

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**MODELO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA PLANTAS  
FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN**

PRESENTADO POR:

**MARTÍN ENRIQUE GUERRA CAZÚN**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

CIUDAD UNIVERSITARIA, ABRIL DE 2022

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

RECTOR:

**MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO**

SECRETARIO GENERAL:

**ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

DECANO:

**DOCTOR EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA**

SECRETARIO:

**ING. JULIO ALBERTO PORTILLO**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

DIRECTOR:

**ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN**

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

Título :

**MODELO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA PLANTAS  
FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN  
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN**

Presentado por:

**MARTÍN ENRIQUE GUERRA CAZÚN**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

**ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUÍA**

SAN SALVADOR, ABRIL DE 2022

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

**ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUIA**

## NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 10 de febrero de 2022, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 5:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón  
Director

2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia  
Secretario

  
Firma

  
Firma



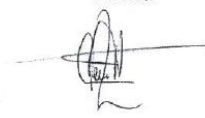
Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. ANA MARIA FIGUEROA DE MUNGUIA  
(Docente Asesor)



Firma

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS



Firma

- ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN



Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

MODELO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA PLANTAS FOTOVOLTAICAS  
CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA EN MEDIA  
TENSION

A cargo del Bachiller:

- GUERRA CAZUN MARTIN ENRIQUE

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.4

( ocho puntos cuatro )

## DEDICATORIA

A mi **padre y madre** por brindarme su apoyo incondicional y paciencia; gracias por el esfuerzo y la inversión realizada en mi persona.

A mis **hermanos** por su ayuda.

A mis **tías** por darme esos consejos y valor en los momentos que más lo necesite.

A mi **abuela** por estar pendiente en todo momento.

A mi **abuelo** (QEPD) por desear esto, tanto o más que mi persona.

A **Ing. Ana María** por su invaluable guía como asesora. Su enorme paciencia y sus palabras sabias para recorrer este camino hasta la meta

A **niña Reinita** por todo el apoyo brindado durante tantos años en la escuela. Por mostrarme el camino a seguir. Por los consejos y todas las palabras dadas hacia mí con la intención de ayudarme a crecer y madurar como persona.

A **Ing. Ana María y niña Reinita** mil gracias por todo.

A **Ing. Werner e Ing. Armando Calderón** por su apoyo y sus consejos.

A **12 Ohms** por todos los años que hicimos guerreando con una meta por bandera.

A la antigua y mítica **ASEIE** por las vivencias y amistades.

Para ponerle fin a esta épica etapa, una frase lo encierra perfectamente bien: “No sólo no hubiéramos sido nada sin ustedes, sino con toda la gente que estuvo a nuestro alrededor desde el comienzo; algunos siguen hasta hoy. ¡Gracias... totales!”- GC.

Martín Cazún.

## ÍNDICE

<b>Índice de figuras</b>	iv
<b>Índice de tablas</b>	vi
<b>Índice de gráficas y curvas</b>	vii
<b>ACRÓNIMOS</b>	viii
<b>RESUMEN</b>	1
<b>OBJETIVOS</b>	3
<b>ALCANCES</b>	4
<b>CAPÍTULO 1: ASPECTOS GENERALES</b>	5
<b>1.1 TEORÍA GENERAL SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS</b>	5
1.1.1 EL SOL	5
1.1.2 CONSTANTE SOLAR	5
1.1.3 MOVIMIENTO DEL SOL	6
1.1.4 RADIACIÓN SOLAR	6
1.1.5 HORA SOLAR PICO (HSP)	8
1.1.6 EFECTO FOTOVOLTAICO	9
1.1.7 EL MÓDULO FOTOVOLTAICO	11
1.1.8 INVERSOR	12
1.1.9 RESUMEN DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	13
<b>1.2 IMPORTANCIA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL SALVADOR</b>	14
1.2.1 MAPA DEL RECURSO SOLAR EN EL SALVADOR	14
1.2.2 LA ADICIÓN DEL RECURSO SOLAR EN LA MATRIZ ENERGETICA	16
<b>1.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA</b>	22
1.3.1 RESEÑA DEL SEP EN EL SALVADOR	23
1.3.2 NIVELES DE TENSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN EL SALVADOR	24
<b>1.4 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN</b>	24
1.4.1 FLUJO DE POTENCIA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	25
1.4.2 ESTRUCTURA DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	25
1.4.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA	26
1.4.3.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SALVADOR	27
1.4.3.2 VENTAJAS, DESVENTAJAS Y RETOS LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA	30
<b>CAPÍTULO 2: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN</b>	33
<b>2.1 REQUISITOS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED</b>	33
2.1.1 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	34
2.1.1.1 CATEGORIZACIÓN DE PLANTAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL SALVADOR	35
2.1.2 CALIDAD EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO	36
2.1.2.1 POTENCIA REACTIVA	36

