuando no hay dispositivos de sobrecorriente que protegen el circuito de lo permitido por la 690.9.

Si está expuesto, un conductor simple está a lo largo y adyacente a la soportería de metal, por consiguiente la soportería pueden estar sujeta a ser energizada y debe ser conectada a tierra. Instalaciones que usan conductores en tubo conduit puede parecer que no requieren soportería a tierra desde la tierra del módulo y la puesta a tierra del conducto (en caso de tubos metálicos fueran usados) proporcionaría la protección de código requerido. No obstante, los módulos son elementos conductores y entran en contacto con la soportería, por lo tanto, la soportería también debe estar conectada a tierra. Con frecuencia, la soportería es aterrizada para proporcionar protección adicional contra los rayos.

C.4.5. SALIDA DEL INVERSOR EN CA.

La salida del inversor (120, 240, 480 volts) debe conectarse al sistema de distribución de corriente alterna de manera que no cree caminos paralelos de puesta a tierra. El NEC exige que tanto el conductor verde de puesta a tierra del equipo como el conductor neutro de color blanco, se pongan a tierra. El NEC también exige que en condiciones normales no fluya corriente por los conductores verdes. Si el inversor dispone de salidas para la puesta a tierra en alterna, es muy probable que los conductores neutro y de protección se conecten a la carcasa y, por tanto, se pongan a tierra dentro del inversor. Esta configuración permite el uso seguro de dispositivos enchufables. Sin embargo, si las salidas del inversor se conectan a un centro de carga alterna (no se recomienda) usado como un dispositivo de distribución, pueden surgir problemas.

El centro de carga alterna suele tener los conductores de protección de los equipos y el neutro conectados a la misma barra que se conecta a la carcasa, donde se ponen a tierra. Se crean caminos paralelos a tierra con corrientes neutras circulando por los conductores de protección de los equipos. Este problema se puede evitar usando un centro de carga con una barra neutra aislada de la de protección de los equipos.

C.4.6. INVERSOR FV INTERCONECTADO A LA RED.

Los sistemas FV por lo general están comprendidos por circuitos de CA y CD, ambos deben ser debidamente conectados a tierra [250, 690]. Aunque la NEC tiene partes en el artículo 250 que tienen que ver con la puesta a tierra de los sistemas de CA y las partes que tienen que ver con la conexión a tierra adecuado de los sistemas de CD, y que no tratan específicamente los sistemas que tienen ambos componentes (CA y CD).

El artículo 100 de la NEC, da la definición de "Separately Derived Systems" (Sistemas derivados-separados"), incluye sistemas FV, y en la mayoría de los casos esto es correcto. La mayoría, pero no todos, los sistemas FV (ambos "Stand-Alone system" y "Utility-Interactive System", sistema aislado y sistema interconectado a la red) emplean un inversor que convierte la corriente continua de los módulos FV a corriente alterna que se utiliza para alimentar las cargas o inyectarse a la red eléctrica. Estos convertidores utilizar un transformador que aísla el lado de CD del lado de CA. El

conductor de puesta a tierra de CD no está directamente conectado al conductor de puesta a tierra de CA. Aunque la definición estándar de los sistemas derivados separadamente aplica sólo a sistemas de CA con transformadores, en efecto, el aislamiento entre sistemas de CA y CD en inversores FV hace algunos sistemas FV también sistemas derivados separados.

C.4.6.1. PUESTA A TIERRA EN CA.

Como en cualquier sistema derivado separado, ambas partes deben estar debidamente conectados a tierra [250.30]. Generalmente, no hay unión interna entre el conductor a tierra del circuito de CA y el sistema de puesta a tierra en el interior ya sea en el sistema aislado o en el interconectado del inversor. Ambos sistemas fotovoltaicos se basan en el puente de conexión del neutro a tierra principal en el equipo de servicio (sistema interconectado) o el puente de unión en el centro de la primera carga (sistema aislado) para conectar a tierra el lado de CA del sistema.

C.4.6.2. PUESTA A TIERRA EN CD.

El lado de CD del sistema también debe estar conectado a tierra cuando la tensión del sistema (en circuito abierto) es superior a 50 V. Vea la Sección 690.41 del NEC para más detalles. La Tabla NEC 690.7 da la constante dependiente de la temperatura, y la aplicación de esta constante indica generalmente que los sistemas fotovoltaicos con una tensión nominal de 24 V o más deben tener el lado de CD a tierra. Casi todos los sistemas FV interconectados operan con un voltaje nominal de 48 V o más por lo que debe tener uno de los conductores del circuito de CD a tierra [690.41], aunque algunos sistemas no conectados a tierra se permitirá [690.31 (E)].

En la mayoría de los sistemas de CD, el conductor negativo es el conductor de puesta a tierra.

El puente de conexión de CD se puede instalar en un solo punto en los circuitos de producción de electricidad fotovoltaica, y aquí es donde la conexión a tierra del conductor de CD y el electrodo debe estar conectada.

Si las corrientes de cortocircuito del campo FV son inferiores al doble de las especificadas para un dispositivo de sobreintensidad para los circuitos del mismo, deben usarse conductores de protección de los equipos del mismo tamaño que los conductores portadores de corriente del campo FV [690.45]. En otros casos, se aplica la Tabla 250.95 del NEC.

C.4.7. ELECTRODO DE TIERRA.

El electrodo de tierra del sistema en continua debe ser común, o estar conectado al electrodo de tierra en alterna [690.47, 250]. Los conductores de tierra del sistema y de los equipos deben estar conectados al mismo electrodo de tierra o sistema de electrodos de tierra.

Aunque el sistema fotovoltaico no esté puesto a tierra (opcional para tensiones menores que 50 V), el conductor de protección de los equipos debe conectarse al electrodo de tierra [250.110]. Cuando se use electrodo de tierra, éste debe consistir en una varilla resistente a la corrosión, con un diámetro mínimo de 5/8 de pulgada, con al menos 8 pies enterrados en el suelo y formando un

ángulo con la vertical no superior a 45 grados [250.53]. Deben usarse conectores homologados para conectar el conductor de tierra al electrodo.

Para tener mayor protección contra las sobretensiones inducidas por los rayos, se recomienda usar un sistema de electrodos de tierra, con al menos dos electrodos unidos entre sí. Un electrodo sería el electrodo principal del sistema de tierra, como se describió antes. El otro sería un electrodo de tierra suplementario, situado lo más cerca posible del campo FV. Los marcos de los módulos y la estructura del campo se conectarían a este electrodo para que las sobretensiones inducidas por los rayos tuvieran un camino a tierra lo más corto posible. Este electrodo debe unirse con un conductor al electrodo principal del sistema de puesta a tierra [250.54]. El tamaño del cable de unión debe escogerse en relación con la ampacidad del limitador de corriente que protege los circuitos fuente del sistema FV. Este cable de unión sirve de complemento a la puesta a tierra de la estructura de los módulos, que debe hacerse mediante un conductor de protección de los equipos.

No conectar en los módulos el conductor activo negativo al electrodo de tierra, al conductor de protección de los equipos, o a la estructura. Debería haber sólo un punto donde se uniese el conductor del electrodo de tierra con el conductor de tierra del sistema. En la Figura D2 se aclara esto. Los tamaños de los cables son sólo un ejemplo y variarán en función del tamaño del sistema.

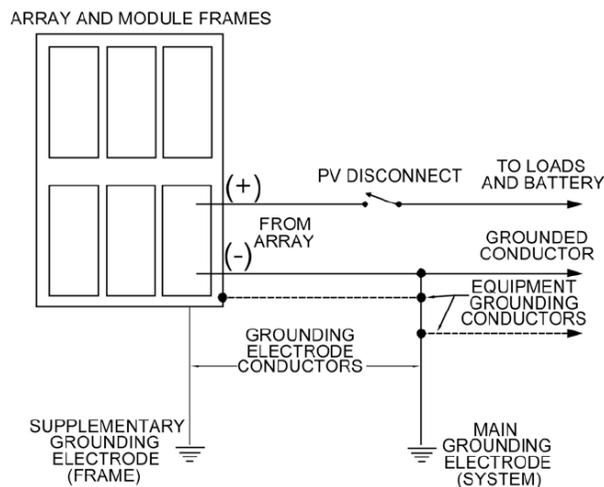


Fig. D2 Ejemplo de sistema de Electrodo de Tierra

C.5. AMPACIDAD DE LOS CONDUCTORES.

Los módulos fotovoltaicos tienen una capacidad limitada para entregar corriente. La corriente de cortocircuito de un módulo es de un 10 % a un 15 % superior a la corriente de funcionamiento. Los valores diarios de irradiación solar pueden exceder el estándar de ensayo de 1000 W/m^2 . Este incremento de corriente es considerando ajustando por 1.25 los cálculos de ampacidad. Otro de los problemas de los sistemas FV es que los conductores pueden verse sometidos a temperaturas tan elevadas como $75 - 80^\circ\text{C}$ cuando los módulos están montados en una estructura, no hace viento y la temperatura ambiente es elevada. Los valores de temperatura en las cajas de conexión

del módulo suelen estar en este rango. Debido a esto, hay que disminuir la ampacidad de los conductores o corregirla con factores que figuran en las Tablas del NEC 310.16 ó 310.17. Por ejemplo, el cable monopolar USE / RWH-2 de calibre 10 AWG utilizado en tubo para las interconexiones del módulo, tiene un aislamiento para 90°C y una ampacidad de 40 A para una temperatura ambiente de 26-30 °C. Cuando se usa a temperaturas ambiente de 61-70°C, la ampacidad de este cable se reduce a 23.2 A.

Hay que señalar que los valores de ampacidad asociados con los conductores de aislamiento para 90 °C, sólo se pueden usar si los terminales del módulo están especificados para 90 °C [110.14(c)]. Si los terminales se especifican para 75 °C, entonces deben usarse los valores de ampacidad asociados con el aislamiento para 75 °C, aunque se usen conductores con aislamiento para 90 °C.

Hay algunas reglas que deberán ser seguidas para determinar la ampacidad de conductores en circuitos FV.

1. La ampacidad de los conductores de los circuitos fuente del sistema FV debe ser al menos el 125% de la corriente de cortocircuito del módulo o módulos en paralelo [690.8].
2. La ampacidad de los conductores de los circuitos de salida del sistema FV debe ser al menos el 125% de la corriente de cortocircuito de salida.
3. La ampacidad de los conductores que entran o salen del inversor o sistema de acondicionamiento de potencia debe ser el 125% de la corriente de operación del dispositivo [690.8(A)].
4. De forma análoga, los demás conductores del sistema deberían tener una ampacidad del 125% de la corriente de operación, para permitir el funcionamiento prolongado a plena potencia [215.2].

Con estas exigencias del NEC se asegura que los dispositivos de sobreintensidad o cuadros de mando, funcionan a menos del 80% de su ampacidad. Hay que revisar la ampacidad cuando se prevén salidas del sistema FV por encima de lo normal, debido a la presencia de nieve o nubes. En muchos lugares, los valores diarios esperados de irradiación superan el valor estándar de ensayo de 1000 W/m².

La revisión del estándar *UL* 1703, para módulos FV, exige que las instrucciones de instalación de los módulos incluyan un incremento del 25% en las especificaciones de corriente de cortocircuito y tensión a circuito abierto para 25 °C, en previsión de picos de irradiación y temperaturas más frías. Hay dos factores aplicados de 1.25 para corrientes de módulos FV y el factor combinado es 1.56 (1.25 x 1.25). El diseño correcto implica el dimensionado correcto del cableado y de la capacidad de los limitadores de corriente en los circuitos fuente y de salida del sistema FV. Sin embargo, la capacidad de los limitadores de corriente debería ser siempre menor o igual que la ampacidad del cable. El NEC hace sólo algunas excepciones a esta regla [240.3].

La ampacidad de los conductores y el dimensionado de los limitadores de corriente son aspectos que requieren especial atención por parte del diseñador-instalador del sistema FV. Cada instalación particular requiere sus métodos de cableado y temperaturas [310.15]. Empezar con el

125% del valor de I_{sc} para cumplir las exigencias de UL [690.8]. Luego, usar un incremento adicional del 125% para el cumplimiento del código [690.8 y 690.9]. Finalmente, disminuir la ampacidad del cable por causa de la temperatura.

Los dispositivos contra sobreintensidades pueden tener terminales especificados para la conexión de conductores de 60°C, siendo necesaria una reducción de la ampacidad del cable cuando se usan conductores de 75 °C ó 90 °C.

C.6. PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES.

El NEC exige que todos los conductores que no estén puestos a tierra se protejan por un limitador de corriente [240.20]. En un sistema FV con múltiples fuentes de energía (módulos FV, baterías, cargadores de baterías, generadores, sistemas de acondicionamiento de potencia, etc.), el limitador de corriente debe proteger al conductor de la sobreintensidad de cualquier fuente conectada a ese conductor [690.9]. Los diodos de bloqueo, reguladores de carga e inversores, no se consideran limitadores de corriente y deben considerarse como cables de resistencia nula cuando se valoran las fuentes de sobreintensidades (690.9(A)).

Cuando se abren los circuitos en sistemas de continua, los arcos se mantienen más tiempo que en los sistemas de alterna. Esto supone cargas adicionales para los dispositivos de protección contra sobreintensidades especificados para funcionar en continua. Tales dispositivos deben soportar la corriente de carga y detectar situaciones de sobreintensidades, al igual que ser capaces de interrumpir las corrientes continuas de una forma segura. Los limitadores de corriente en alterna tienen las mismas exigencias, pero la función de interrupción es considerablemente más fácil.

C.6.1. CAPACIDAD.

Los circuitos fuente del sistema FV deben tener limitadores de corriente con capacidad de al menos el 125% de la corriente de cortocircuito de los módulos en paralelo. Una buena práctica de ingeniería consiste en aumentar la capacidad de estos limitadores de corriente y la ampacidad de los conductores a los que protegen, al 156% de la corriente de cortocircuito. Esta práctica concuerda con las exigencias UL mencionadas anteriormente ($1.25 \times 1.25 = 1.56$).

Los fusibles con retardo de tiempo o los cortacircuitos deberían minimizar las fusiones o saltos molestos. En todos los casos, deben usarse dispositivos de continua que tengan la adecuada capacidad de tensión continua y deben dotarse de la ventilación adecuada.

Los dispositivos de sobrecorriente estándar presentan rangos de: 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 110, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500 A y superiores. Si un conductor tiene una capacidad de corriente que cae entre uno de los valores estándar, el siguiente dispositivo de mayor tamaño de sobrecorriente se utilizará [240.4 (B)].

Todos los conductores que no estén puestos a tierra deben protegerse con limitadores de corriente [Artículo 240]. Los conductores puestos a tierra no deberían tener limitadores de corriente ya que la apertura independiente de estos dispositivos dejaría al sistema sin toma de

tierra. Debido a que las corrientes de salida de los módulos son limitadas, estos limitadores de corriente protegen al cableado del campo FV contra cortocircuitos del sistema de acondicionamiento de potencia.

A menudo, los módulos FV o las filas de módulos en serie se conectan en paralelo. Como el tamaño del conductor usado en el cableado del campo FV aumenta para adaptarse a la máxima corriente de cortocircuito de los módulos conectados en paralelo, cada tamaño de conductor debe protegerse por un limitador de corriente de tamaño apropiado. Estos dispositivos deben colocarse lo más cerca posible de todas las fuentes de posibles sobreintensidades para ese conductor [240.21]. En la Figura D3 se muestra un ejemplo de protección contra sobreintensidades del campo FV, correspondiente a un campo FV de tamaño medio, dividido en subcampos. Los tipos y tamaños de los cables son sólo ejemplos. Los tamaños reales dependerán de la ampacidad necesaria.

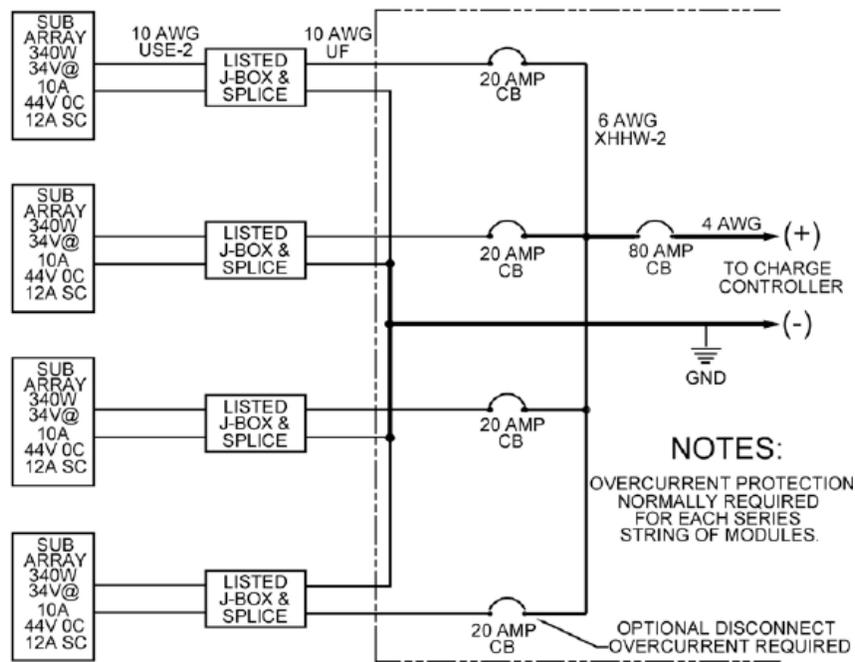


Fig. D3 Ejemplo Protección contra sobreintensidades.

Como los dispositivos limitadores se aceptan tanto fusibles como cortacircuitos, siempre que estén especificados para su uso esperado, es decir, que estén especificados para continua cuando se usen en circuitos de continua, que la ampacidad sea la correcta, y que puedan interrumpir las corrientes necesarias cuando ocurren cortocircuitos [240]. El NEC permite el uso de limitadores suplementarios homologados (reconocidos) sólo para la protección de circuitos fuente del sistema FV.

Algunos limitadores de corriente especificados para menos de 100 A, pueden tener terminales especificados para su uso con conductores de 60 °C. Puede que haya que ajustar los cálculos de la ampacidad de los cables conectados.

C.6.2. CIRCUITOS RAMALES.

En los sistemas conectados a la red, el circuito entre el inversor y el centro de carga alterna puede considerarse un circuito de alimentación.

Los fusibles usados para proteger los circuitos ramales de continua o alterna, deben estar probados y especificados para ese uso. También deben tener tamaños y marcas diferentes para cada grupo de corriente y tensión, para impedir el intercambio fortuito. Los fusibles con retardo de tiempo, especificados para continua y homologados por *UL*, son aceptables para el uso en circuitos ramales. Los fusibles rápidos suplementarios, homologados por *UL*, especificados para continua y aceptables, se pueden usar en los circuitos fuente del sistema FV.

Para proporcionar la máxima protección y mayor rendimiento (mínima caída de tensión) en los circuitos ramales, la ampacidad de los conductores debería aumentarse, pero la capacidad de los limitadores de corriente que protegen ese cable debería ser la menor posible, en concordancia con las corrientes de carga.

C.6.3. CONDICIONES DE CORTOCIRCUITO.

Los dispositivos limitadores de corriente (tanto los fusibles como los cortacircuitos) deben ser capaces de abrir de forma segura los circuitos con corrientes de cortocircuito. Como los campos FV tienen una limitación inherente de corriente, las corrientes elevadas de cortocircuito provenientes del campo no suponen un problema cuando se dimensionan los conductores tal y como se indicó anteriormente.

La mayoría de los cortacircuitos de circuitos ramales, especificados para continua, tienen un poder de corte de 5,000 amperes a 48 V de CD. Sin embargo, Heinemann y AirPrix hacen algunos con poder de corte de 25 000 amperes con voltajes de 65 a 125 V. Algunos cortacircuitos suplementarios, y especificados para continua, tienen un poder de corte de tan sólo 3,000 A. Los fusibles de continua, homologados, suelen tener un poder de corte de hasta 20,000 A.

Los fusibles o cortacircuitos nunca deben agruparse o ponerse en paralelo para aumentar la capacidad de corriente, a no ser que vengan así de fábrica y estén homologados para este uso [240.8].

C.6.4. FUSIBLES DE LOS CIRCUITOS FUENTE.

El NEC permite usar fusibles suplementarios en los circuitos fuente del sistema FV [690.9(C)]. Un fusible suplementario es aquel que se diseña para usar con equipos homologados. Estos fusibles complementan el fusible principal del circuito de alimentación y no tienen que cumplir todos los requerimientos de los fusibles de estos circuitos. Deben, no obstante, estar especificados para CD y ser capaces de manejar las corrientes de cortocircuitos a las que pueden estar sometidos [690.9(D)].

C.6.5. FUSIBLES DE LOS CIRCUITOS FUENTE.

La práctica normal de instalaciones eléctricas exige que el equipo de entrada del servicio tenga dispositivos de protección contra fallas de corriente que puedan interrumpir las posibles corrientes de cortocircuito [230.65, 208]. Este requerimiento se aplica a cualquier sistema de acondicionamiento de potencia en el lado de la compañía suministradora, en una instalación FV. Si el servicio es capaz de entregar corrientes de falla superiores al poder de corte de los dispositivos contra sobreintensidades usados para conectar el inversor al sistema, entonces deben usarse dispositivos limitadores de corriente [110.9].

C.6.6. MEDIOS DE DESCONEXIÓN.

Hay muchas consideraciones a la hora de configurar los desconectores de un sistema FV. El NEC trata primero la seguridad y luego otras exigencias. El diseñador FV también debe considerar el daño causado en el equipo por sobretensiones, opciones de rendimiento, limitaciones de equipo y coste.

Un sistema fotovoltaico es un sistema de generación de potencia y es necesario un número mínimo de desconectores para tratar esa potencia. Los sistemas se mantienen por personal sin experiencia; por tanto, el sistema de desconexión debe diseñarse para proporcionar seguridad, fiabilidad y fácil ejecución.

C.6.6.1. DESCONECTADORES DEL CAMPO FV

El Artículo 690 exige que todos los conductores portadores de corriente que parten de la fuente de potencia FV estén provistos de una desconexión. Los conductores que no están puestos a tierra deben tener un cortacircuito para su desconexión. Los conductores puestos a tierra que suelen permanecer conectados todo el tiempo, deben tener una desconexión tipo tornillo que pueda usarse para operaciones de mantenimiento y cumplir con las exigencias del NEC.

C.6.6.2. DESCONECTADORES DEL EQUIPO.

Cada parte del equipo del sistema FV debe tener desconectores para desconectarla de todas las fuentes de potencia. Los desconectores deben ser cortacircuitos y deben cumplir con todas las previsiones del Artículo 690.17. Los cortacircuitos pueden servir tanto de dispositivo de desconexión como de limitadores de corriente, cuando se colocan adecuadamente y se usan con sus especificaciones aprobadas.

Un inversor de 2,000 W en un sistema de 12 V puede entregar casi 200 A a plena carga. Los desconectores deben estar especificados para soportar esta carga y tener un poder de corte adecuado. De nuevo, un cortacircuito para continua, homologado por UL, puede resultar menos costoso y más compacto que un interruptor y un fusible con las mismas características.

C.7. ENVOLVENTES, ARMARIOS Y CAJAS.

Los dispositivos de desconexión y limitación de corriente deben instalarse en envolventes, armarios o cajas aprobadas [240-III]. El cableado entre estos armarios debe seguir un método aprobado en el NEC [110.8]. Deben usarse abrazaderas de cables, métodos para reducir esfuerzos y tubos adecuados. Los agujeros que no se usen deben cerrarse con el mismo material, o similar, que el del armario [110.12(A)]. Los armarios metálicos deben unirse al conductor de tierra [250.110, 408.40]. No se recomienda el uso de madera u otros materiales combustibles. Los conductores pertenecientes a sistemas diferentes, como compañía eléctrica, generadores de gas, energía hidroeléctrica o eólica, no deben colocarse en el mismo armario, caja, tubo, etc., como si fueran conductores del sistema FV, a no ser que el armario esté dividido [690.4(B)]. Esta exigencia es el resultado de la necesidad de mantener los conductores 'siempre activos' de la fuente FV separados de aquellos que se pueden neutralizar.

Cuando se diseña un sistema de distribución FV o cuadro de control, deberían usarse cajas tipo NEMA aprobadas y dispositivos de desconexión y limitación de corriente aprobados. Los requisitos de configuración interna de estos dispositivos se establecen en los Artículos 110, 408 y partes del artículo 690, como otras partes de la NEC deben cumplirse. Suelen exigirse cuadros que no tengan accesibles conductores portadores de corriente, terminales o contactos [408.38]. UL también determina los estándares para la construcción interna de cuadros y armarios.

C.8. DIMENSIONAMIENTO DE CABLEADO Y PROTECCIÓN CONTRA SOBREINTENSIDADES.

El procedimiento para el dimensionado del cableado y la protección contra sobreintensidades de ese cableado, mostrado a continuación, se basa en las exigencias del NEC de las Secciones 690.9, 690.8, 210.22(c), 220.3(a), 220.10(b), 215.3 y 240.3(b).

Los cálculos para los tamaños de los conductores y las capacidades de los dispositivos limitadores de corriente se basan en las exigencias del Código Eléctrico Nacional (NEC) de 2008 y en el estándar 1703 de UL que facilita instrucciones para la instalación de módulos FV homologados por UL. Las Tablas 310.16 y 310.17 del NEC proporcionan los datos de ampacidad y los factores de disminución de la misma debidos a la temperatura.

1. **Corriente del Circuito.** En los circuitos que llevan corrientes desde los módulos FV, multiplicar la corriente de cortocircuito por el 125% y usar este valor para todos los cálculos posteriores. Para los circuitos CD y CA del inversor, en sistemas FV, usar la corriente continua especificada. Los circuitos de carga CA y CD deberían seguir los requisitos de las Secciones 210, 220 y 215.
2. **Capacidad del Dispositivo Contra Sobreintensidades.** El dispositivo contra sobreintensidades debe tener una capacidad del 125% de la corriente determinada en el Paso No. 1. Esto es para impedir que los dispositivos contra sobreintensidades funcionen a más del 80% de su capacidad.

3. **Dimensionado del Cableado.** Los cables tendrán una ampacidad del 125% de la corriente determinada en el Paso No. 1 y para 30°C, para asegurar el funcionamiento correcto de los dispositivos contra sobrecorrientes conectados. En este cálculo no se aplican más factores de disminución de ampacidad.
4. **Disminución de Ampacidad en los Cables.** Basándose en la determinación del Paso No. 3 y en la localización del cable (bajo tubo o al aire), se seleccionan en las Tablas de Ampacidad del NEC, 310.16 o 310.17, un tamaño de cable y un aislamiento de temperatura (60, 75 o 90 °C). Usar las ampacidades del cable de 75 °C para obtener el tamaño y después usar la ampacidad de la columna de 90 °C, si es necesario, para las disminuciones. La ampacidad corregida resultante debe ser mayor que el valor encontrado en el Paso No. 1. Si no es mayor, debe seleccionarse un cable de mayor tamaño o de aislamiento de temperatura más alto.
5. **Ampacidad vs. Dispositivo contra Sobrecorrientes.** La ampacidad corregida del cable, seleccionada en el Paso No. 4, debe ser igual o superior a la capacidad del dispositivo contra sobrecorrientes determinada en el Paso No. 2. Si la ampacidad corregida del cable es inferior a la capacidad del dispositivo contra sobrecorrientes, entonces debe seleccionarse un cable más grande. Si la ampacidad corregida del cable se haya entre los tamaños estándar de dispositivos contra sobrecorrientes, encontrados en la Sección 240.6 del NEC, se puede usar el tamaño estándar de dispositivo contra sobrecorrientes inmediatamente superior.
6. **Compatibilidad de los Terminales de los Dispositivos.** Como la mayoría de los dispositivos contra sobrecorrientes tienen terminales especificados para su uso con cables de 75°C (ó 60°C), debe verificarse la compatibilidad. Si en el proceso anterior se ha seleccionado un cable aislado para 90 °C, la ampacidad a 30 °C del mismo tamaño de cable, con un aislamiento de 75 °C (ó 60°C), debe ser inferior o igual a la corriente encontrada en el Paso No. 1. Esto asegura que el cable trabajará a temperaturas por debajo de la especificada para los terminales del dispositivo contra sobrecorrientes.

ANEXO D. TABLAS NOM-001-SEDE-2005, NEC, ANSI-IEEE.

D.1. NOM – TABLA 250-94: CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE TIERRA DE INSTALACIONES DE C.A.

El tamaño nominal del conductor del electrodo de puesta a tierra de una instalación de c.a. puesta o no puesta a tierra, no debe ser inferior a lo especificado en la Tabla 250-94.

Tamaño nominal del mayor conductor de entrada a la acometida o sección equivalente de conductores en paralelo mm ² (AWG o kcmil)		Tamaño nominal del conductor al electrodo de puesta a tierra mm ² (AWG o kcmil)	
Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
33,6 (2) o menor	53,5 (1/0) o menor	8,37 (8)	13,3 (6)
42,4 o 53,5 (1 o 1/0)	67,4 o 85,0 (2/0 o 3/0)	13,3 (6)	21,2 (4)
67,4 o 85,0 (2/0 o 3/0)	4/0 o 250 kcmil	21,2 (4)	33,6 (2)
Más de 85,0 a 177 (3/0 a 350)	Más de 127 a 253 (250 a 500)	33,6 (2)	53,5 (1/0)
Más de 177 a 304,0 (350 a 600)	Más de 253 a 456 (500 a 900)	53,5 (1/0)	85,0 (3/0)
Más de 304 a 557,38 (600 a 1100)	Más de 456 a 887 (900 a 1750)	67,4 (2/0)	107 (4/0)
Más de 557,38 (1100)	Más de 887 (1750)	85,0 (3/0)	127 (250)

D.2. NOM – TABLA 250-95: TAMAÑO NOMINAL MÍNIMO DE LOS CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA PARA CANALIZACIONES Y EQUIPOS.

El tamaño nominal de los conductores de puesta a tierra de equipo, de cobre o aluminio, no debe ser inferior a lo especificado en la Tabla 250-95.

Cuando haya conductores en paralelo en varias canalizaciones o cables, como se permite en 310-4, el conductor de puesta a tierra de equipo, cuando exista, debe estar instalado en paralelo. Cada conductor de puesta a tierra de equipo instalado en paralelo debe tener un tamaño nominal seleccionado sobre la base de la corriente eléctrica nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente que proteja los conductores del circuito en la canalización o cable, según la Tabla 250-95.

Cuando el tamaño nominal de los conductores se ajuste para compensar caídas de tensión eléctrica, los conductores de puesta a tierra de equipo, cuando deban instalarse, se deben ajustar proporcionalmente según el área en mm² de su sección transversal.

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc. Sin exceder de:	Tamaño nominal mm ² (AWG o kcmil)	
	(A)	Cable de cobre
15	2,08 (14)	—
20	3,31 (12)	—
30	5,26 (10)	—
40	5,26 (10)	—
60	5,26 (10)	—
100	8,37 (8)	13,3 (6)
200	13,3 (6)	21,2 (4)
300	21,2 (4)	33,6 (2)
400	33,6 (2)	42,4 (1)
500	33,6 (2)	53,5 (1/0)
600	42,4 (1)	67,4 (2/0)
800	53,5 (1/0)	85,0 (3/0)
1 000	67,4 (2/0)	107 (4/0)
1 200	85,0 (3/0)	127 (250)
1 600	107 (4/0)	177 (350)
2 000	127 (250)	203 (400)
2 500	177 (350)	304 (600)
3 000	203 (400)	304 (600)
4 000	253 (500)	405 (800)
5 000	354,7 (700)	608 (1 200)
6 000	405 (800)	608 (1 200)

Véase limitaciones a la instalación en 250-92(a)
Nota: Para cumplir lo establecido en 250-51, los conductores de puesta a tierra de los equipos podrían ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.

D.3. NOM – TABLA 310-15(G): FACTORES DE AJUSTE.

Más de tres conductores portadores de corriente en un cable o canalización. Cuando el número de conductores portadores de corriente en un cable o canalización sea mayor que tres, la capacidad de conducción de corriente se debe reducir con los factores que se indican en la Tabla 310-15(g).

Número de conductores portadores de corriente	Por ciento de valor de las tablas ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

D.4. NOM - TABLA 310-16: CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE.

Capacidad de conducción permisible de conductores aislados para 0 a 2,000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o directamente enterrados, para una temperatura ambiente de 30 °C.

Tamaño o Designación		Temperatura nominal del conductor (véase Tabla 310-13)					
mm ²	AWG o kcmil	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
		TIPOS TW ^a CCE TWD-UV	TIPOS RHW ^a , THHW ^a , THW ^a , THW-LS, THWN ^a , XHHW ^a , TT, USE	TIPOS MI, RHH ^a , RHW-2, THHN ^a , THHW ^a , THHW- LS, THW-2 ^a , XHHW ^a , XHHW-2, USE-2 FEP ^a , FEPB ^a	TIPOS UF ^a	TIPOS RHW ^a , XHHW ^a	TIPOS RHW-2, XHHW ^a , XHHW-2, DRS
Cobre				Aluminio			
0,824	18	---	---	14	---	---	---
1,31	16	---	---	18	---	---	---
2,08	14	20*	20*	25*	---	---	---
3,31	12	25*	25*	30*	---	---	---
5,26	10	30	35*	40*	---	---	---
8,37	8	40	50	55	---	---	---
13,3	6	55	65	75	40	50	60
21,2	4	70	85	95	55	65	75
26,7	3	85	100	110	65	75	85
33,6	2	95	115	130	75	90	100
42,4	1	110	130	150	85	100	115
53,5	1/0	125	150	170	100	120	135
67,4	2/0	145	175	195	115	135	150
85,0	3/0	165	200	225	130	155	175
107	4/0	195	230	260	150	180	205
127	250	215	255	290	170	205	230
152	300	240	285	320	190	230	255
177	350	260	310	350	210	250	280
203	400	280	335	380	225	270	305
253	500	320	380	430	260	310	350
304	600	355	420	475	285	340	385
355	700	385	460	520	310	375	420
380	750	400	475	535	320	385	435
405	800	410	490	555	330	395	450
458	900	435	520	585	355	425	480
507	1 000	455	545	615	375	445	500
633	1250	495	590	665	405	485	545
760	1500	520	625	705	435	520	585
887	1750	545	650	735	455	545	615
1010	2000	560	685	750	470	560	630
FACTORES DE CORRECCION							
Temperatura ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30 °C, multiplicar la anterior capacidad de conducción de corriente por el correspondiente factor de los siguientes						
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	
56-60	0,58	0,71	0,58	0,71	
61-70	0,33	0,58	0,33	0,58	
71-80	0,41	0,41	

D.5. NOM - TABLA 400-5(G): CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN DE CORRIENTE DE LOS CABLES Y CORDONES FLEXIBLES.

Si hubiera más de tres conductores portadores de corriente, la capacidad de conducción de corriente de cada conductor se debe reducir a partir de la de los cables de tres conductores, en la siguiente proporción:

Cantidad de conductores	Por ciento que se debe aplicar a los valores de las Tablas 400-5(a) y 400-5(b)
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
De 41 en adelante	35

D.6. NOM-TABLA C1: OCUPACIÓN EN TUBO CONDUIT DE CONDUCTORES Y CABLES DE ARTEFACTOS EN TUBO CONDUIT METÁLICO TIPO LIGERO.

Número máximo de conductores y cables de artefactos en tubo (conduit) metálico tipo ligero (según la Tabla 1 del Capítulo 10, NOM-001-SEDE). Si hubiera más de tres conductores portadores de corriente, la capacidad de conducción de corriente de cada conductor se debe reducir a partir de la de los cables de tres conductores, en la siguiente proporción:

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm									
			16	21	27	35	41	53	63	78	91	103
	mm ²	AWG kcmil										
RH	2,08	14	6	10	16	28	39	64	112	169	221	282
	3,31	12	4	8	13	23	31	51	90	136	177	227
RHH	2,08	14	4	7	11	20	27	46	80	120	157	201
RHW,	3,31	12	3	6	9	17	23	38	66	100	131	167
RHW-2												
RH,	5,26	10	2	5	8	13	18	30	53	81	105	135
RHH,	8,37	8	1	2	4	7	9	16	28	42	55	70
RHW,	13,3	6	1	1	3	5	8	13	22	34	44	56
RHW-2	21,2	4	1	1	2	4	6	10	17	26	34	44
	26,7	3	1	1	1	4	5	9	15	23	30	38
	33,6	2	1	1	1	3	4	7	13	20	26	33
	42,4	1	0	1	1	1	3	5	9	13	17	22
	53,5	1/0	0	1	1	1	2	4	7	11	15	19
	67,4	2/0	0	1	1	1	2	4	6	10	13	17
	85,0	3/0	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14
	107	4/0	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	127	250	0	0	0	1	1	1	3	5	7	9
	152	300	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	177	350	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	203	400	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	253	500	0	0	0	0	1	1	2	3	4	6
	304	600	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	355	700	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	380	750	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	405	800	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	456	900	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
	507	1000	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	633	1250	0	0	0	0	0	0	1	1	1	2
	760	1500	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	887	1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
	1 010	2 000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1

D.7. **NOM-TABLA C2: OCUPACIÓN EN TUBO CONDUIT DE CONDUCTORES Y CABLES DE ARTEFACTOS EN TUBO CONDUIT NO METÁLICO TIPO LIGERO.**

Letras de tipo	Tamaño o Designación del cable:		Diámetro nominal en mm					
	mm ²	AWG kcmil	16	21	27	35	41	53
RH	2,08	14	4	8	15	27	37	61
	3,31	12	3	7	12	21	29	49
RHH, RHW	2,08	14	3	6	10	19	26	43
RHW-2	3,31	12	2	5	9	16	22	36
RH, RHH, RHW	5,26	10	1	4	7	13	17	29
RHW-2	8,37	8	1	1	3	6	9	15
	13,3	6	1	1	3	5	7	12
	21,2	4	1	1	2	4	6	9
	26,7	3	1	1	1	3	5	8
	33,6	2	0	1	1	3	4	7
	42,4	1	0	1	1	1	3	5
	53,5	1/0	0	0	1	1	2	4
	67,4	2/0	0	0	1	1	1	3
	85,0	3/0	0	0	1	1	1	3
	107	4/0	0	0	1	1	1	2
	127	250	0	0	0	1	1	1
	152	300	0	0	0	1	1	1
	177	350	0	0	0	1	1	1
	203	400	0	0	0	1	1	1
	253	500	0	0	0	0	1	1
	304	600	0	0	0	0	1	1
	355	700	0	0	0	0	1	1
	380	750	0	0	0	0	0	1
	405	800	0	0	0	0	0	1
	456	900	0	0	0	0	0	1
	507	1 000	0	0	0	0	0	1
	633	1250	0	0	0	0	0	0
	760	1500	0	0	0	0	0	0
	887	1750	0	0	0	0	0	0
	1 010	2 000	0	0	0	0	0	0
TW	2,08	14	7	13	22	40	55	92
THW	3,31	12	5	10	17	31	42	71
THHW	5,26	10	4	7	13	23	32	52

D.8. **NOM-TABLA 10-8: DIMENSIONES DE TUBO CONDUIT MAETÁLICO TIPO PESADO, SEMIPESADO Y LIGERO Y ÁREA DISPONIBLE PARA LOS CONDUCTORES.**

Designación	Diámetro interior mm	Area interior total mm ²	Area disponible para conductores mm ²		
			Uno conductor fr = 53%	Dos conductores fr = 31%	Más de dos conductores fr = 40%
16 (1/2)	15,8	196	103	60	78
21 (3/4)	20,9	344	181	106	137
27 (1)	26,6	557	294	172	222
35 (1-1/4)	35,1	965	513	299	387
41 (1-1/2)	40,9	1313	697	407	526
53 (2)	52,5	2165	1149	671	867
63 (2-1/2)	62,7	3089	1638	956	1236
78 (3)	77,9	4761	2523	1476	1904
91 (3-1/2)	90,1	6379	3385	1977	2555
103 (4)	102,3	8213	4349	2456	3282
129 (5)	128,2	12907	6440	4001	5163
155 (6)	154,1	18639	9879	5778	7456

D.9. **NEC - TABLE 9: RESISTENCIA Y REACTANCIA PARA CABLES DE 600 V, 3 FASES, 60 HZ, 75 °C. TRES CONDUCTORES MONOPOLARES EN TUBO CONDUIT.**

AWG ó KCM (600 V 75 °C)	C O B R E T A B L A 9 (N E C)								
	XL (ohm/km)		R (ohm/km)			Factor de Potencia	Z (ohm/km)		
	Conduit PVC o AL	Conduit METÁLICO	Conduit PVC	Conduit ALUMINIO	Conduit METÁLICO		Conduit PVC	Conduit ALUMINIO	Conduit METÁLICO
14	0.190288	0.239501	10.170603			0.90	9.236487	9.236487	9.257939
12	0.177165	0.223097	6.561679			0.90	5.982736	5.982736	6.002757
10	0.164042	0.206692	3.937007			0.90	3.614811	3.614811	3.633401
8	0.170603	0.213254	2.559055			0.90	2.377514	2.377514	2.396105
6	0.167322	0.209973	1.607611			0.90	1.519784	1.519784	1.538375
4	0.157480	0.196850	1.017060			0.90	0.983998	0.983998	1.001159
2	0.147637	0.187007	0.623359	0.656168		0.90	0.625377	0.654905	0.672066
1/0	0.144356	0.180446	0.393700	0.426509	0.393700	0.90	0.417253	0.446781	0.432985
2/0	0.141076	0.177165	0.328084			0.90	0.356769	0.356769	0.372500
3/0	0.137795	0.170603	0.252624	0.269028	0.259186	0.90	0.287425	0.302189	0.307632
4/0	0.134514	0.167322	0.203412	0.219816	0.206692	0.90	0.241704	0.256468	0.258957
250	0.134514	0.170603	0.170603	0.187007	0.177165	0.90	0.212176	0.226940	0.233813
300	0.134514	0.167322	0.144356	0.160761	0.147637	0.90	0.188554	0.203318	0.205807
350	0.131233	0.164042	0.124672	0.141076	0.127952	0.90	0.169408	0.184172	0.186661
400	0.131233	0.160761	0.108267	0.124672	0.114829	0.90	0.154643	0.169408	0.173420
500	0.127952	0.157480	0.088582	0.104986	0.095144	0.90	0.135497	0.150260	0.154274
600	0.127952	0.157480	0.075459	0.091863	0.082020	0.90	0.123686	0.138450	0.142462
750	0.124672	0.157480	0.062336	0.078740	0.068897	0.90	0.110446	0.125209	0.130651
1000	0.121391	0.150918	0.049212	0.062335	0.059055	0.90	0.097204	0.109015	0.118933

D.10. ANSI IEEE STD. 2000 - TABLA 7: RESISTIVIDADES TÍPICAS EN LA SUPERFICIE DE LOS MATERIALES.