2.1.2.2 HUECOS DE TENSIÓN Y SOBRETENSIONES	37
2.1.2.3 REGULACIÓN DE FRECUENCIA	37
2.1.2.4 REGULACIÓN DE TENSIÓN	38
2.1.2.5 FLICKER	39
2.1.2.6 DISTORSIÓN ARMÓNICA	40
<b>2.2 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED EN MEDIA TENSIÓN</b>	<b>42</b>
2.2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO	42
2.2.2 CONDUCTOR	43
2.2.3 FUSIBLES	43
2.2.4 CAJA DE AGRUPACIÓN	45
2.2.5 SUPRESOR DE SOBRETENSIÓN	45
2.2.6 INVERSOR	46
2.2.7 TRANSFORMADOR	47
2.2.8 RECLOSER	48
2.2.9 MEDIDOR BIDIRECCIONAL	48
2.2.10 PUNTO DE ACOPLAMIENTO COMÚN (PCC)	49
2.2.11 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS	49
2.2.12 RELÉS E INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS	52
2.2.13 SECCIONADOR	56
<b>2.3 NORMA APLICADA AL DISEÑO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN. EN BASE A: “IEEE Std 1547.2-2008 - Guía de aplicación IEEE para IEEE Std 1547, estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas de eléctricos de potencia (SEP)”.</b>	<b>57</b>
<b>CAPÍTULO 3: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES</b>	<b>76</b>
<b>3.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SALVADOR</b>	<b>76</b>
<b>3.2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES SEGÚN IEEE STD 242-2001</b>	<b>77</b>
3.2.1 PROTECCIONES ELÉCTRICAS CONTRA ANOMALÍAS	78
3.2.2 PLANIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN	78
3.2.3 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO Y SU CÁLCULO	79
3.2.4 NATURALEZA DE LA CORRIENTE DEL CORTOCIRCUITO	80
3.2.5 DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	81
3.2.6 COORDINACIÓN DE SOBRECORRIENTE	82
3.2.7 CONSIDERACIONES GENERALES PARA CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	83
<b>3.3 TIEMPOS Y CONSIDERACIONES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN SEGÚN IEEE STD 242-2001</b>	<b>83</b>
3.3.1 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS	83
3.3.2 RELÉS	86
3.3.3 RECLOSER	87
3.3.4 SECCIONALIZADORES	89
3.3.4.1 CUCHILLAS SECCIONADORAS TRIPOLARES DE FUNCIONAMIENTO BAJO CARGA	89
3.3.5 CIRCUIT BREAKER EN BAJA TENSIÓN	91



3.3.6 CURVA DE DAÑO DE LOS CONDUCTORES	93
3.3.7 TIEMPOS ESTIMADOS DE DESPEJE DE FALLAS	95
3.3.8 CURVA DE DAÑO DE LOS TRANSFORMADORES	96
<b>CAPÍTULO 4: DETERMINACIÓN Y SIMULACIÓN DEL MODELO EN</b>	<b>98</b>
<b>ETAP 19.0.1</b>	
<b>4.1 DATOS DE LA RED ELÉCTRICA EN EL SITIO</b>	<b>98</b>
4.1.1 CORRIENTE DE FALLA EQUIVALENTE DE LA RED	98
4.1.2 IMPEDANCIA EQUIVALENTE DE LA RED	99
<b>4.2 SIMULACION DEL MODELO EN ETAP 19.0.1</b>	<b>100</b>
<b>4.3 CALCULO DE ELEMENTOS Y EQUIPOS</b>	<b>100</b>
4.3.1 CALCULO DE ELEMENTOS Y EQUIPOS EN EL LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR	102
4.3.1.1 INVERSOR	104
4.3.1.2 ARREGLO DE MODULOS FOTOVOLTAICOS	104
4.3.1.3 CALCULOS PARA TEMPERATURAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS	105
4.3.1.3 CONDUCTOR	110
4.3.1.3.1 CONDUCTOR CC	110
4.3.1.3.2 CONDUCTOR CA AGUAS ARRIBA DEL TRANSFORMADOR	112
4.3.1.4 PROTECCIONES EN CC Y CA	113
4.3.1.4.1 INTERRUPTOR AUTOMATICO EN CC	113
4.3.1.4.2 INTERRUPTOR AUTOMATICO EN CA	114
4.3.1.4.3 FUSIBLE AC	114
4.3.2 CALCULO DE ELEMENTOS Y EQUIPOS EN EL LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR	115
4.3.2.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA	118
4.3.2.2 PARARRAYOS	119
4.3.2.3 CONDUCTOR	120
4.3.2.3.1 CONDUCTOR AGUAS ABAJO DEL TRANSFORMADOR.	121
4.3.2.3 MEDIDOR BIDIRECCIONAL	122
4.3.2.4 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	122
4.3.2.4.1 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)	122
4.3.2.4.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)	122
<b>4.4 SIMULACIÓN DEL MODELO DE COORDINACIÓN DE</b>	<b>123</b>
<b>PROTECCIONES PARA PLANTAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS</b>	
<b>AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN</b>	
<b>MEDIA TENSIÓN EN ETAP 19.0.1</b>	
4.4.1 ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES	123
4.4.2 PUNTOS IMPORTANTES PARA LA OPERACIÓN	123
4.4.3 PUNTOS IMPORTANTES PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES	124
4.4.4 RELES IMPLEMENTADOS	124
4.4.5 DEFICION DE PROTECCIONES	126
4.4.6 CURVAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	130
CONCLUSIONES	141
RECOMENDACIONES	142