Table 7— Typical surface material resistivities

Number	Description of surface material (U.S. state where found)	Resistivity of sample $\Omega\cdot\text{m}$	
		Dry	Wet
1	Crusher run granite with fines (N.C.)	140×10^6	1300 (ground water, 45 $\Omega\cdot\text{m}$)
2	1.5 in (0.04 m) crusher run granite (Ga.) with fines	4000	1200 (rain water, 100 W)
3	0.75–1 in (0.02–0.025 m) granite (Calif.) with fines	—	6513 (10 min after 45 $\Omega\cdot\text{m}$ water drained)
4	#4 (1 -2 in) (0.025-0.05 m) washed granite (Ga.)	1.5×10^6 to 4.5×10^6	5000 (rain water, 100 $\Omega\cdot\text{m}$)
5	#3 (2–4 in) (0.05-0.1 m) washed granite (Ga.)	2.6×10^6 to 3×10^6	10 000 (Rain water, 100 $\Omega\cdot\text{m}$)
6	Size unknown, washed limestone (Mich.)	7×10^6	2000–3000 (ground water, 45 $\Omega\cdot\text{m}$)
7	Washed granite, similar to 0.75 in (0.02 m) gravel	2×10^6	10 000
8	Washed granite, similar to pea gravel	40×10^6	5000
9	#57 (0.75 in) (0.02 m) washed granite (N.C.)	190×10^6	8000 (ground water, 45 $\Omega\cdot\text{m}$)
10	Asphalt	2×10^6 to 30×10^6	10 000 to 6×10^6
11	Concrete	1×10^6 to 1×10^9 ^a	21 to 100

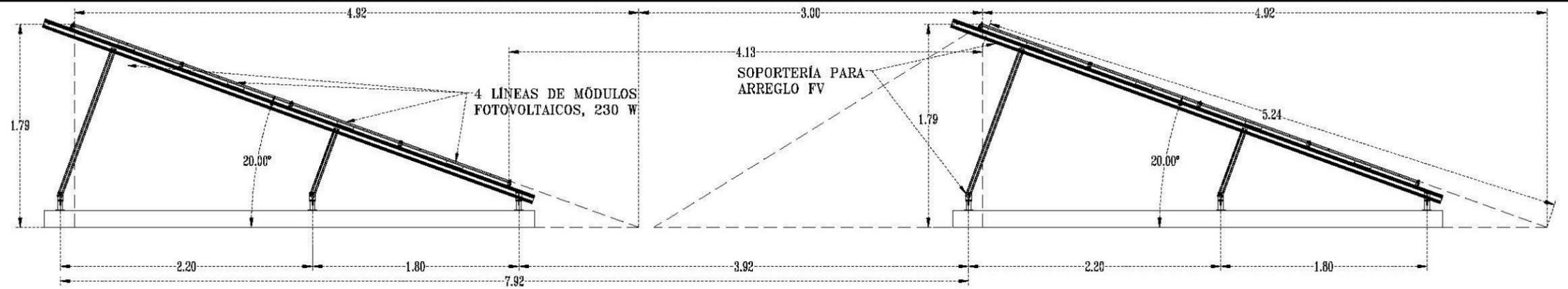
^aOven dried concrete (Hammond and Robson [B78]). Values for air-cured concrete can be much lower due to moisture content.

D.11. ANSI IEEE STD. 2000 - TABLA 8: RANGOS DE RESISTIVIDAD DE LA TIERRA.

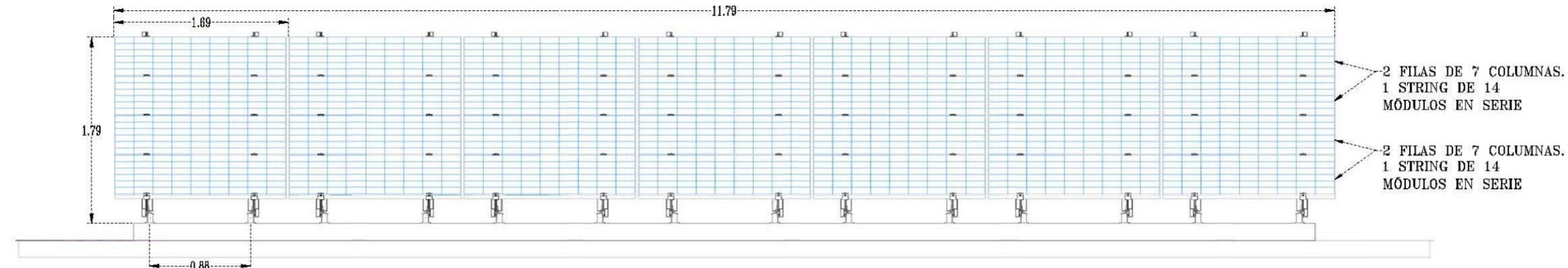
Table 8—Range of earth resistivity

Type of earth	Average resistivity ($\Omega\cdot\text{m}$)
Wet organic soil	10
Moist soil	10^2
Dry soil	10^3
Bedrock	10^4

ANEXO E. PLANO E-01



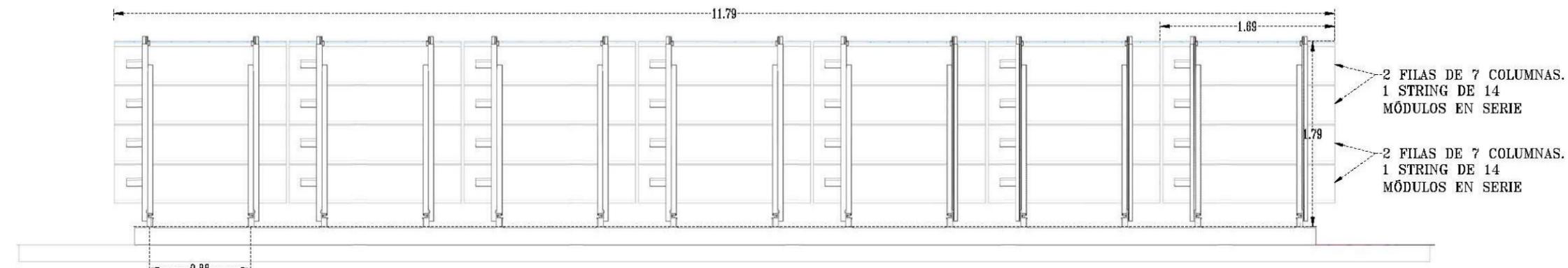
VISTA LATERAL
Esc. 1:35 Cot. m



2 FILAS DE 7 COLUMNAS.
1 STRING DE 14
MÓDULOS EN SERIE

2 FILAS DE 7 COLUMNAS.
1 STRING DE 14
MÓDULOS EN SERIE

VISTA FRONTAL, 2 STRINGS
Esc. 1:35 Cot. m



2 FILAS DE 7 COLUMNAS.
1 STRING DE 14
MÓDULOS EN SERIE

2 FILAS DE 7 COLUMNAS.
1 STRING DE 14
MÓDULOS EN SERIE

VISTA POSTERIOR, 2 STRINGS
Esc. 1:35 Cot. m



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PANEL FV: VISTA LATERAL,
FRONTAL Y POSTERIOR

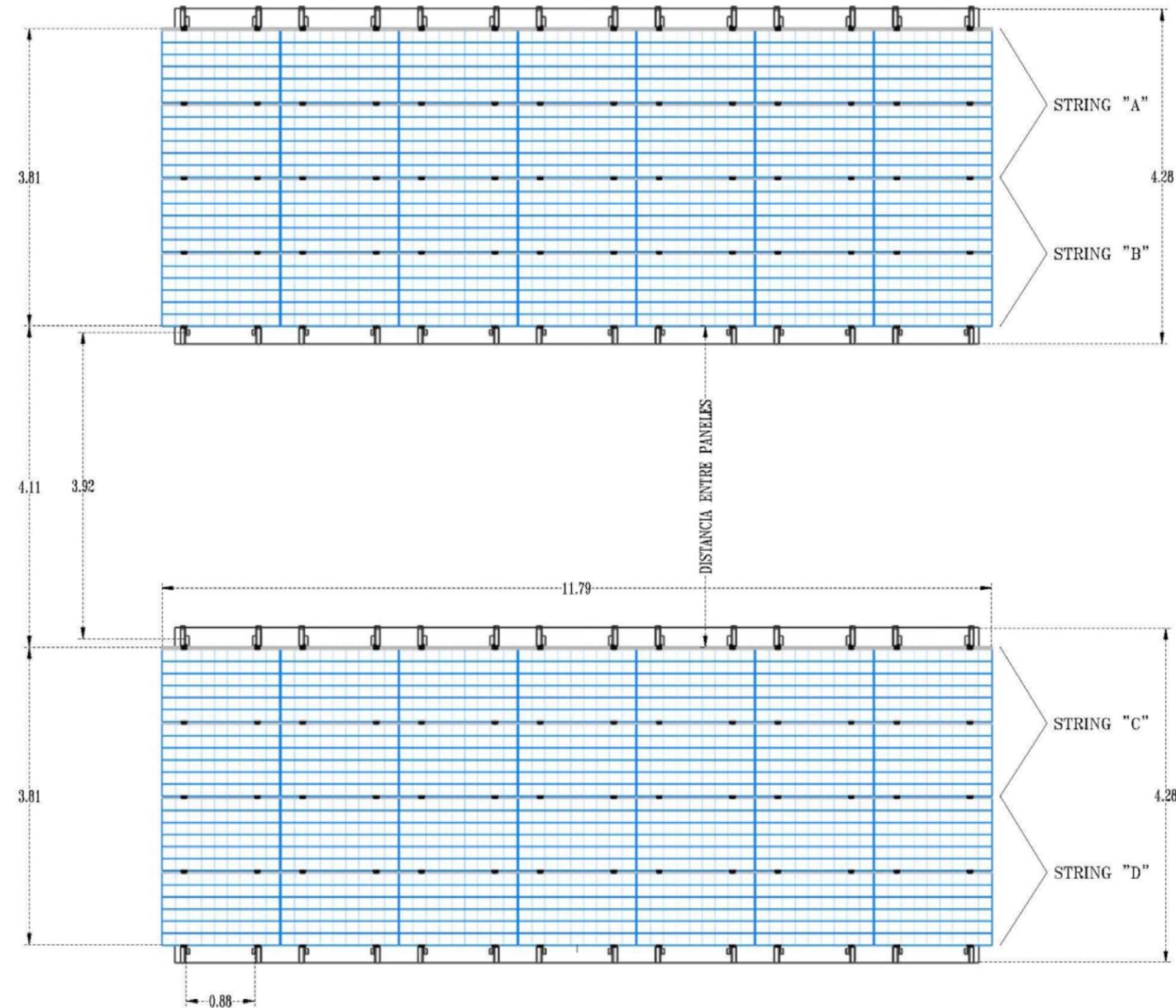
E-01

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

PLANO E-02



VISTA SUPERIOR, 2 x 2 STRINGS
Esc. 1:80 Cot. m



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2 PANELES FV FORMADOS POR 2
STRING CADA UNO, VISTA SUPERIOR

E-02

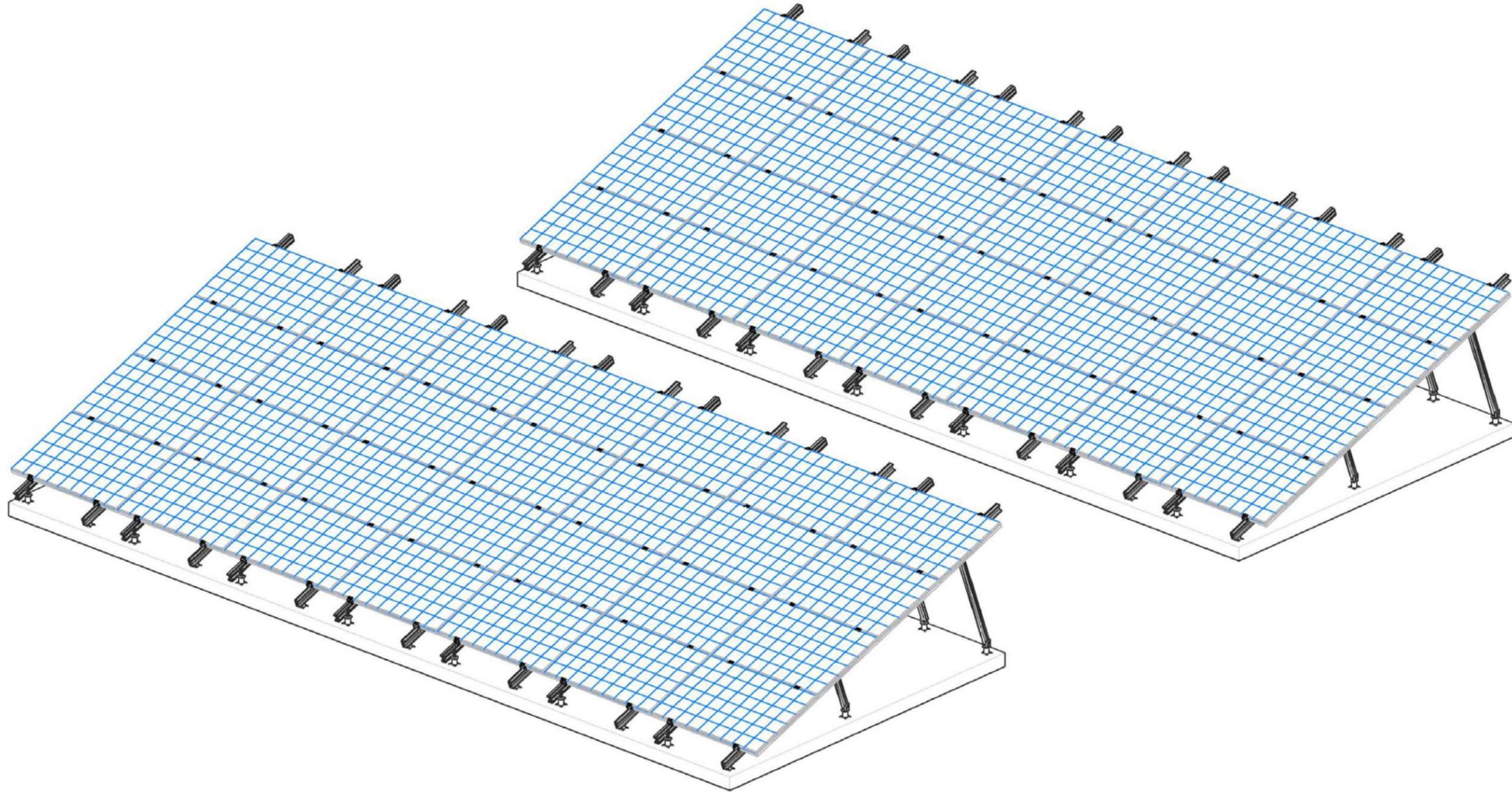
DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

PLANO E-03

VISTA 3D, 2 x 2 STRINGS
S/Esc. S/Cot.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

2 PANELES FV FORMADO CADA UNO
POR 2 STRING, VISTA 3D

E-03

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

PLANO E-04

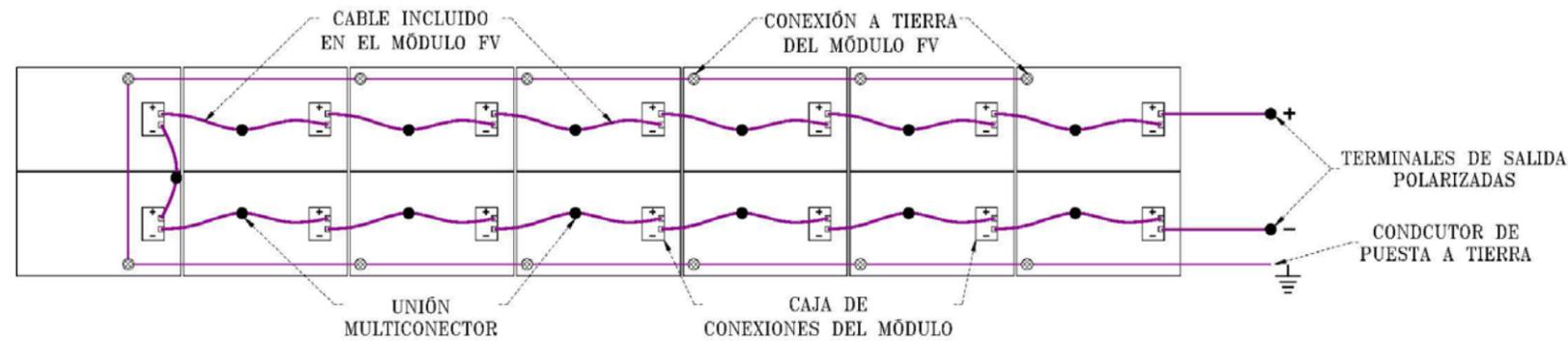
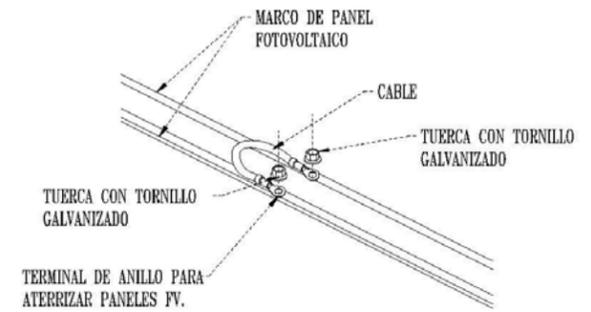
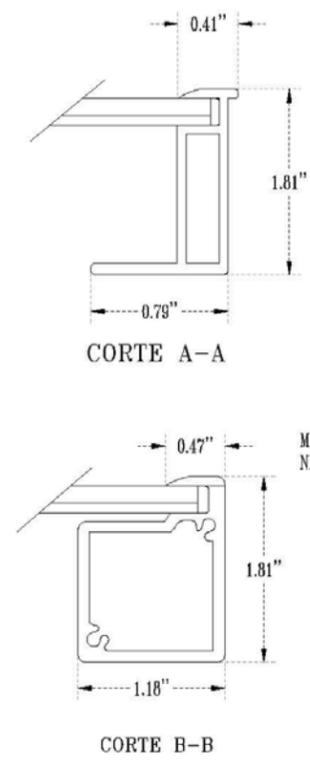


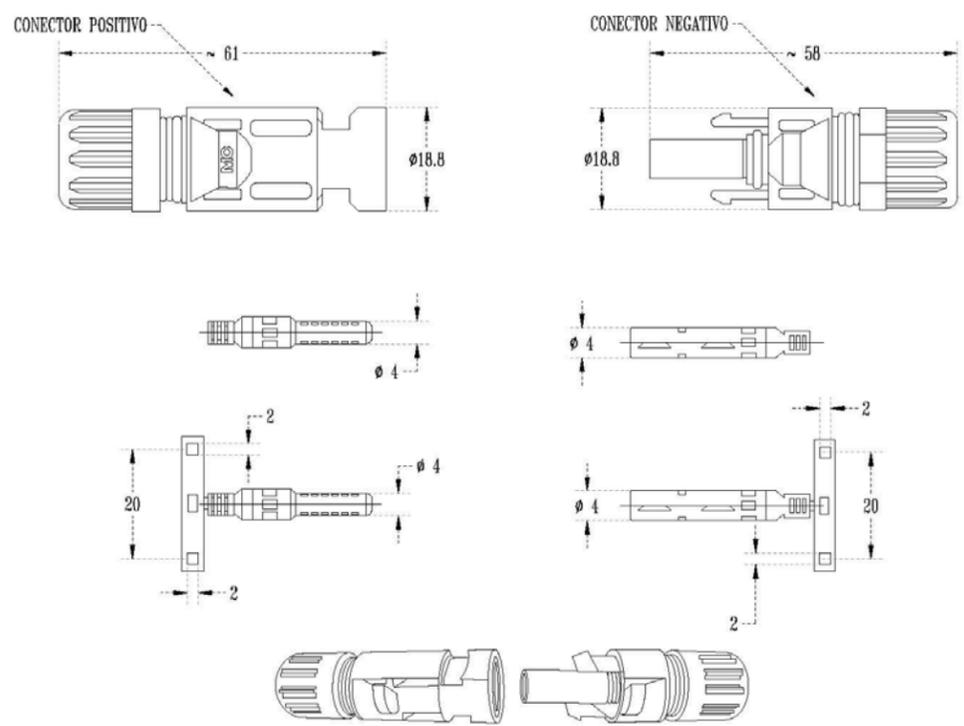
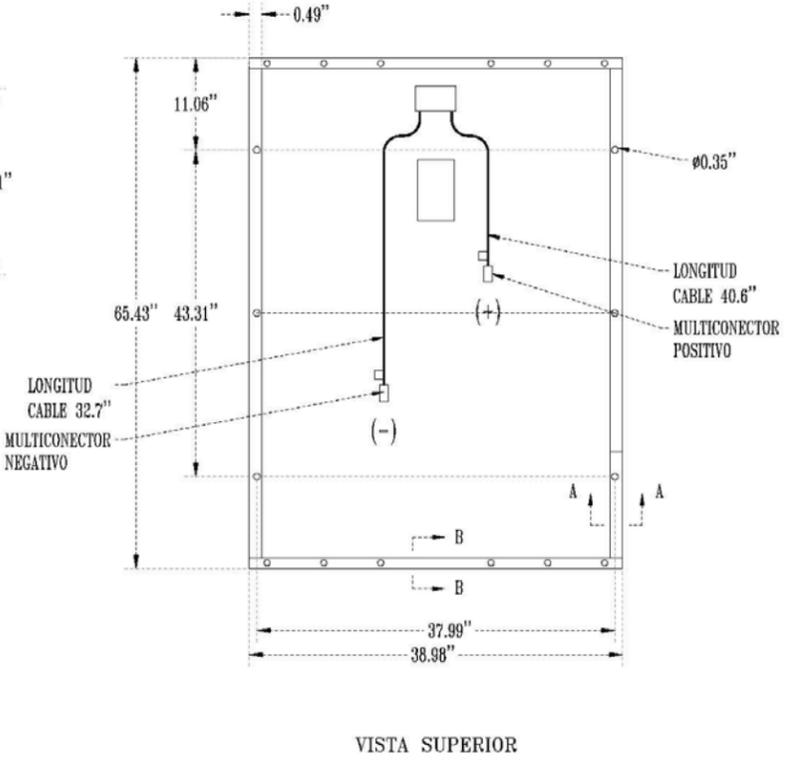
DIAGRAMA DE CONEXIONES POR STRING
S/Esc. S/Cot.



CONEXIÓN DE TIERRA ENTRE MÓDULOS, CABLE DE COBRE RHW-2 CAL. 10 AWG
S/Esc. S/Cot.



MÓDULO FOTOVOLTAICO, 230 W
S/Esc. Cot. inches



MULTICONECTORES, UNIÓN SERIE, 22A, 1000V
S/Esc. Cot. mm



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

**DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**DISTRIBUCIÓN Y DIAGRAMA DE
CONEXIONES POR STRING**

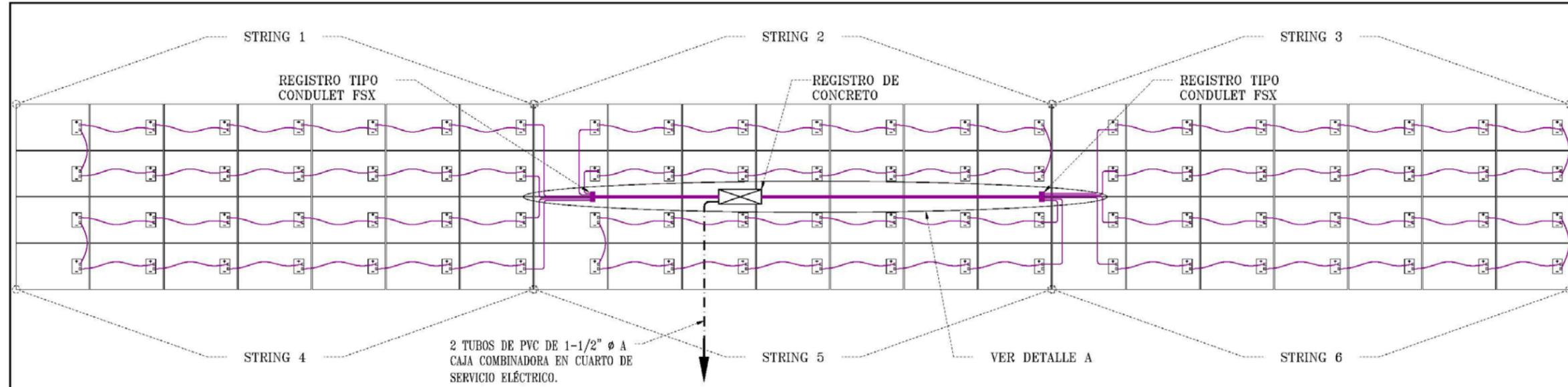
E-04

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

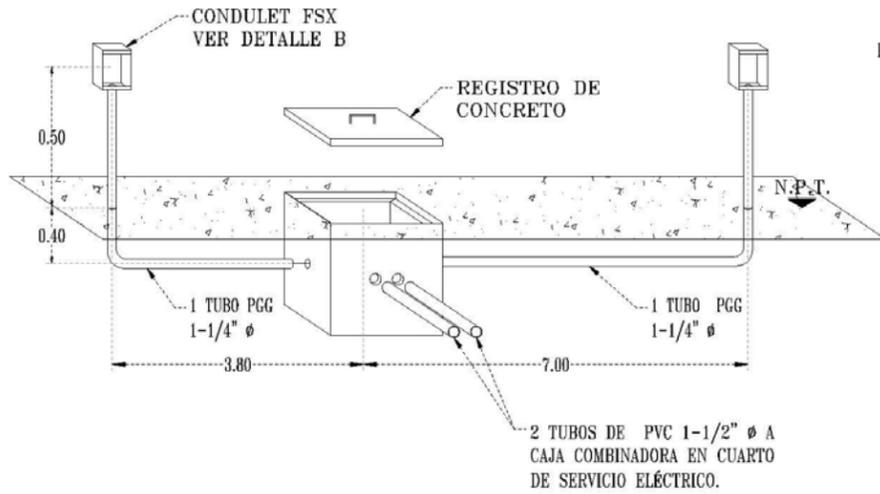
TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

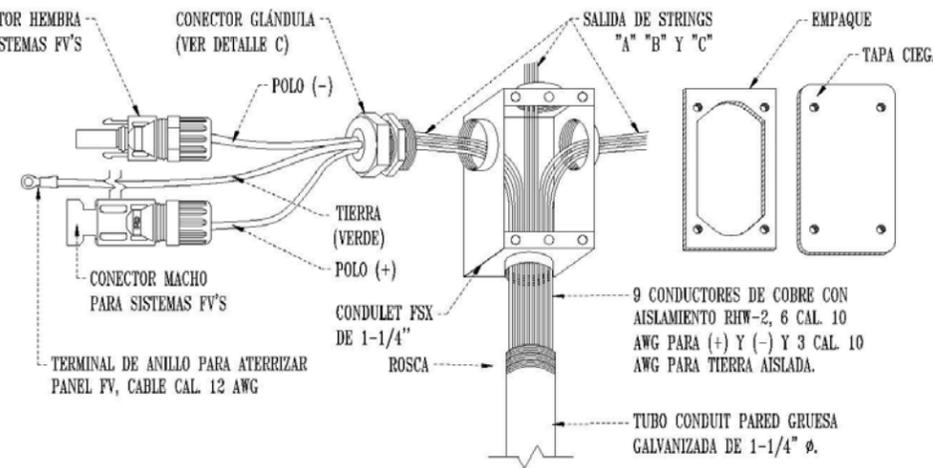
PLANO E-05



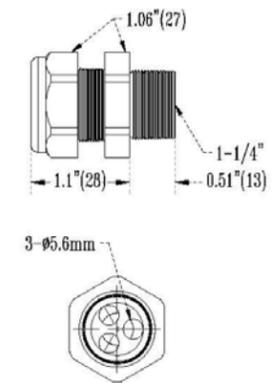
ESQUEMA DE CONEXIONES DEL PANEL
S/Esc. S/Cot.



DETALLE A. REMATE DE CONDULETS A REGISTRO
S/Esc. Cot. m



DETALLE B. CONEXIÓN EN CONDULET
S/Esc. S/Cot.



DETALLE C. CONECTOR TIPO GLÁNDULA
S/Esc. Cot. Inches



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**
FACULTAD DE INGENIERÍA



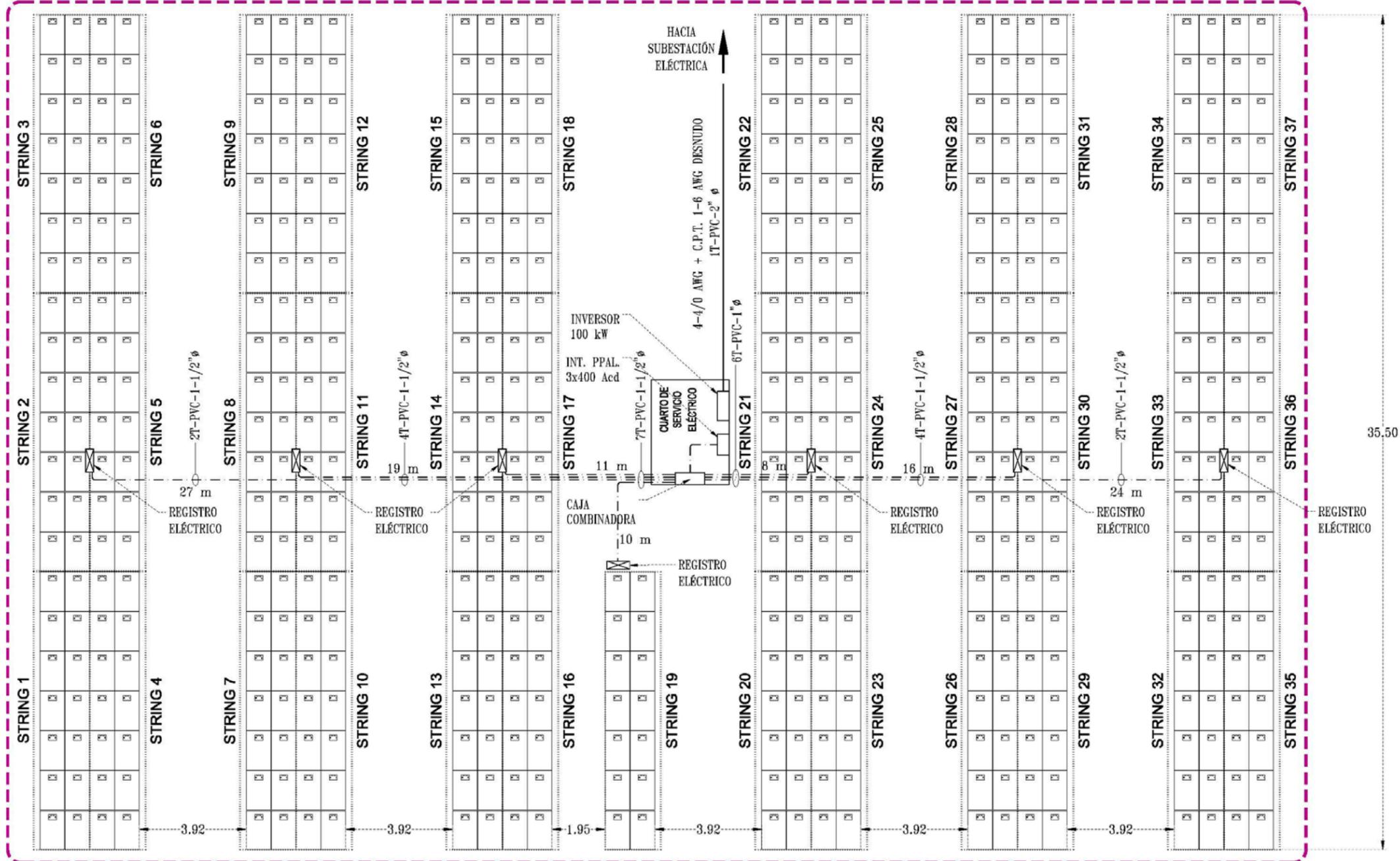
INGENIERÍA

TESIS
DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

**DETALLE DE CONEXIONES DEL
PANEL**
DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ
TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

E-5
ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

ARREGLO 1



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DISTRIBUCIÓN DE PÁNELES PARA
ARREGLO FV E INVERSOR DE 100 kW

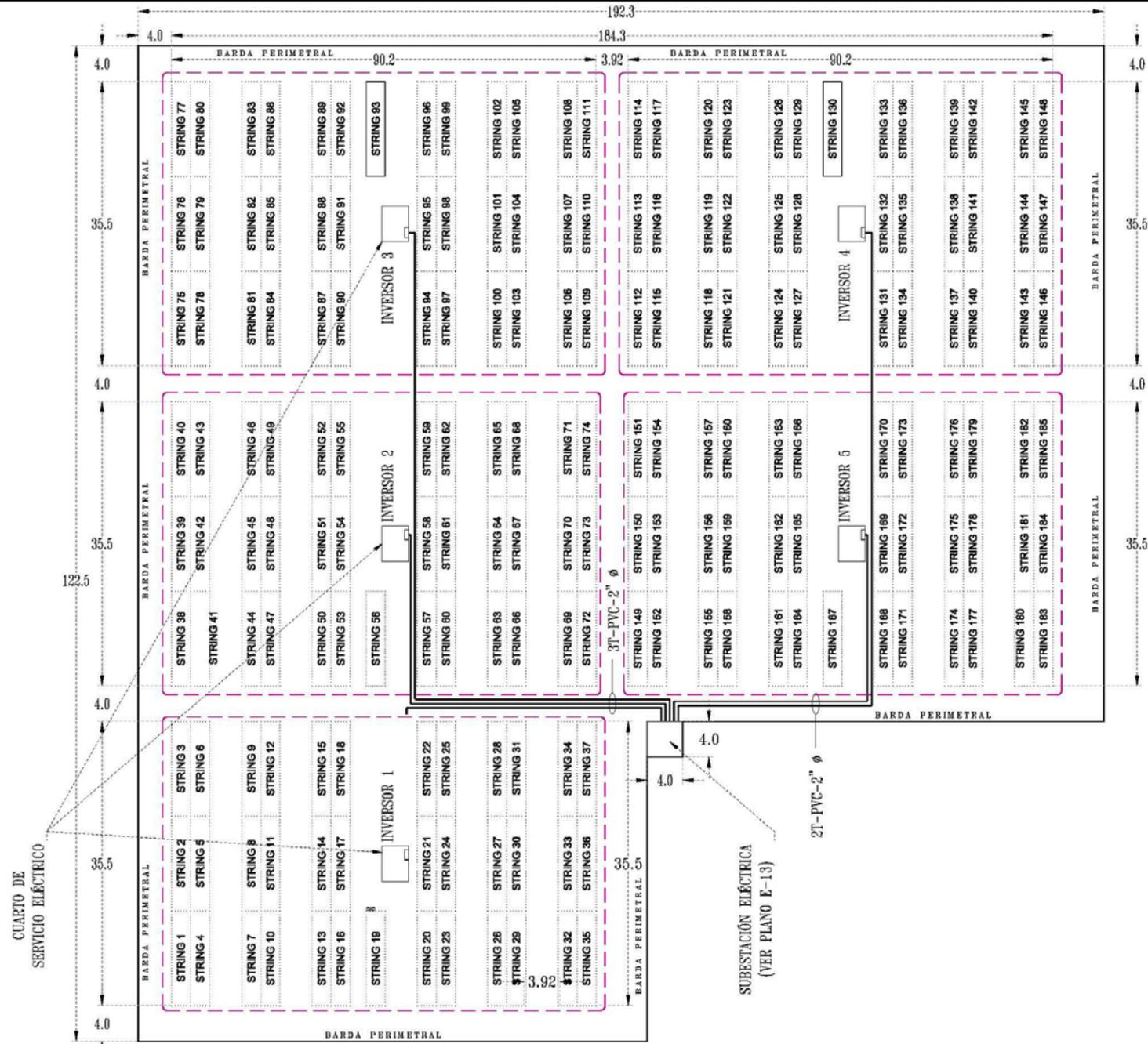
E-06

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

PLANO E-07



NOTA: TODOS LOS CONDUCTORES Y CANALIZACIONES QUE SALEN DE CADA INVERSOR SON DEL MISMO CALIBRE Y TAMAÑO.