BIBLIOGRAFIA	143
ANEXOS	144

<b>Índice de figuras</b>	<b>Pág.</b>
Figura 1: Ejemplo de movimiento solar a lo largo del año sobre una casa. Fuente: edumedia-sciences.com.	6
Figura 2: Tipos de radiaciones sobre un sistema de captación. Fuente: aulafacil.com.	7
Figura 3: Gráfico típico de hora solar pico (HSP). Fuente: scielo.sld.	8
Figura 4: Esquema de átomos de silicio impurificados con átomos de fósforo y boro. Fuente: solar-energia.com.	10
Figura 5: Modulo fotovoltaico típico. Fuente: directindustry.com.	12
Figura 6: Inversor fotovoltaico con conexión a la red. Fuente: saclimafotovoltaica.com.	12
Figura 7: Componentes de un sistema fotovoltaico típico conectado a la red (sin sistema de acumulación o de baterías). Fuente: Elaboración propia.	14
Figura 8: Mapa del recurso solar en El Salvador. Fuente: Proyecto SWERA.	15
Figura 9: Distribución de proyectos de generación distribuida con energía solar fotovoltaica para venta de energía en el mercado minorista. Fuente: CNE.	17
Figura 10: Generación ERNC-Solar Fotovoltaica. Fuente: CNE.	22
Figura 11: Esquema del sistema eléctrico de potencia de El Salvador. Fuente: Elaboración propia.	22
Figura 12: Esquema de categorización de actividades, obras o proyectos. Fuente: CONIMEIRA XVI.	35
Figura 13: Esquema TIPO de interconexión de una planta fotovoltaica conectada a la red de media tensión. Fuente: Elaboración propia.	42
Figura 14: Representación de fusibles. Fuente: IEEE C37.42-2016	44
Figura 15: Curva característica tiempo-corriente. Fuente: IEEE C37.42-2016.	44
Figura 16: Curva característica de TCs. Fuente: IEEE 242-2001.	52
Figura 17: Bloque de interconexión entre una planta de generación distribuida y el sistema eléctrico de potencia. Fuente: IEEE 1547-2003.	59
Figura 18: ANSI C84.1 Range A voltage limits (120 V base). Fuente: IEEE 1547-2003.	63
Figura 19: Diagrama funcional de un sistema fotovoltaico con medición bidireccional conectada al SEP. Fuente: IEEE 1547-2003.	73
Figura 20: Diagrama unifilar de un sistema de interconexión. Fuente: IEEE 1547-2003.	74
Figura 21: Diagrama unifilar de interconexión a un sistema de distribución radial. Fuente: IEEE 1547-2003.	75
Figura 22. Circuito equivalente utilizado para calcular la corriente de carga en un circuito normal. FUENTE: IEEE 242-2001.	80
Figura 23. Circuito equivalente utilizado para calcular la corriente de cortocircuito. FUENTE: IEEE 242-2001.	80
Figura 24. Sinusoide de corriente de falla típica con decremento de CA y CC. FUENTE: IEEE 242-2001.	81