FASES Y NEUTRO: 4-4/0 AWG
1-6 AWG DESNUDO
C.P.T.:

CANALIZACIÓN: 1T-PVC-1-1/2" φ



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTVOLTAICA A MEDIANA ESCALA (500kW) INTERCONECTADA A LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 500 kW

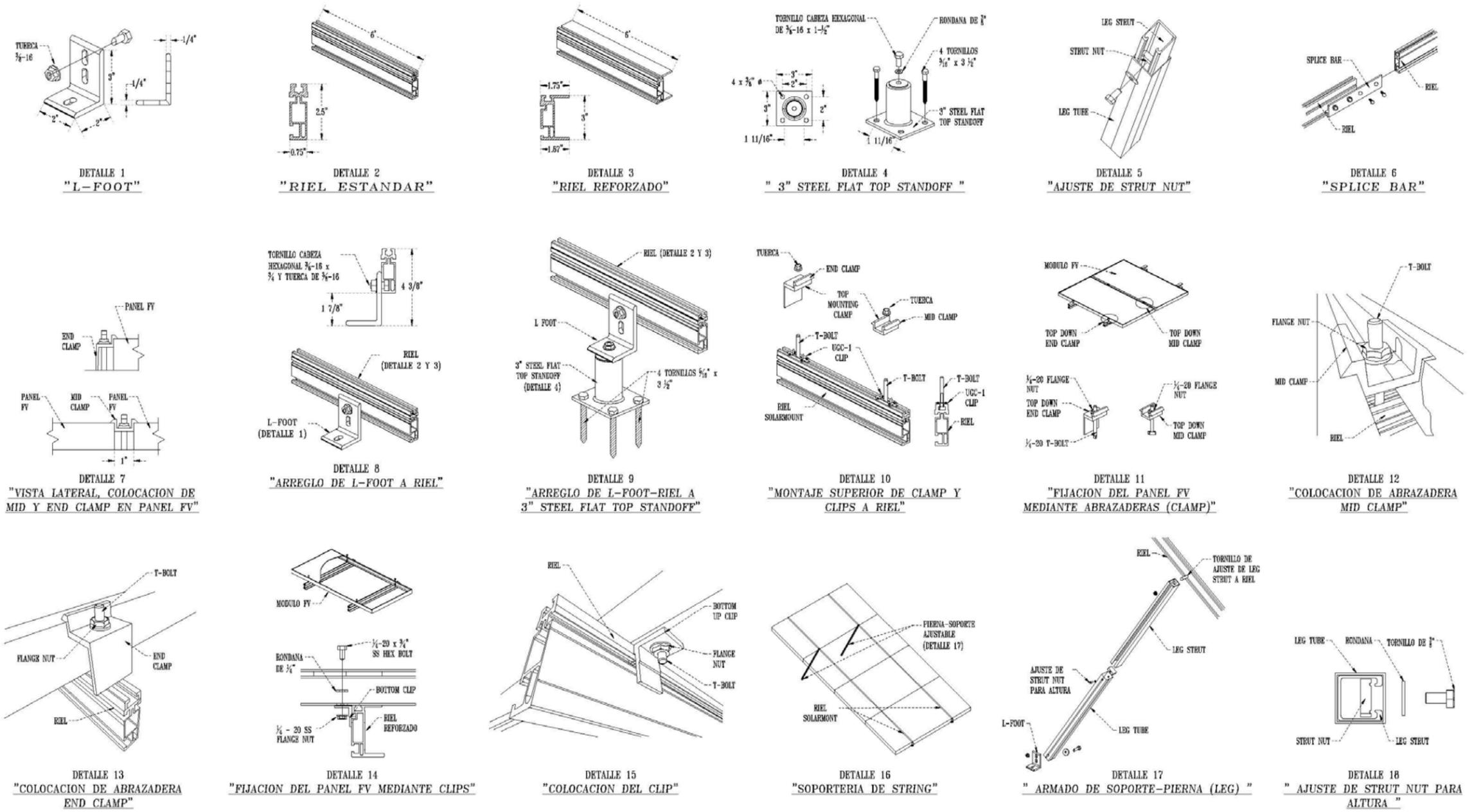
E-07

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

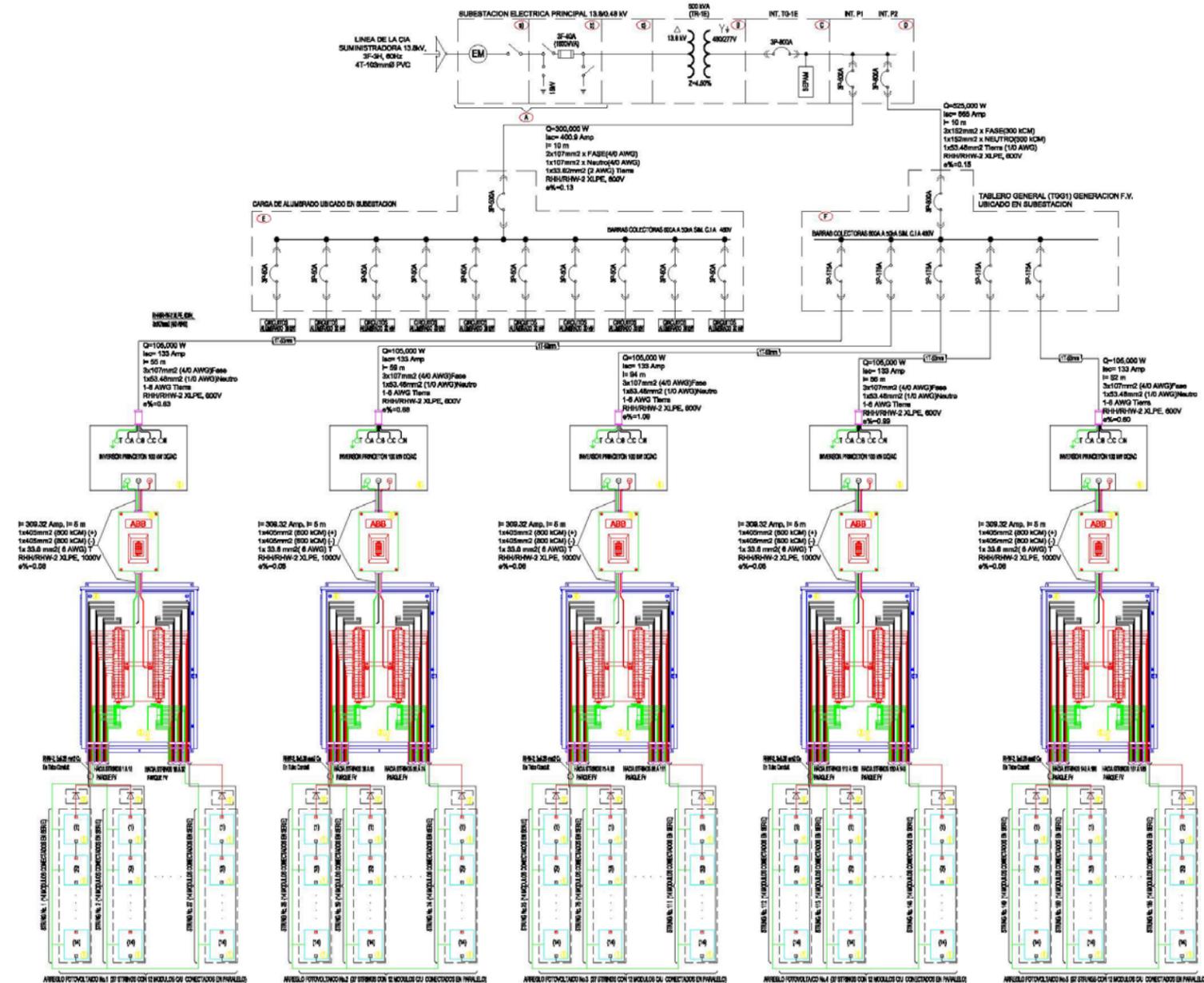
TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

PLANO E-08



	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO		TESIS	DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA (500kW) INTERCONECTADA A LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA	DETALLES DE SOPORTERÍA PARA PÁNELES DE MÓDULOS FV		E-08
	FACULTAD DE INGENIERÍA				DIRECTOR DE TESIS: ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ	TESISISTAS: JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ OSCAR IVÁN SILVA ADAME	



SUBSTACION ELÉCTRICA PRINCIPAL DE DISTRIBUCIÓN, Clase 15 kV Servicio Interior

- A** Subestación compacta en Media Tensión que contiene los siguientes elementos:
 - a) Equipo de Medición trifásico en Media Tensión 3F, 3L, 15.0 KV, 60 Hz, propiedad de la compañía suministradora, con juego de cuchillas desconectadora de servicio, operación en grupo sin carga de 400A nominales para 15KV, marca SIEMENS.
 - b) Interruptor general en Media Tensión, tipo "TKL" operación en grupo con carga, mecanismo de energía almacenada para apertura y cierre instantáneo con los fusibles limitadores de corriente (tempo sobrecorriente Inverso para protección contra corto circuito instantáneo), de 40A, c/u, 1800 MVA de capacidad interruptiva a 15KV un juego de tres aparatos autoventilados (de casto de zinc) clase 10KV, y cuchilla tripolar de ajuste a tierra, para operar en ambiente tropicalizado marca SIEMENS, para transformador "TR-1E" de 500KVA.
 - c) Gabinete con accionamiento a Transformador compuesto por bus de cobre eléctrico soportado en aisladores para 15KV, marca SIEMENS.
- B** Transformador Trifásico (TR-1E) de distribución servicio interior Cu-Cu de 500 KVA subenfriado en aire "AA" 15.0KV, 60Hz, en el primario, 480277V, 60Hz, en el secundario conexión Delta-Estrella aterrizado con 4 derivaciones de regulación, dos arriba y dos abajo del 2.8% c/u, del voltaje nominal en el primario diseñado para operar normalmente a 90° C, sobre una media ambiente de 30° C, máxima de 42° C y una impedancia de 4.50 %, (encapsulado apático en secciones con un IM de aislamiento de 150KV, para operar en ambiente tropicalizado, marca DEEMSA.
- C** Tablero general (TG-1E), de baje tensión tipo (GDPACT-LOGIC), clase 2700 marca Square-D de Grupo Schneider con interruptor principal tipo termomagnético de 800A con equipo de medición integrado tipo digital Power-Meter, barras colectoras de 800A, 3F-4HPT, 480277V, 60Hz y 35KA simétricos de capacidad interruptiva a 480V, con protecciones LSIG.
- D** Unidad de protección SEPAM como función principal la función 60/61 (Equipo de protección contra sobrecorriente de tiempo Inverso) y como respaldo la función 81 (Baja Involuntaria), 27 (Bajo Voltaje), 58 (Sobrecorriente) y 25 (Sincronismo).
- E** Tablero subgeneral (S-LINE), de baje tensión tipo (GDPACT-LOGIC), clase 2700 marca Square-D de Grupo Schneider con dos interruptores principales tipo Feeder Electromagnéticos de 800A con equipo de medición integrado tipo digital Power-Meter, barras colectoras de 800A, 3F-4HPT, 480277V, 60Hz y 35KA simétricos de capacidad interruptiva a 480V, con protecciones LSIG.
- F** Tablero subgeneral de baje tensión tipo (S-LINE), clase 2110, marca Square-D de Grupo Schneider, con interruptor principal tipo termomagnético tipo "LINE", equipo de medición tipo digital integrado, barras colectoras indicadas en proyecto, 3F-4HPT, 480277V, 60Hz y 35 KA simétricos de capacidad interruptiva a 480V, con interruptores derivados del tipo termomagnético (S-LINE) integrados a este mismo.

LISTA DE EQUIPOS PARQUE FV

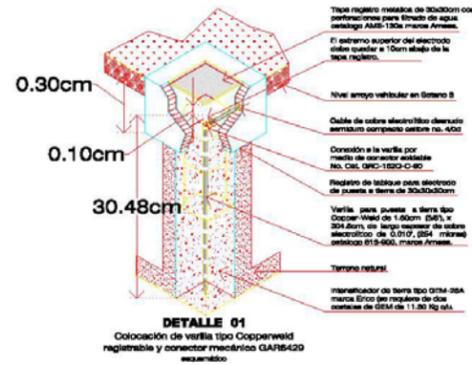
- 1 Módulo Fotovoltaico Policristalino de alta eficiencia, Pmax=220 W, Vmp=29.8V, Imp=7.72 A, Voc=38.9 V, Isc=8.36 A, Pmax=1.04 W/C, Vmp=0.133 V/C, Isc=0.00552 A/C. Voltaje máx. de sistema=600V; Longitud x Ancho x Alto=1802mm x 965mm x 46mm, Peso=21kg, Código IP60, con caja de conexión y cables: (1) de 1000 mm y (2) 600mm. Marca: KYOCERA, Mod. KC200GX-LP3
- 2 Diodos de Silicio Marz para protección de Módulo Fotovoltaico. Voltaje máx. de sistema=600V, I=9 A, Vf=1.20Vdc, eficiencia 99.8%; Temp. operación -40 °C a 70°C Dimensiones 100x45.5x42.6L, Peso=0.36kg, Código IP60, Marca: Sclar Modulo SM2000-3A1
- 3 Dispositivos protector contra sobretensiones (SPD), mod. OVR PV40 800 P T0, Dimensiones 42x50x50mm marca ABB
- 4 Combinador de carga Mod. SCOB-62, CON 62 salidas 52 (+) y 52(-), para conexión de fusible máximo de 15 Amp, Corriente de salida máxima 420 Vdc, Corriente de salida máxima 420 Vdc, 2 salidas (+) y 2 salidas (-), para salida cables 800 KCM.
- 5 Interruptor en corriente continua. Corriente térmica convencional Ith= 800 Amp, Tensión de servicio nominal, Ue 780V, Tensión de resistencia a impulso nominal Uimp 80V, Tensión nominal de aislamiento, Ui 800 (V), Corriente nominal admisible de corta duración Icr 60A, norma IEC 60947-3
- 6 Inversor Trifásico de 100 kW con tecnología Alta-frecuencia PFM, de dimensiones 36"x19"x75". Características técnicas en corriente directa: rango de voltaje 200-750 Vdc, rango PV MPPT 200-600 Vdc, máxima corriente de entrada 320 Adc, máxima potencia de entrada 100 kW. En corriente alterna: rango de voltaje a la salida 480 Vac, máxima corriente de salida 133 Aac, potencia continua a la salida 100 kW, factor de potencia > 0.99, frecuencia nominal de línea 60 Hz, Temperatura de operación 0 - 60 °C, gabinete NEMA 1, altura máxima 6.000 pies, eficiencia 97%, pérdidas no-cargas 22 W, Protecciones de alto-bajo voltaje, alta-baja frecuencia, sobrecorriente, sobrecarga, sobrevoltaje/anti-choque. Marca: Pylonon Power System, Mod. GT10 480/100

	<p>UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO</p> <p>FACULTAD DE INGENIERÍA</p>		<p>DISEÑO DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA (500kW) INTERCONECTADA A LA RED DE ENERGÍA ELÉCTRICA</p>	<p>DIAGRAMA UNIFILAR PARQUE FV</p>	<p>E-09</p>
<p>DIRECTOR DE TESIS: ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ</p>		<p>TESISTAS: JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ OSCAR IVÁN SILVA ADAME</p>		<p>ESCALA: S/E FECHA: 2012</p>	

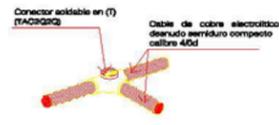
PLANO E-10

Descripción de accesorios :

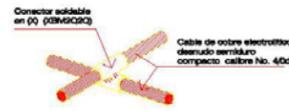
- 1 Varilla tipo Cooper-Weld de 5/8" (16mm) y 304.80cm de largo espesor de cobre electrolítico de 0.010" (254 micras), marca Armesa colocada en registro para pruebas del sistema de puesta a tierra general.
- f Cable de cobre semiduro trenzado compacto clase (B) sin aislamiento calibre del No. 4/0 AWG (19 hilos) electrolítico, marca Condumex colocado a flor de tierra a una profundidad de 0.50m / n.p.t.
- s1 Conexión soldable en forma de (T) catálogo de molde TAC2Q2Q, carga 150, manija L160 y chispero T-320, marca Cadweld (cable 4/0d - cable 4/0d).
- s2 Conexión soldable en forma de (X) catálogo de molde XBM2Q2Q, carga 250, manija L160 y chispero T-320, marca Cadweld (cable 4/0d - cable 4/0d).
- s5 Conector mecánico para cable de 2/0 a barra o superficie plana gabinete catálogo GB29 marca Bumdy.
- s6 Conexión a la varilla por medio de conector soldable No. Cat. GRC-162Q-C-90
- s8 Cable de cobre semiduro trenzado compacto clase (B) sin aislamiento calibre del No. 4/0 AWG (19 hilos) electrolítico, marca Condumex ahogada en piso de subestación (debe dejarse puntas de 1.50m para conectarse a la barra de puesta a tierra de los equipos).
- s9 Conector soldable de cable desnudo de 2/0d a superficie vertical de acero catálogo de molde VSC2G carga 90, manija L160 y chispero T-320, marca Cadweld.
- s10 Conector mecánico de cable 2/0d a electrodo de puesta a tierra tipo GAR, catálogo GAR6426, marca Cadweld.



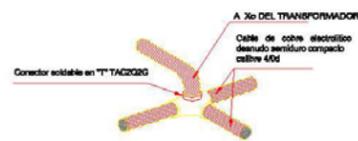
DETALLE 01
Conector mecánico de cobre para conexión de varilla de 5/8" a cable de 4/0 AWG, cat. GAR6426, marca Bumdy, esquemático



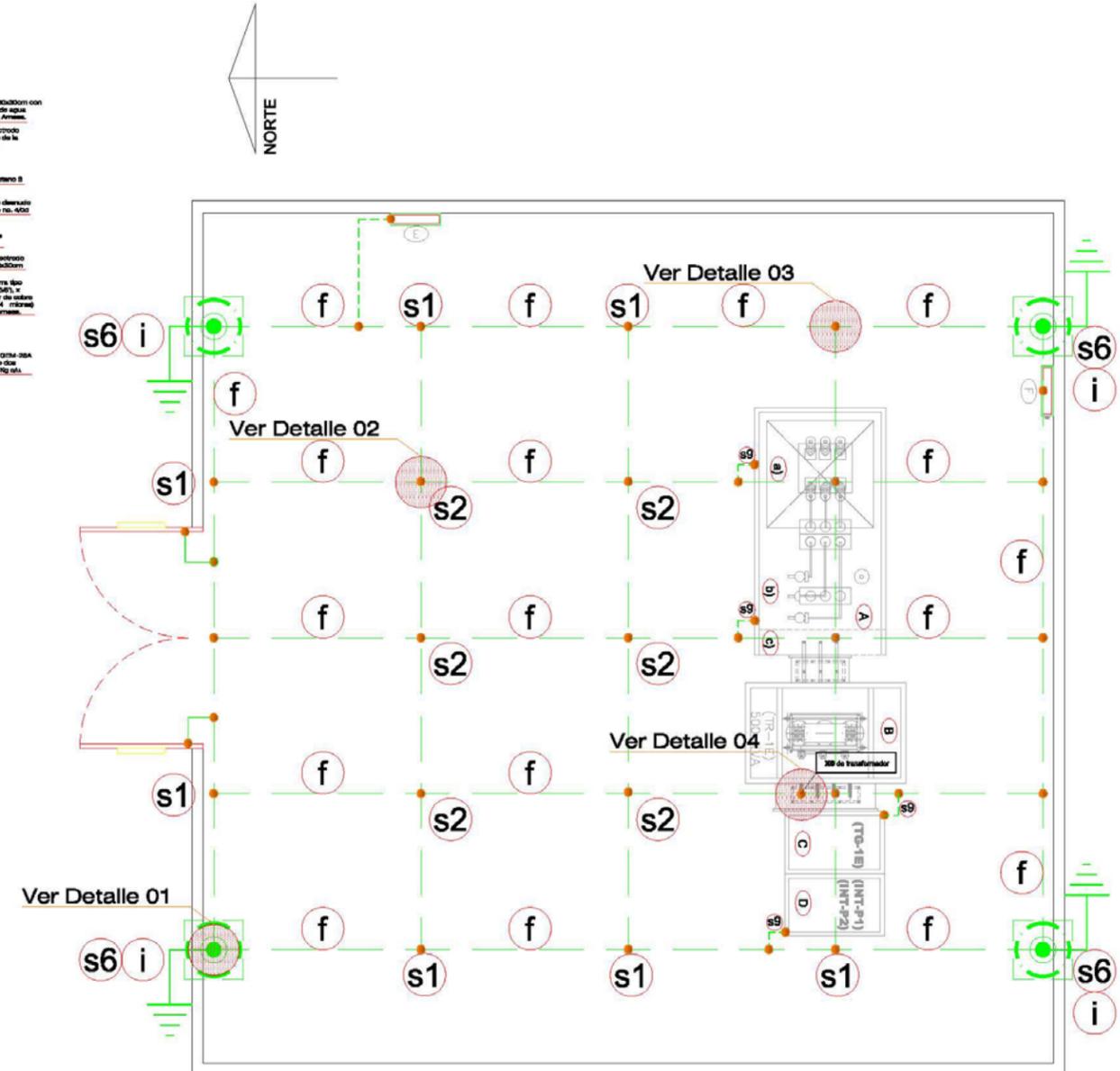
DETALLE 03
Conector soldable para cable 4/0d a cable 4/0d catálogo de molde (TAC2Q2Q) con carga 150 catálogo MC-150, manija L160, chispero T320, marca Cadweld, esquemático



DETALLE 02
Conector soldable para cable 4/0d a cable 4/0d catálogo de molde (XBM2Q2Q) con carga 250, manija L160, chispero T320, marca Cadweld, esquemático



DETALLE 04
Conector soldable para cable 4/0d a cable 4/0d catálogo de molde (VSC2G) con carga 150, manija L160, chispero T320, marca Cadweld, esquemático