Figura 25. Circuito Equivalente Simplificado de un TP. FUENTE: IEEE 242-2001.	84
Figura 26. Circuito Equivalente Simplificado de un TC y su Carga o Burden. FUENTE: 242-2001.	85
Figura 27. Curva ejemplo de coordinación recloser-fusible. FUENTE: IEEE 242-2001.	88
Figura 28. Mecanismo de operación de la cuchilla tripolar de accionamiento bajo carga. FUENTE: AES.	90
Figura 29. Ilustración típica de un interruptor tipo MCCB. Fuente: IEEE Std 242-2001.	91
Figura 30. Curva típica de coordinación de protecciones de un interruptor tipo MCCB. Fuente: IEEE Std 242-2001.	93
Figura 31. Máxima corriente de cortocircuito para conductores de cobres aislados. Fuente: IEEE Std 242-2001.	94
Figura 32. Curvas de protección contra fallas para transformadores de categoría II sumergidos en líquido (501–1667 kVA monofásico, 501–5000 kVA trifásico). Fuente: 242-2001.	97
Figura 33. Software utilizado: ETAP, versión: 19.0.1. Fuente: ETAP.	100
Figura 34. Diagrama unifilar general. Fuente: Elaboración propia.	101
Figura 35. Diagrama unifilar con énfasis desde el módulo fotovoltaico hasta el transformador de potencia de 3MW. Fuente: Elaboración propia.	102
Figura 36. Diagrama unifilar con énfasis desde el módulo fotovoltaico hasta el transformador de potencia de 3MW simulado en ETAP. Fuente: Elaboración propia.	103
Figura 37. Inversor SUNNY HIGHPOWER PEAK3. Fuente: SUNNY.	104
Figura 38. Distribución de módulos fotovoltaicos 37 MFV en serie x 17 strings y simulación del panel en ETAP. Fuente: Elaboración propia.	109
Figura 39. Interruptor automático en CC a 1500V. CS-MCCB1500V-250-160A. Fuente: Cradysolar.	114
Figura 40. Diagrama unifilar con énfasis desde el transformador de potencia hasta el punto equivalente de la red de media tensión y su simulación en ETAP. Fuente: Elaboración propia	116
Figura 41. Diagrama unifilar del recloser interno de la planta, en coordinación con los relés y transformadores de instrumentos y su simulación en ETAP. Fuente: Elaboración propia	117
Figura 42. Impedancia del transformador en ETAP. Fuente: Elaboración propia	119
Figura 43. Aislador de porcelana con sus dimensiones sugeridas. Fuente: CAESS.	120
Figura 44. Aislador polimérico con sus dimensiones sugeridas. Fuente: CAESS.	120
Figura 45. Cable XLPE 1/0 AWG CU, 10m. Fuente: Fabricante	121
Figura 46. Cable XLPE 1/0 AWG CU, 2.00 Km. Fuente: Fabricante	121
Figura 47. TC en ETAP. Fuente: Elaboración propia	122
Figura 48. TP en ETAP. Fuente: Elaboración propia	122

<b>Índice de tablas</b>	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Recopilación de datos para el proyecto SWERA. Fuente: Proyecto SWERA.	14
Tabla 2. Proyectos de generación distribuida con energía solar fotovoltaica para venta de energía en el mercado minorista. Fuente: CNE.	16
Tabla 3. Proyectos de generación ERNC-Solar Fotovoltaica. Fuente: CNE.	18
Tabla 4. Capacidad instalada total nacional, al 30 de junio del 2020. Fuente: SIGET.	28
Tabla 5: Categorización según potencia instalada. Fuente: CONIMEIRA XVI.	35
Tabla 6. Límites permisibles de tensión. Fuente: SIGET.	39
Tabla 7. Límites para flicker generado por el usuario. Fuente: SIGET.	39
Tabla 8. Límites de distorsión armónica de voltaje en redes de media y baja tensión. Fuente: SIGET.	40
Tabla 9. Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión. Fuente: SIGET.	41
Tabla 10. Tipos de relés para GD. Fuente: IEEE 1547-2003.	54
Tabla 11. Posibles efectos de añadir fuentes de GD sobre el sistema eléctrico de potencia. Fuente: IEEE 1547-2003.	62
Tabla 12. Límites de parámetros de sincronización para interconexión síncrona con un SEP energizado Fuente: IEEE 1547-2003.	65
Tabla 13. Principales causas de fallas. Fuente: IEEE 1547-2003.	67
Tabla 14. Respuesta del sistema de interconexión a voltajes anormales. Fuente: IEEE 1547-2003.	70
Tabla 15: Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales. Fuente: IEEE 1547-2003.	71
Tabla 16. Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de corriente. Fuente: IEEE 1547-2003.	72
Tabla 17. Impedancias de cortocircuito para la aplicación de dispositivos de protección y evaluación. FUENTE: IEEE 242-2001.	82
Tabla 18. Resumen de intervalos de tiempos de coordinación entre activación de protecciones según IEEE 242-2001. FUENTE: IEEE 242-2001	87
Tabla 19. Dimensiones sugeridas para interruptores tripolares de accionamiento bajo carga. FUENTE: AES.	89
Tabla 20. Tiempo de despeje estimado para dispositivos de protección: Circuits breakers de potencia, Menores o iguales a 600kV. Fuente: 242-2001.	95
Tabla 21. Tiempo de despeje estimado para dispositivos de protección: Circuits breakers y relés. De 2.4 a 13.8 kV. Fuente: 241-2001.	95
Tabla 22. Datos de corriente de falla en el punto equivalente de red. Fuente: Elaboración propia.	99
Tabla 23. Datos de impedancia en el punto equivalente de red. Fuente: Elaboración propia.	99
Tabla 24. Valores de voltaje, corriente y potencia del MFV TALLMAX module TSM-PD14	105
Tabla 25. Comparación de calibre según conductor seleccionado. Fuente: Elaboración propia.	112

Tabla 26. Respuesta del sistema de interconexión a voltajes anormales. Fuente: IEEE 1547-2003	126
Tabla 27: Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales. Fuente: IEEE 1547-2003	127
Tabla 28. Relés definidos. Fuente: Elaboración propia	128

<b>Índice de gráficas.</b>	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Distribución de la capacidad instalada por tipo de recurso. Al 30 de junio de 2020. Fuente: SIGET.	29
Gráfica 2. Porcentaje de participación del recurso solar, según mercado mayorista y minorista. Fuente: SIGET.	29
Cdp 1. Diagrama unifilar de los elementos en CC y su coordinación de protecciones en ETAP. Fuente: Elaboración propia	130
Cdp 2. Coordinación de protecciones en ETAP del fusible y circuit breaker en CA en el lado de baja del transformador. Fuente: Elaboración propia.	131
Cdp 3. Diagrama unifilar desde el MFV hasta el fusible CA y su coordinación de protecciones en ETAP. Fuente: Elaboración propia.	132
Cdp 4. Diagrama unifilar del transformador de la planta y CB principal de los inversores de la planta y coordinación de protecciones en ETAP. Fuente: Elaboración propia	133
Cdp 5. Coordinación de protecciones de relés en ETAP. Fuente: Elaboración propia	134
Cdp 6. Coordinación de protecciones de relés y transformador en ETAP. Fuente: Elaboración propia	135
Cdp 7. Coordinación de protecciones de recloser en ETAP. Fuente: Elaboración propia.	136
Cdp 8. Simulación de disparo, falla en bus de la red exterior en ETAP. Fuente: Elaboración propia.	137
Cdp 9. Simulación de disparo, falla en bus aguas abajo del transformador en ETAP. Fuente: Elaboración propia.	138
Cdp 10. Simulación de disparo, falla en bus aguas abajo del arreglo de MFV en ETAP. Fuente: Elaboración propia.	139
Cdp 11. Simulación de disparo, falla en el fusible aguas abajo del inversor de MFV en ETAP. Fuente: Elaboración propia.	140

## **ACRÓNIMOS**

**APR:** Auto productores renovables.

**BT:** Baja tensión.

**CA:** Corriente alterna.

**CC:** Corriente continua.

**CEL:** Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.

**CNE:** Consejo Nacional de Energía.

**ERNC:** Energía renovable no convencional.

**ETAP:** Electrical Transient Analyzer Program.

**GD:** Generación distribuida.

**HSP:** Horas sol pico.

**IEEE:** Institute of Electrical and Electronics Engineers.

**MARN:** Ministerio de medio ambiente y recursos naturales.

**MT:** Media tensión.

**PCC:** Punto de acoplamiento en común.

**ROBCP:** Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.

**SEP:** Sistema eléctrico de potencia.

**SFVCR:** Sistema fotovoltaico conectado a la red.

**SIGET:** Superintendencia de electricidad y telecomunicaciones.

**SWERA:** Solar and Wind Energy Resource Assessment.

**TC:** Transformador de corriente.

**TP:** Transformador de potencial.

**UPR:** Usuario productor renovable.

**UT:** Unidad de transacciones.

## **RESUMEN**

Este trabajo de graduación consta de cuatro capítulos y un apartado de conclusiones y recomendaciones. En el primer capítulo se inicia estableciendo la teoría mínima necesaria, correspondiente a los aspectos generales de un sistema fotovoltaico. Desde el sol hasta los componentes electrónicos imprescindibles para llevar a cabo la conversión de energía y el cambio químico, que ocurre durante este proceso. Así como mencionar la profundidad e impacto de la generación fotovoltaica en el sector eléctrico nacional.