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SISTEMA DE TIERRAS CUARTO DE
SUBESTACION PARQUE FV

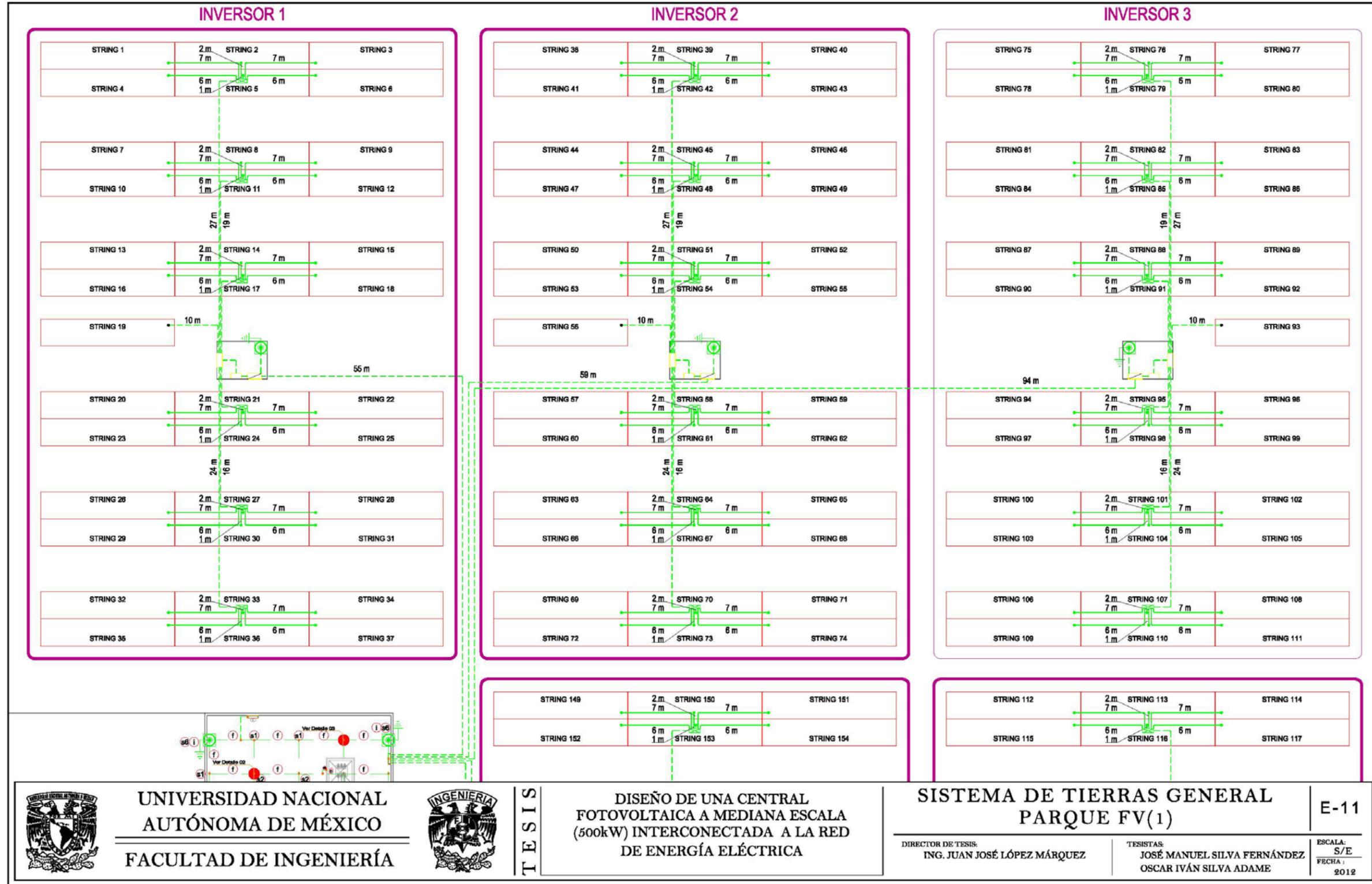
E-10

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

PLANO E-11



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SISTEMA DE TIERRAS GENERAL
PARQUE FV(1)

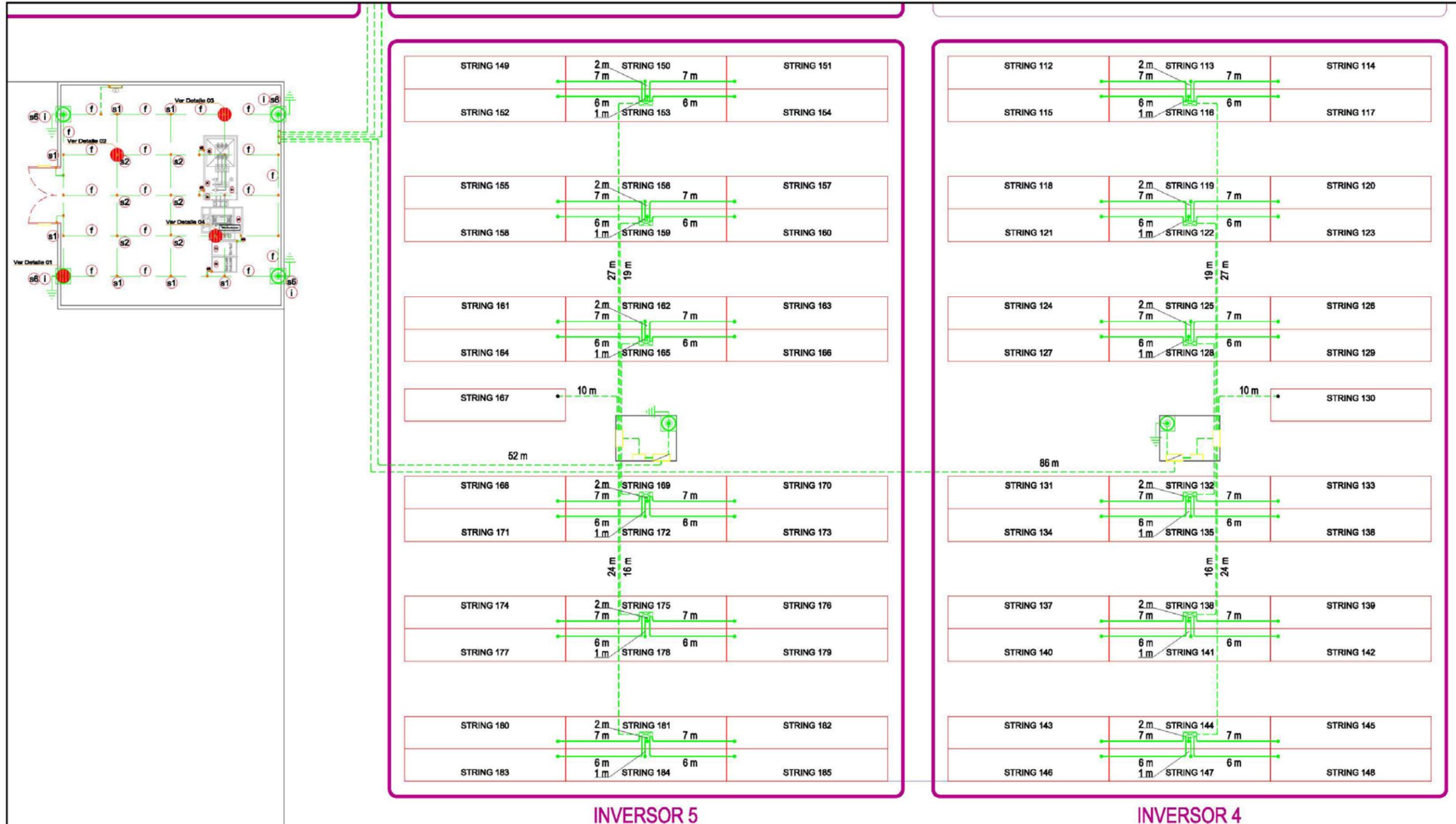
E-11

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

PLANO E-12



INVERSOR 5

INVERSOR 4



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SISTEMA DE TIERRAS GENERAL(2)
PARQUE FV

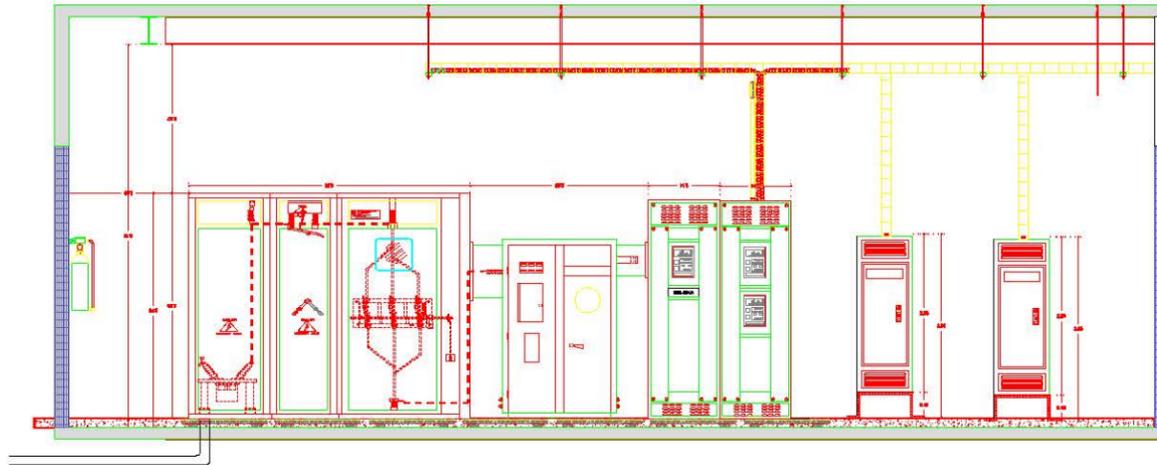
DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

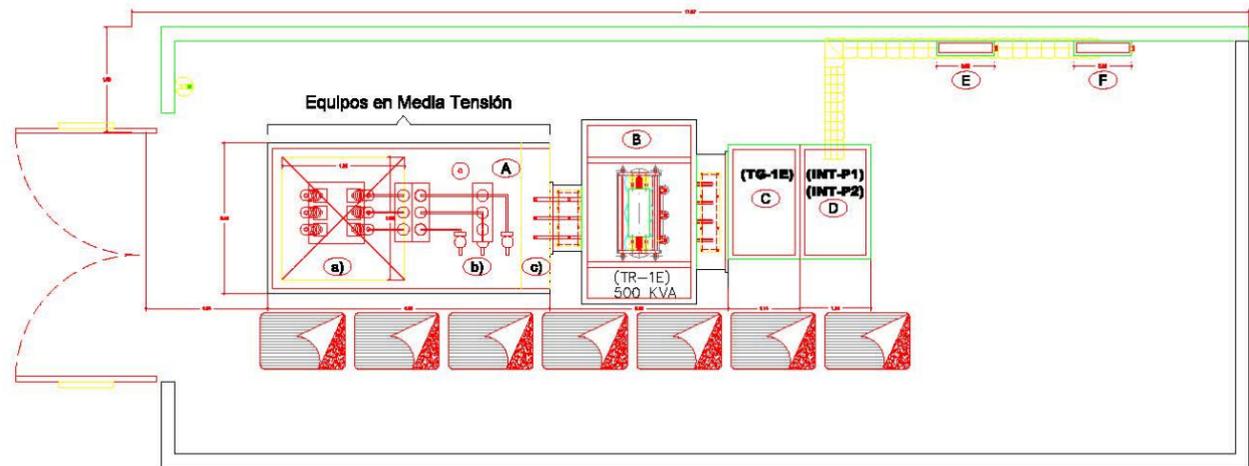
E-12

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

VISTA FRONTAL SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PRINCIPAL 13.8 kV



VISTA PLANTA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PRINCIPAL 13.8 kV



**SUBESTACIÓN ELÉCTRICA PRINCIPAL DE DISTRIBUCIÓN,
Clase 15 kV Servicio Interior**

- A** Subestación compacta en Media Tensión que contiene los siguientes elementos:
 - a)** Equipo de Medición Bidireccional en Media Tensión 3F, 3H, 15.0 KV, 60Hz, propiedad de la compañía suministradora, con juego de cuchillas desconectadoras de servicio, operación en grupo sin carga de 400A nominal para 15KV, marca SIEMENS.
 - b)** Interruptor general en Media Tensión, tripolar al aire tipo "TGL" operación en grupo con carga, mecanismo de energía almacenada para apertura y cierre instantáneo con tres fusibles limitadores de corriente (tiempo extraordinariamente inverso para protección contra corto circuito instantáneo), de 40A, cda, 1600 MVA de capacidad interruptiva a 15KV un juego de tres aparatos autoventilados (de caída de zinc) clase 15KV, y cuchilla tripolar de puesta a tierra, para operar en ambiente tropicalizado marca SIEMENS, para transformador "TR-1E" de 500KVA.
 - c)** Gabinete con accionamiento a Transformador compuesto por bus de cobre eléctrico soportado en aisladores para 15KV, marca SIEMENS.
- B** Transformador Trifásico (TR-1E) de distribución servicio Interior Cobre-Cobre de 500 KVA autoenfriado en aire "AA" 13.8KV, 60Hz, en el primario, 480/277V, 60Hz, en el secundario conexión Delta-Estrella estabilizado con 4 derivaciones de regulación, dos arriba y dos abajo del 2.5% cda, del voltaje nominal en el primario diseñado para operar nominalmente a 50° C, sobre una media ambiente de 30°C máxima de 42°C y una impedancia de 4.50 %, (encapsulado especial en secciones con un kit de aislamiento de 15KV, para operar en ambiente tropicalizado, marca DEEMSA.
- C** Tablero general (TG-1E), de baja tensión tipo (GDPACT-LOGIC), clase 2700 marca Square-D de Grupo Schneider con interruptor principal tipo termomagnético de 800A con equipo de medición integrado tipo digital Power-Meter, buses colectores de 800A, 3F-4H+PT, 480/277V, 60Hz y 50KA simétrica de capacidad interruptiva a 480V, con protecciones LSIG.
- a)** Unidad de protección SEPAM como función principal la función RGV1 (Equipo de protección contra Sobrecorriente de tiempo inverso) y como respaldo la función B1 (Baja frecuencia), Z7 (Baja Voltaje), S6 (Sobrevoltaje) y Z5 (Sincronismo).
- D** Tablero general (TG-1E), de baja tensión tipo (GDPACT-LOGIC), clase 2700 marca Square-D de Grupo Schneider con dos interruptores principales tipo Feder Electromagnéticos de 800A con equipo de medición integrado tipo digital Power-Meter, buses colectores de 800A, 3F-4H+PT, 480/277V, 60Hz y 35KA simétrica de capacidad interruptiva a 480V, con unidad de display Microlog 8.0 LSIG.
- E** Tablero subgeneral de baja tensión tipo (I-LINE), clase 2110, marca Square-D de Grupo Schneider, con interruptor principal tipo termomagnético tipo "I-LINE", equipo de medición tipo digital integrado, buses colectores indicados en proyecto, 3F-4H+PT, 480/277V, 60Hz y 36 KA simétrica de capacidad interruptiva a 480V, con interruptores derivados del tipo termomagnético (I-LINE) integrados a este mismo.
- F** Tablero subgeneral de baja tensión tipo (I-LINE), clase 2110, marca Square-D de Grupo Schneider, con interruptor principal tipo termomagnético tipo "I-LINE", equipo de medición tipo digital integrado, buses colectores indicados en proyecto, 3F-4H+PT, 480/277V, 60Hz y 36 KA simétrica de capacidad interruptiva a 480V, con interruptores derivados del tipo termomagnético (I-LINE) integrados a este mismo.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA



TESIS

DISEÑO DE UNA CENTRAL
FOTOVOLTAICA A MEDIANA ESCALA
(500kW) INTERCONECTADA A LA RED
DE ENERGÍA ELÉCTRICA

PLANTA Y CORTES SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA

DIRECTOR DE TESIS:
ING. JUAN JOSÉ LÓPEZ MÁRQUEZ

TESISTAS:
JOSÉ MANUEL SILVA FERNÁNDEZ
OSCAR IVÁN SILVA ADAME

E-13

ESCALA:
S/E
FECHA:
2012

ANEXO F. ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS



SBCB-6, SCCB-12, 28, 52
6 to 52 Circuit Combiner Boxes



User Manual | U.S. Version 2.4 | DOC-CBUG-01

SCCB-52

Number of Inputs	52
Ungrounded Input Wire Size and Terminal Torque Value	10 to 6 AWG 14 in-lb.
Grounded Input Wire Size and Terminal Torque Value	10 to 6 AWG 35 in-lb.
Output Wire Size Terminal Torque Value	6 AWG to 300 kcmil 350 in-lb.
Max Input Fuse Rating (Midget)	8 A, 600 V DC
Max Output Current	416 A DC
Max Continuous Output Current	333 A DC
Number of Output Wires	2 Positive, 2 Negative
PV Array Configuration	Negative or Positive Grounded
Field Wiring	75 Deg C minimum
Operating Temperature Range	-25 to 50 Deg C
Enclosure Type	NEMA type 3R
Weight	70 lbs. (approx.)
Dimensions H x W x D (inches)	42 x 30 x 12

Interruptores automáticos ABB para aplicaciones de corriente continua

1SDC007104G0201

**ABB**



7 Elección del dispositivo protector

Los valores recogidos en las tablas siguientes indican las prestaciones de los interruptores automáticos, en las condiciones de defecto más adversas, que caracterizan el tipo de red considerado (véase el Capítulo 6: «Tipos de redes de CC»); las conexiones estipuladas debe realizarlas el cliente. Por lo que respecta a las características eléctricas de los interruptores automáticos mencionados, véase el Capítulo 9 «Gama ABB».

Tabla 1-2 Modalidad de conexión de los polos (para interruptores automáticos del tipo S280 UC-S300S UC) en una red aislada

		RED AISLADA		RED AISLADA	
		• ≤ 500	• ≤ 750	• ≤ 440	
Tensión nominal (Un)					
Protección + función de aislamiento					
S800S UC	In = 10...125 A	50	50		
				S280 UC	In = 0,5...2 A
					In = 3...40 A
					In = 50...63 A
					50
					6
					4,5

Tabla 3-4 Modalidad de conexión de los polos (para interruptores automáticos del tipo S280 UC-S300S UC) en una red con una polaridad puesta a tierra

		RED CON UNA POLARIDAD PUESTA A TIERRA		
		• ≤ 250	• ≤ 500	• ≤ 750
Tensión nominal (Un)				
Función de protección				
S800S UC	In = 10...125 A	50	50	50
		RED CON UNA POLARIDAD PUESTA A TIERRA		
		• ≤ 220	• ≤ 440	
Tensión nominal (Un)				
Función de protección				
Protección + función de aislamiento				
S280 UC	In = 0,5...2 A	50	50	50
	In = 3...40 A	0	10	0
	In = 50...63 A	4,5	0	4,5

Tabla 5 Modalidad de conexión de los polos (para interruptores automáticos en miniatura del tipo S280 UC) en una red con el punto medio conectado a tierra

		RED CON EL PUNTO MEDIO CONECTADO A TIERRA
		≤ 220
Tensión nominal (Un)		
Protección + función de aislamiento		
S280 UC	In = 0,5...2 A	50
	In = 3...40 A	10
	In = 50...63 A	0



7 Elección del dispositivo protector

Tabla 7 Modalidad de conexión de los polos (para interruptores automáticos en caja moldeada del tipo Tmax) en una red con una polaridad puesta a tierra (en las conexiones consideradas, la polaridad puesta a tierra es la negativa)

		RED CON UNA POLARIDAD PUESTA A TIERRA					
Tensión nominal (Un)		• ≤ 250		• ≤ 500		• ≤ 750	
Protección + función de aislamiento							
Protección función							
T1 160	B	16	20			16	
	C	25	30			25	
T2 160	N	36	40			36	
	S	36	40			36	
	A	50	55			50	
	L	70	85			70	
T3 250	N	85	100			85	
	S	36	40			36	
T4 250/320	S	50	55	25		50	16
	A	50	55	36		50	25
	L	70	85	50		70	36
	V	100	100	70		100	50
T5 400/630	N	150	150	100		150	70
	S	36	40	20		36	16
	A	50	55	35		50	20
	L	70	85	50		70	36
T6 630/800	L	100	100	65		100	50



KD200-60 P Series

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE

KD200-60 P Series



Cutting Edge Technology

As a pioneer with 35 years in solar, Kyocera demonstrates leadership in the development of solar energy products. Kyocera's *Kaizen* Philosophy, commitment to continuous improvement, is shown by repeatedly achieving world record cell efficiencies.

Quality Built In

- UV stabilized, aesthetically pleasing black anodized frame
- Supported by major mounting structure manufacturers
- Easily accessible grounding points on all four corners for fast installation
- Proven junction box technology with PV wire to work with transformerless inverters
- Quality locking plug-in connectors to provide safe & quick connections



UL Listing
QIGU.E173074

NEC 2008 Compliant UL 1703, ISO 9001 and ISO 14001
Certified and Registered Class C

Also available:



QUALIFIED FOR "BUY AMERICAN"
Manufactured in San Diego, California

Reliable

- Superior built-in quality
- Proven superior field performance
- Tight power tolerance

Warranty

- Kyocera standard 20 year power output warranty and 5 year workmanship warranty applies in USA
- Extended warranties available per project requirements
- Kyocera standard 20 year power output warranty and 2 year workmanship warranty applies outside of USA
- Refer to Kyocera warranty policy for details

SOLAR by KYOCERA

ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Standard Test Conditions			
	KD230GX-LPB	KD235GX-LPB	
P_{max}	230	235	W
V_{mp}	29.8	29.8	V
I_{mp}	7.72	7.89	A
V_{oc}	36.9	36.9	V
I_{sc}	8.36	8.55	A
$P_{tolerance}^a$	+5/-3	+5/-3	%

Nominal Operating Cell Temperature Conditions (NOCT)			
T_{NOCT}	47.9	47.9	°C
P_{max}	163	166	W
V_{mp}	26.4	26.4	V
I_{mp}	6.18	6.31	A
V_{oc}	33.3	33.3	V
I_{sc}	6.78	6.93	A

Temperature Coefficients			
P_{max}	-1.04	-1.07	W/°C
V_{oc}	-0.133	-0.133	V/°C
I_{sc}	0.00502	0.00513	A/°C
Operating Temp	-40-90	-40-90	°C

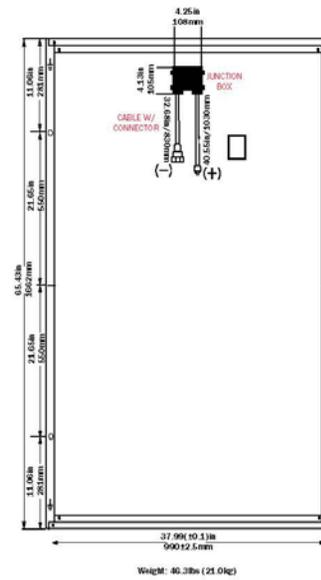
System Design	
Series Fuse Rating	15 A
Maximum DC System Voltage (UL)	600 V

NEC 2008 Compliant
UL 1703 Listed



Kyocera reserves the right to modify these specifications without notice.
All specification at 25°C, cell temperature, 1.5 AM and 1000W/m².

MECHANICAL SPECIFICATIONS



AUTHORIZED DISTRIBUTOR

KYOCERA SOLAR, INC. 800-223-9580 toll-free 800-523-2329 fax www.kyocerasolar.com

102210

Protección contra rayos y sobretensiones

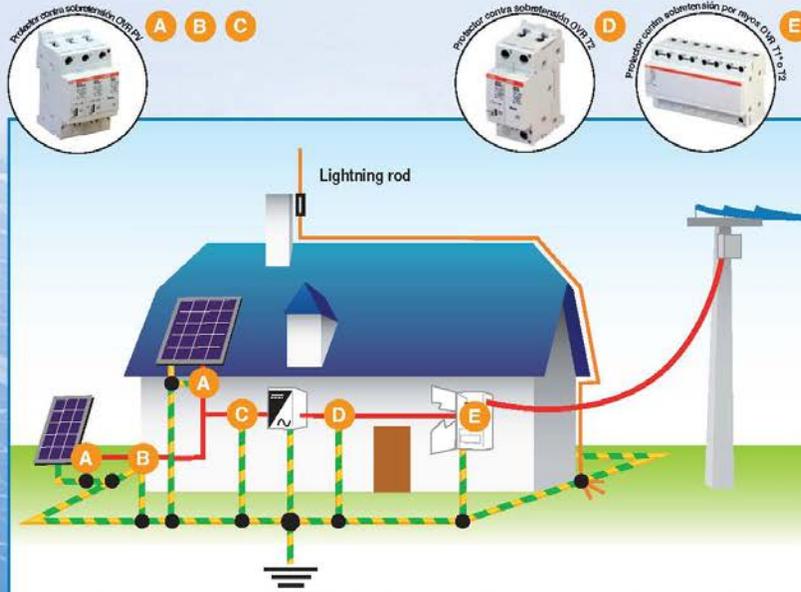
Sistemas fotovoltaicos



ABB

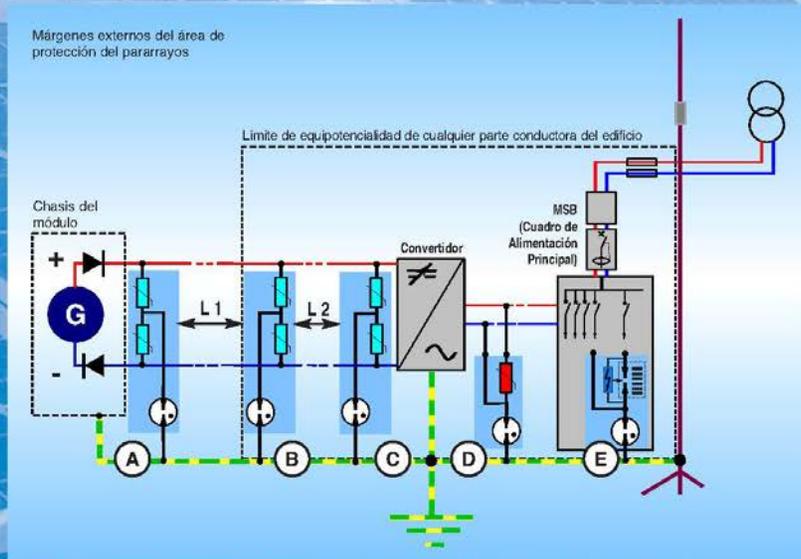
CONECTADOS

Protección de sistemas conectados



Ejemplo de instalación típica

∴ OVR T1 obligatorio cuando exista un pararrayos



Ejemplo de diagrama de una instalación de 600 V

Configuración de los protectores contra sobretensiones de la instalación completa

Localización del protector contra sobretensiones	Función	Opciones	Observaciones
A 	Una unidad de protección por panel solar (célula + conexiones)	Se recomienda su instalación si la distancia L1 es mayor de 10 m, o si existen riesgos de acoplamiento entre diferentes cables c	La conexión al chasis debe ser lo más corta y recta posible. Se debe instalar un protector contra rayos según el entorno en una envolvente aislada
B 	Protege la conexión de alimentación CC (entrada del edificio)	Instalación requerida	La barra de conexión a tierra debe ser lo más corta y recta posible.
C 	Protección precisa de la entrada del convertidor en el lado CC	Se recomienda su instalación si la distancia L2 es mayor de 10 m.	La conexión a la barra de conexión a tierra y a la masa del convertidor en el lado CC debe ser lo más corta y recta posible.
D 	Protección precisa de la salida del convertidor en el lado AC	Instalación requerida	La conexión a la barra de conexión a tierra y a la masa del convertidor en el lado AC debe ser lo más corta y recta posible.
E 	Protección de conexión AC en la entrada del edificio	Instalación requerida	La conexión a la barra de conexión a tierra debe ser lo más corta y recta posible.

Los protectores contra sobretensiones para proteger sistemas fotovoltaicos resultan particularmente adecuados:

- Sistemas modulares con cartuchos enchufables para un fácil mantenimiento (sin interrupción del suministro de corriente en el circuito),
- Indicador mecánico del estado del protector contra sobretensiones con reserva(s) de seguridad,
- Equipados con contactos de señalización remota para monitorizar su estado de funcionamiento (TS),
- No hay corriente residual
- No hay riesgo de inversión + y -



Protector contra sobretensiones OVR PV (A, B o C)

Selección de protectores contra sobretensiones, parte DC

Localización del protector contra sobretensiones	Convertidor U máx.	Riesgo	Capacidad de flujo de corriente	Designación / Número de Pieza
A B C	500 y 600 v	Alto	70 kA	OVR PV 70 600 s P TS/ 2CTB803953R5200
A B C	500 y 600 v	Bajo	40k A	OVR PV 40 600 P TS/ 2CTB803953R5100
A B C	1000 V	Alto	70 kA	OVR PV 70 1000 s P TS/ 2CTB803953R6300
A B C	1000 V	Bajo	40 kA	OVR PV 40 1000 P TS/ 2CTB803953R6200

*: sin señalización remota (TS) – OVR PV 40 600 P / Pieza Núm.
 **: sin señalización remota (TS) – OVR PV 40 1000 P / Pieza Núm.

Selección de protectores contra sobretensiones por rayos, parte AC

Localización del protector contra sobretensiones	Presencia de pararrayos	Distancia entre D y E	Designación / Número de Pieza
D	No	Entre 1 y 5 m	OVR T2 1N 15 275 P / 2CTB803952R1200
D	No	>m5 m	OVR T2 1N 40 275 P / 2CTB803952R1100
E	Si	/	OVR T1 3N 25 255 TS / 2CTB815101R0700*
E	Si	/	OVR T2 1N 70 275 s P / 2CTB803952R0700

*: para Iimp = 15 kA (10/350), existen productos basados en la tecnología de varistores (por favor consúltelos)

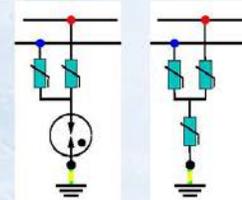


Diagrama de bloque del protector contra sobretensiones OVR PV de 600 V (A, B o C)

Diagrama de bloque del protector contra sobretensiones OVR PV de 1000 V (A, B o C)

Dimensiones

L 42,5 mm X A. 85 mm X P. 63 mm

Cartuchos para mantenimiento en 600 V

2 x OVR T2 40 275 C	2CTB803854R1000
+ 1 x OVR T2 70 N C	2CTB803854R0000
2 x OVR T2 70 275 s C	2CTB803854R0700
+ 1 x OVR T2 70 N C	2CTB803854R0000

Cartuchos para mantenimiento en 1000 V

3 x OVR T2 40 440 C	2CTB803854R0400
3 x OVR T2 70 440 s C	2CTB803854R0100

Configuración de los protectores contra sobretensiones de la instalación completa

Localización del protector contra sobretensiones	Función	Opciones	Observaciones
	Una unidad de protección por panel solar (célula + conexiones)	Se recomienda su instalación si la distancia L1 es mayor de 10 m, o si existen riesgos de acoplamiento entre los diferentes cables	La conexión al chasis debe ser lo más corta y recta posible. Se debe instalar un protector contra rayos según el entorno en una envolvente aislada
	Protege la conexión de alimentación CC (entrada del edificio)	Instalación requerida	La barra de conexión a tierra debe ser lo más corta y recta posible.
	Protección precisa del cargador (Entrada de alimentación eléctrica CC)	Se recomienda su instalación si la distancia L2 es mayor de 10 m.	La conexión a la barra de conexión a tierra y a la masa del convertidor debe ser lo más corta y recta posible.

Selección de protectores contra sobretensiones de baja tensión

Localización del protector contra sobretensiones	Convertidor U máx.	Riesgo	Capacidad de flujo de corriente	Designación / Número de Pieza
A B C	106 V D.C.	Alto	65kA	OVR PV 65 75 s PTS 2CTB803953R3200
A B C	106 V D.C.	Bajo	30kA	OVR PV 30 75 P PTS 2CTB803953R3100

Los protectores contra sobretensiones PV para proteger sistemas fotovoltaicos resultan particularmente adecuados:

- Sistemas modulares con cartuchos enchufables para un fácil mantenimiento (sin interrupción del suministro de corriente en el circuito),

- Indicador mecánico del estado del protector contra sobretensiones con reserva (s) de seguridad,
- Equipados con contactos de señalización remota para monitorizar el estado de funcionamiento (TS),
- No hay corriente residual
- No hay riesgo de inversión + y -



Protector contra sobretensiones OVR PV (A, B o C)

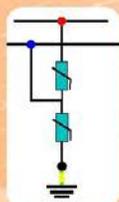


Diagrama de bloque del protector contra sobretensiones OVR PV de 75 V de baja tensión (A, B o C)

Dimensiones	
L 42,5 mm X A. 85 mm X P. 63 mm	
Cartuchos para mantenimiento	
65kA: 2x OVR T2.65 75 s C	2CTB803854R1300
30kA: 2x OVR T2.30 75 C	2CTB803854R1500

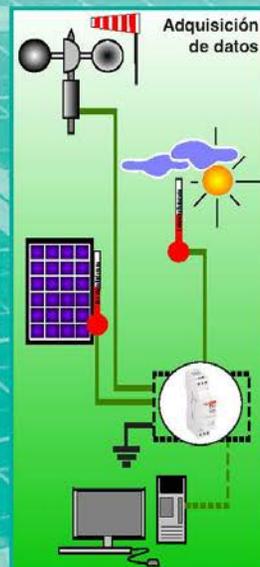
Protección de líneas de datos

DATOS

Guía de selección de acuerdo con el uso previsto



Tipo de protector contra sobretensiones	Tipo de protección
OVR TC 06V/ 2CTB813814R0100	Serie
OVR TC 12V/ 2CTB813814R0200	Serie
OVR TC 24V/ 2CTB813814R0300	Serie
OVR TC 48V/ 2CTB813814R0400	Serie
OVR TC 230FFV/ 2CTB813814R0000	Serie
OVR TC 230V/ 2CTB813814R0500	Paralelo



unavailable. The inverter will automatically operate with the generator when the grid is unavailable, and operate with the grid when it is available.

3 Technical Specifications

3.1 Electrical specifications

General Specifications	
Inverter Technology	Pulse width modulation
Size	inches: 36 W x 18 D x 75 H
DC Port Specifications	
DC Voltage Range	280 – 600 VDC
DC Maximum Power Voltage Range	330 - 600 VDC
PV MPPT Range	280 – 580 VDC
Maximum Input Current	320 ADC
Maximum Input Power (current limited below 330VDC)	105 kW (> 330 VDC input)
Maximum Output Current	285 ADC (or lower – user adjustable limit)
Maximum Output Power	95 kW
Maximum DC Source Short-Circuit Current	10,000 ADC
Maximum DC Back-Feed Current	600 ADC
DC Source Configuration	Monopole negative grounded Bipolar neutral grounded Ungrounded
Max Power Point Tracking	Proprietary current-source MPPT algorithms, User-controlled power-limiting function
Grid Port Specifications	
Rated Output Voltage	480 VAC ±10%, 3-phase (88-110% per IEEE 1547 4.2.3)
Continuous Output Current	133 A AC
Maximum Output Current	133 A AC
Continuous Output Power	100 kW
Maximum Input Current (At maximum AC load, zero DC input power)	150 A AC
Maximum Input Power	137 kW continuous (150A combined critical load and battery charging current at 528VAC grid voltage) > 0.95 above 20% rated power, input and output (plus critical load power factor) ³
Power Factor	
Nominal Line Frequency	60 Hz
Maximum Line Frequency	60.5 Hz (per IEEE1547 4.2.4)
Minimum Line Frequency	57.0 – 59.8 Hz – Field Adjustable (per IEEE1547 4.2.4)
Harmonics	IEEE 1547 compliant, <5% Current THD
Maximum AC Fault Current and Duration	1700A for 3ms
Maximum AC Circuit Protection	External 200A branch circuit breaker required, with 1500A max instantaneous trip setting
Grid Tied	Yes
AC Load Port Specifications (Standard Output Mode)	
Rated Output Voltage	480 VAC ±10%, 3-phase
Maximum Load Power	100 kW ²
Allowable Load Power Factor	1.00 – 0.85 (Lagging)
Maximum Load current rating	142A
Nominal Line Frequency	60 Hz ⁰

(Grid-tied and Stand-alone)	
Maximum Line Frequency (Grid-tied)	60.5 Hz ^b
Minimum Line Frequency (Grid-tied)	57.0 – 59.8 Hz – Field Adjustable
Frequency Range (Stand-alone)	60 Hz, +/- .02 Hz ^b
Maximum AC Circuit Protection	Maximum of 200A branch circuit breaker required, with 1500A max instantaneous trip setting
AC Load Port Specifications (Motor Control Mode)	
Rated Output Voltage	0 - 480 VAC ±10%, 3-phase
Maximum Load Power	100 kW ^c
Rated Output Current	142A
Minimum Power Factor	0.85
Frequency Range (Stand-alone)	0 - 60 Hz ^b +/- .02 Hz.
Maximum Line Frequency (Grid-tied)	60.5 Hz ^b
Minimum Line Frequency (Grid-tied)	57.0 – 59.8 Hz – Field Adjustable
Maximum AC Circuit Protection	External 200A branch circuit breaker required, with 1500A instantaneous trip
Safety Features	
Faults	Over/Under Voltage, Over Current, Over/Under Frequency, Ground Fault, Internal
Standards Compliance	UL 1741, IEEE 1547, CEC
Safety Features	Anti-islanding (grid fault detection, isolation, & auto-reconnect), Fused ground fault interrupter, UL-compliant trip points (factory adjustable), Password-protected parameters
User Interface Features	
Front-Panel Interface	4x20 LCD, Keypad, Running/Fault/Ground Fault LEDs.
Communications	Modbus RTU over RS-485 Ethernet, TCP/IP Java User Interface
Performance Monitoring & Data Logging	Real-time & historical, web-based performance data Ethernet-compatible (LAN, Wireless)
Analog & Digital I/O ports	Analog: (3) inputs, (1) output; 0-10 V or 4-20 mA Digital: (3) inputs 0-24V, (2) output relays
Analog & Digital I/O Maximum ratings	Digital Inputs Max Voltage 30VDC Output relays Max Voltage 30VDC Output relays Max Current 1A Analog Inputs Max Voltage(voltage mode) 12V Analog Inputs Max Current(current mode) 25mA Analog Output Max Current(voltage mode) 15mA Analog Output Max Load(current mode) 1kOhm
Efficiency	
Peak Efficiency	96.5%
CEC Efficiency	96.0%
Night time TARE Losses	25 W
Energy-Saving Features	Automatic internal subsystems power-down, Nighttime output auto-disconnect
<p>a – Grid terminal power factor is the resulting power factor of the sum of the inverter current and the critical load current. The inverter current power factor is > .95 for power levels above 20kW input or output power. The critical load power factor is allowed to be as low as .85 (lagging).</p> <p>b – The critical load port is powered directly of the grid when grid power is available, so the frequency range is the same as the grid port. In stand-alone mode, the critical load port frequency is 60Hz +/- .02 Hz.</p> <p>c – The critical load port is powered directly of the grid when grid power is available, so the frequency range is the same as the grid port. In stand-alone motor control mode, the critical load port frequency is 0 - 60Hz +/- .02 Hz.</p>	

Table 3.1 – Electrical Specifications

Installation and Safety Manual

SolarMagic™ Blocking Diode

www.solarmagic.com

SM2060-3A1, SM2060-4A1



IP68/NEMA 6

English

Deutsch

Español

Italiano

日本語



Option 2

If the PV panel at the top of the string does not have a SolarMagic™ power optimizer installed and you wish to use the blocking diode as a standalone device, connect the output of the PV panel to the input of the blocking diode (**Figure 3**).

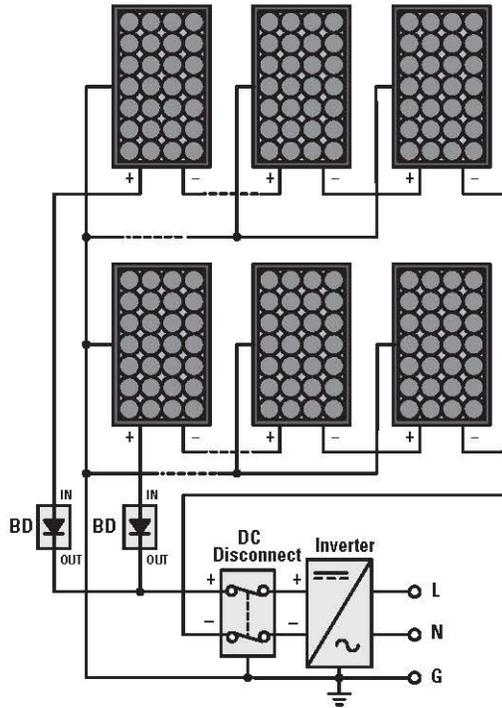


Figure 3. Installing the Blocking Diode on a Non-Assisted String

Connect the Output

Using a UL/CE-listed PV interconnect cable, connect the output of the blocking diode to one of the inputs on the combiner box or inverter.

Initialize the PV System

Important: Before turning on the PV system, re-check all of the installation steps. Make sure that the SolarMagic blocking diode is properly mounted and that all electrical connections are correct and connectors are securely plugged in.

Installation of the blocking diode is now complete. Follow the system maintenance procedure as well as the inverter guidelines for initializing the photovoltaic system.

Troubleshooting

WARNING: Troubleshooting the PV array or SolarMagic™ blocking diode should only be completed by qualified personnel. Do not disconnect under load.

WARNING: The SolarMagic blocking diode contains no user-serviceable parts. Do not attempt to open. Lethal levels of voltages and currents are present inside the blocking diode. Tampering with or opening the SolarMagic blocking diode will void the factory warranty. See warranty for instructions on obtaining service.

Symptom	Root Cause
PV array produces less power If you suspect that the string with the blocking diode installed is not generating power, check for the following:	Loose connection – Make sure all connectors are securely plugged in. Check the connection from the blocking diode to the inverter/combiner box. Reverse polarity – The blocking diode will not function if installed in reverse. Check all electrical connections.

Technical Specifications

Mechanical/Environmental Specifications

The SolarMagic blocking diode has been designed to withstand hose-directed water during array cleaning and prevent entry of water during temporary submersion. The enclosure meets or exceeds the requirements of IEC 60529 classification IP68 and NEMA 6.

Electrical Specifications

SM2060-3A1/4A1

Symbol	Parameter	Min	Typ	Max
V_{SYS}	System voltage			600 Vdc
I_{IN}	Input current (PV I_{SC})			9A
V_F	Forward voltage drop		0.7 Vdc	1.26 Vdc
η	Efficiency		99.8%	
T_A	Operating temperature	-40°F (-40°C)		158°F (70°C)

Electrical network protection

Sepam series 20

Sepam series 40

Sepam series 80



Catalogue

2006



Merlin Gerin

1

Protection functions	ANSI code	S20	S23	B22	S40	S41	S42	S80	S81	S82	S84
Phase overcurrent ⁽¹⁾	50/51	4	4		4	4	4	8	8	8	8
Earth fault / Sensitive earth fault ⁽¹⁾	50N/51N 50G/51G	4	4		4	4	4	8	8	8	8
Breaker failure	50BF		1		1	1	1	1	1	1	1
Negative sequence / unbalance	46	1	1		2	2	2	2	2	2	2
Thermal overload for cables	49FIMS								2	2	2
Directional phase overcurrent ⁽¹⁾	67						2			2	2
Directional earth fault ⁽¹⁾	67N/67NC					2	2		2	2	2
Directional active overpower	32P					1	1		2	2	2
Directional active underpower	37P										2
Positive sequence undervoltage	27D			2				2	2	2	2
Remanent undervoltage	27R		1					2	2	2	2
Undervoltage (L-L or L-N)	27			2/1 ⁽⁴⁾	2	2	2	4	4	4	4
Oversvoltage (L-L or L-N)	59			2	2	2	2	4	4	4	4
Neutral voltage displacement	59N			2	2	2	2	2	2	2	2
Negative sequence overvoltage	47				1	1	1	2	2	2	2
Overfrequency	81H			1	2	2	2	2	2	2	2
Underfrequency	81L			2	4	4	4	4	4	4	4
Rate of change of frequency	81R			1							2
Recloser (4 cycles) ⁽²⁾	79	□	□		□	□	□	□	□	□	□
Synchro-check ⁽³⁾	25							□	□	□	□

The figures indicate the number of units available for each protection function
 ■ standard, □ options
 (1) Protection functions with 2 groups of settings.
 (2) According to parameter setting and optional input/output modules.
 (3) With optional MCS025 synchro-check module.
 (4) 2 undervoltage (L-L) and 1 undervoltage (L-N).

Feeder protection

■ feeder short-circuit and overload protection.

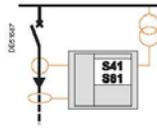
Protection of low-capacitance feeders in impedance earthed or solidly earthed neutral systems: Sepam S20, S23, S40 or S80

■ no voltage and frequency monitoring. ■ voltage and frequency monitoring.



Protection of high-capacitance feeders in impedance earthed or compensated or isolated neutral systems: Sepam S41 or S81

■ specific feeder protection: 67N/67NC.



GLOSARIO

Arreglo FV. Conjunto de módulos FV integrados mecánicamente en una estructura soporte, los cuales están conectados en combinaciones serie/paralelo para proporcionar la potencia de salida requerida con los niveles de voltaje y corriente de CD apropiados. También llamado generador FV.

Balance del sistema (Balance of Systems, BOS). Las partes adicionales al arreglo FV en el sistema FV, tales como: interruptores, controles, medidores, equipo de acondicionamiento de potencia, estructuras soporte para el arreglo, y baterías. El costo del terreno utilizado algunas veces es incluido cuando se compara el costo total del sistema con el costo de otra fuente de energía.

Carga local. En el caso más común es una carga residencial o comercial. Si se trata de una estación central que forma parte del esquema de suministro de la compañía suministradora, normalmente la carga local la constituyen algunos servicios auxiliares y es pequeña comparada con la capacidad de la planta.

Celda FV. Dispositivo FV básico que genera electricidad cuando es expuesto a la luz, tal como la radiación solar.

Controlador de carga/regulador. Son dispositivos típicamente utilizados en sistemas FV fuera de red (autónomos). Su función primordial es mantener la batería en el estado de carga (SOC, por sus siglas en inglés) más alto posible y proveer al usuario la cantidad de electricidad demandada, mientras mantiene protegida a la batería de una descarga profunda (debida a la carga) o una sobrecarga (debida al arreglo FV). La mayoría de los controladores de carga opera vía regulación de los voltajes ajustados. Sin embargo, como el voltaje no es representativo del SOC real, se están desarrollando nuevos algoritmos para evaluar el estado de la batería basándose en los Ah o en el monitoreo de VAh combinados. Otras funciones incluidas pueden ser MPPT, conversión CD/CD, protección antirrobo, manejo de la carga, prepago de energía, monitoreo y registro de datos.

Corriente de cortocircuito. Corriente que fluye libremente de una celda o módulo FV hacia un circuito externo que no tiene carga o resistencia; corriente máxima posible. La unidad en el ampere (A).

Curva I-V. Gráfico de la curva característica de la corriente vs. voltaje del arreglo FV.

Día solar promedio. Número de horas del día durante el cual el sol irradia con una potencia luminosa de

1 SOL (1 kW/m²), y cuya energía es equivalente a la energía que el mismo irradia en el sitio durante el día (del amanecer y el anochecer). Supongamos, como ejemplo, que el promedio de insolación diaria en un sitio dado es de 5 kWh/m². Si este valor es dividido por un SOL, se obtiene el valor (en horas) del día solar promedio para ese sitio y esa inclinación. Es decir, el día solar promedio para tal sitio sería de 5 horas. Se debe recordar que los módulos FV son evaluados usando una intensidad luminosa de un SOL, la duración del día solar promedio representa la cantidad de horas, del total de horas de luz diaria, en que el módulo es capaz de generar la potencia máxima de salida especificada por el fabricante.

Efecto FV. Consiste básicamente en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de dispositivos semiconductores denominados celdas FV.

Efecto invernadero. Efecto provocado por gases en la atmósfera que son transparentes a la luz visible, permitiendo su entrada, pero impidiendo la salida de la radiación infrarroja reflejada hacia el exterior.

Estructura de montaje. Con el rápido crecimiento de los sistemas distribuidos conectados a la red, un amplio rango de productos ha sido desarrollado para instalar módulos FV en inmuebles. Éstos incluyen estructuras de montaje para fachadas, marquesinas (perfiles de techos), techos planos FV y aun “tejas FV” que pueden utilizarse para reemplazar techados convencionales. Nuevos productos están dirigidos a la necesidad de facilitar la integración de la tecnología FV con las fachadas y la apariencia de los inmuebles.

Espectro solar normalizado. Radiación solar que recibe una superficie en la tierra, perpendicular a la dirección de la luz incidente, cuando la luz ha atravesado una masa de aire equivalente a 1.5 atmósferas terrestres en un día claro; tiene una densidad de potencia o irradiancia total cercana a 970 W/m² para toda la banda de longitudes de onda. Esta distribución espectral se ha escalado para establecer un espectro normalizado con una densidad de potencia de 1000 W/m².

Estructura soporte. Sistema de sujeción y anclaje para los módulos FV.

Factor de planta. Relación entre la potencia media generada por el sistema FV durante un periodo de tiempo y la potencia nominal pico del mismo.

Fotones. Partículas de masa nula correspondiente al cuanto de radiación electromagnética. Su energía es el producto de la frecuencia de la radiación por la constante de Planck ($h = 6.624 \times 10^{-34}$ J-s).

Fotovoltaico. El proceso que produce electricidad a partir de la luz solar. “Foto” se refiere a la luz y “voltaico” al voltaje.

FP. Factor de Potencia. Coseno del ángulo de desfase de la corriente con respecto al voltaje.

Fuente de corriente. Sistema de funcionamiento del inversor mediante el cual se produce una inyección de corriente alterna a la red de distribución de la compañía eléctrica.

FV. Abreviación de Fotovoltaico/a/s (adjetivo o sustantivo).

Generador FV. Ver arreglo FV.

Integración arquitectónica de módulos FV. Módulos FV que cumplen una doble función, energética y arquitectónica (revestimiento, cerramiento o sombreado) y, además, sustituyen a elementos constructivos convencionales.

Interconectado/interconectar. El acto de sincronizar dos generadores independientes (ej. la red y un sistema FV) y conectarlos o “ponerlos en paralelo” en el mismo bus. IEEE 100 Def.: Proceso por el cual un generador es ajustado y conectado para operar en paralelo con otro generador o sistema.

Inversor o convertidor estático. Dispositivo electrónico de potencia cuya función principal es convertir la señal de CD del generador en una señal de CA “compatible” con la red. Compatible en este caso implica sincronizada con la red, con voltaje, frecuencia y distorsión armónica dentro de los límites especificados. Constituye el elemento central de la interfaz entre el generador y la red. La salida de CA puede ser monofásica o trifásica según los requerimientos de cada instalación. Adicionalmente realiza otras funciones de protección y control para el funcionamiento eficiente y seguro del sistema. Este equipo también es referenciado como Subsistema de Acondicionamiento de Potencia, Convertidor de Potencia

Estática, Sistema de Conversión de Potencia o Convertidor de Estado Sólido.

Irradiación solar. Energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. La unidad es kWh/m².

Irradiación solar global media diaria anual. Energía global procedente del sol que llega a una determinada superficie, tomando el valor anual como el promedio de los valores medios diarios.

Irradiancia solar. Potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. La unidad es kW/m².

Latitud. Ángulo que forma la vertical de un punto de la superficie de la tierra y el plano del ecuador. Se considera positiva en el hemisferio norte y negativa en el hemisferio sur.

Medidor de energía suministrada a la red. Equipo que registra la cantidad de energía que el sistema inyecta a la red. La inyección a la red ocurre cuando la potencia generada excede la demanda de la carga local (a medio día por ejemplo).

Medidor de energía suministrada por la red. Equipo que registra la cantidad de energía que la red aporta para alimentar la carga local. Ocurre en periodos de baja insolación y por las noches, porque los sistemas FV conectados normalmente no cuentan con baterías de almacenamiento.

Mismatch. Pérdidas de potencia por discrepancias en el acoplamiento eléctrico de los módulos de un arreglo FV, debido a pequeñas diferencias en su fabricación.

Módulo o panel fotovoltaico. Conjunto de celdas FV directamente interconectadas y encapsuladas como un bloque único, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie. Estas unidades captan la radiación solar para producir tensiones de 6, 12 o 24V. Normalmente están formadas por 36 celdas fotovoltaicas.

Pérdidas por inclinación. Cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la inclinación óptima el arreglo FV.

Pérdidas por orientación. Cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener el arreglo FV la orientación óptima.

Pérdidas por sombras. Cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el arreglo FV en algún momento del día.

Periodo de recuperación de la energía (Energy payback time). Tiempo necesario para que cualquier dispositivo o sistema generador de energía produzca la energía útil equivalente a la que fue empleada en su fabricación y construcción. En energía FV el periodo de recuperación de la energía es de 2 a 4 años.

Plegado (Rechazo) de potencia (Power foldback). Una condición operacional por medio del cual cierta unidad reduce su potencia de salida en respuesta a una alta temperatura, potencia de entrada excesiva u otras condiciones.

Potencia nominal de la instalación FV. Suma de la potencias nominales de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en la instalación.

Potencia instalada. Potencia entregada por un módulo FV o un arreglo FV, bajo las condiciones STC (irradiancia de 1000 W/m², temperatura de la celda de 25°C, espectro solar AM 1.5). También llamada potencia de salida STC. La unidad es Watt (W).

Potencia nominal del generador FV. Suma de las potencias pico de los módulos FV.

Potencia pico. Los módulos FV son diseñados a una potencia nominal correspondiente a su potencia de

Salida pico. La potencia pico es la cantidad de potencia de salida que un módulo FV produce en STC a una temperatura del módulo de 25°C con una irradiancia de 1000 W/m². Esto corresponde a un día despejado de verano con el sol aproximadamente en su cenit y las celdas orientadas perpendicularmente hacia él. La unidad es Watt (W), también escrito como Wp por los profesionales en el tema.

Producción anual final. Energía FV total entregada a la carga durante un año por cada kilowatt de la potencia instalada. La unidad es kWh/kW instalado.

Programa demostrativo. Proyecto para demostrar la operación de los sistemas FV de potencia y su aplicación con usuarios potenciales.

Punto de máxima potencia, PMP (Maximum Power Point, MPP). El punto en la curva I-V del arreglo FV que produce la mayor potencia de salida.

Radiación solar. Emisión de ondas, especialmente electromagnéticas, o partículas emitidas por el Sol.

Rama fotovoltaica. Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador FV.

Red eléctrica. Fuente primaria de energía. La interconexión de los sistemas FV regularmente se realiza en alimentadores de baja tensión (sistemas de pequeña capacidad) o en sistemas de distribución de media tensión (estaciones centrales).

Regulador. Ver Controlador de Carga.

Relación de desempeño. La relación entre la producción final anual (mensual, diaria) y la producción de referencia anual (mensual, diaria), donde la producción de referencia anual (mensual, diaria) es la energía anual (mensual, diaria) teórica disponible por kilowatt de potencia instalada.

Revestimiento. Módulos FV que constituyen parte de la envolvente de una construcción arquitectónica.

Seguimiento del punto de máxima potencia (Maximum Power Point Tracker, MPPT). Una función incluida en un inversor o en un dispositivo separado, encargada de operar y mantener un arreglo FV en su punto de máxima potencia.

SFV. Abreviación de Sistema/s Fotovoltaico/s.

Sistema FV centralizado conectado a la red. Sistema de FV de producción de electricidad que desempeña la función de una estación de potencia centralizada (también llamada planta de potencia FV centralizada).

Sistema de generación FV (Photovoltaic Power System, PVPS). Conjunto de elementos interconectados tales como módulos FV, inversores, baterías, y todos los componentes de instalación y control, con una potencia nominal de 40 W o más. La topología es diferente de acuerdo con la aplicación.

SOL, Unidad. Los fabricantes de módulos FV determinan la máxima potencia eléctrica de salida de éstos usando una fuente con una potencia luminosa de 1 kW/m². A este valor se le conoce con el nombre de SOL y se ha convertido en un estándar para la industria, facilitando la comparación de módulos FV de distintos orígenes. Por lo tanto, 1 SOL = 1 kW/m². Las dos cantidades son usadas, indistintamente, en las especificaciones de módulos FV.

STC (Standard Test Conditions). Son las condiciones de prueba para medir la potencia de salida nominal de las celdas o de los módulos FV. El nivel de irradiancia es 1000 W/m², espectro solar AM 1.5 y una temperatura de la celda o el módulo de 25°C.

THD (Total Harmonic Distortion). Siglas en inglés de Distorsión Armónica Total

Voltaje de circuito abierto (Voc). Voltaje de una celda o módulo FV expuesto a la luz solar, cuando no circula corriente eléctrica. Voltaje máximo posible. La unidad es Volt (V).

Watt pico (Wp). Es la unidad de potencia del Sistema Internacional de pesas y medidas (SI), el Watt, utilizada por los profesionales en el área FV que significa potencia pico bajo condiciones STC. Múltiplos utilizados: kWp y MWp.

IEA (International Energy Agency). Agencia Internacional de Energía. www.iea.org/.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] Tonda Juan; “El Oro Solar y Otras Fuentes de Energía”; Ed. Fondo de Cultura Económica, 3ra edición, México 2003.
- [2] Instituto de Investigaciones Eléctricas, Marzo 2005, *Estudio de los Potenciales Bioenergético, Eólico, Minihidráulico y Solar en México*, anexo 9
- [3] <http://www.sitiosolar.com/La%20historia%20de%20la%20energia%20solar%20fotovoltaica.htm>
- [4] Enrique Castellán, Laboratorio de Eléctrica CINVESTAV Instituto Politécnico Nacional, México D.F.
- [5] “Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México” Enero 2006, Secretaría de Energía, México.
- [6] Nichos de mercado para Sistemas Fotovoltaicos en conexión a la red eléctrica de México.
- [7] Perales Benito Tomás; “Guía del Instalador de Energías Renovables”; Ed. Limusa, 1ra edición, México 2007.
- [8] Green, M. *Solar Cells Operating Principles, Technology and Systems Applications*. Febrero de 1992. Universidad de Nueva Gales del Sur.
- [9] Photovoltaic Power System in Selected IEA Member Countries; Reporte IEA PVPS Ex.Co. /TI 1997; Agencia Internacional de Energía.
- [10] Wenham S., Green M. y Watt M.; (1994) *Applied Photovoltaics*; University of New South Wales.
- [11] Shugar D. 1990. *Photovoltaics in the Utility Distribution System; The Evaluation of System and Distributed Benefits*. 21st IEEE Photovoltaic Specialist Conference, 1990.
- [12] Varios autores; (1995) *Energía Solar Fotovoltaica*; Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (Ciemat).
- [13] Hille G., Roth W. y Schmidt H.; (1995) *Photovoltaic Systems*, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (FhG-ISE).
- [14] Koner P. y Ossenbrink H.; (1994) *A Test Protocol for Inverters Used in PV Installation*, World Renewable Energy Congress, Reading UK.
- [15] Kleinkauf W.; (1991) *Photovoltaic Power Conditioning / Inverter Technology*; 10th European PVSEC (Lisboa, Portugal), p. 1235-1239.
- [16] (2008) National Electrical Code NEC-ANSI/NFPA 70 - National Fire Protection Association.

- [17] Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2005, Instalaciones Eléctricas (utilización), Artículo: 690 - Sistemas Fotovoltaicos, publicada en el Diario Oficial de la Federación.
- [18] Especificación CFE L0000-02 “Tensiones de Sistemas de Distribución, Subtransmisión y Transmisión”, Comisión Federal de Electricidad, Junio 1985.
- [19] Especificación Provisional CFE L0000-45 “Perturbaciones Permisibles en las Formas de Onda de Tensión y Corriente del Suministro de Energía Eléctrica”, Comisión Federal de Electricidad, Enero 1995.
- [20] ANSI/IEEE Std. 80-2000- IEEE guide for safety in AC substation grounding.
- [21] Arteaga O., Huacuz J. y Agredano J. 2000. Especificaciones Técnicas para Pequeños Sistemas Fotovoltaicos Conectados en Paralelo con la Red Eléctrica. IIE/01/14/10818/I003/AIII/F.
- [23] Enciclopedia de los municipios de México, Sinaloa, Escuinapa. Instituto Nacional para el Federalismo y el Desarrollo Municipal, Gobierno del estado de Sinaloa (2005).
- [24] John Wiles Southwest Technology Development Institute New Mexico State University (2008) Photovoltaic Power Systems And the *2005 National Electrical Code*: Suggested Practices.
- [25] D. L. King, W. E. Boyson, J. A. Kratochvil Sandia National Laboratories Albuquerque, New Mexico, Photovoltaic Module and Array Performance Characterization Methods for All System Operating Conditions