Siguiendo con el desarrollo del capítulo, se presenta un resumen de los sistemas eléctricos de potencia, para finalmente comentar sobre los sistemas eléctricos de distribución en El Salvador.

En el segundo capítulo se sientan los requisitos básicos, permisos y normativas para el correcto diseño e integración de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica de media tensión en El Salvador. Así como describir los componentes de este, desde el módulo fotovoltaico hasta el punto de interconexión con la red a intervenir, incluyendo los equipos de protección requeridos. Por último, condensar y usar el IEEE Std: “1547.2-2008 - Guía de aplicación IEEE para IEEE Std 1547, estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia (SEP)”. como una guía válida para este trabajo de graduación.

En el tercer capítulo se realiza y caracteriza el estudio de coordinación de protecciones que tiene por objetivo efectuar una propuesta de coordinación para los equipos de protección instalados en el punto de interconexión de la planta y la red de media tensión, de tal forma que fallas potenciales en la planta no afecten a la red de media tensión y/o terceros cumpliendo con los requisitos de sensibilidad, selectividad, rapidez, confiabilidad y robustez. Se caracteriza cada equipo de importancia en el estudio de coordinación de protecciones en base a: IEEE Std 241-2001, IEEE Std-1547 y regulaciones de la SIGET enfocadas a la red eléctrica de media tensión de El Salvador.

Para el final, el capítulo cuatro desarrolla la simulación del modelo en base al esquema propuesto por el IEEE Std 1547.2, dicho estándar se analizó en el capítulo dos de este trabajo de graduación. El modelo busca asegurar que al añadir una planta de GD a la red eléctrica a intervenir se garantice el correcto acople y que los valores de calidad de la energía eléctrica operen dentro de los rangos aceptados según las regulaciones vigentes nacionales.

Se presenta un esquema de una planta fotovoltaica de una capacidad de generación de 3MW conectada a la red eléctrica de distribución en MT, ubicada en El Salvador. Para este modelo se entregó el esquema de dicha planta y los datos equivalentes de la condición de la red eléctrica perteneciente a la distribuidora titular de la zona para su consideración en el modelo. El dibujo de los planos se presenta en AutoCAD y la simulación en ETAP 19.0.1.

Para el modelo. La coordinación de protección se realizó en base al estándar IEEE 1547.2 e IEEE 242-2001. De esta manera se cumplen los principios de selectividad, confiabilidad y robustez de la planta fotovoltaica en estudio.



## **OBJETIVOS**

### **GENERALES:**

- Realizar un modelo de coordinación de protecciones para plantas fotovoltaicas conectadas al sistema de distribución de energía eléctrica en media tensión.

### **ESPECÍFICOS:**

- Describir los diferentes elementos que conforman el esquema de protecciones de una planta generadora fotovoltaica conectada a la red de distribución nacional en media tensión.
- Establecer tiempos de coordinación de los equipos de protección.
- Evaluar ante un análisis de cortocircuito del sistema para determinar la selectividad de protecciones.

## ALCANCES

- Realizar una simulación de una planta prototipo generadora fotovoltaica conectada a una red de distribución nacional en media tensión utilizando el software ETAP.
- Aplicar el estándar 1547.2-2008 - Guía de aplicación IEEE para IEEE Std 1547, estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia (SEP) y el estándar 242-2001 - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book), con el fin de evaluar la efectividad de este en El Salvador.
- Analizar los equipos de protección a implementar, así como sus tiempos de coordinación.
- Elaborar una investigación sobre los transformadores de medición a utilizar como parte del esquema de protección.

# **CAPÍTULO 1: ASPECTOS GENERALES**

En este primer capítulo se inicia estableciendo la teoría mínima necesaria, correspondiente a los aspectos generales de un sistema fotovoltaico. Desde el sol hasta los componentes electrónicos imprescindibles para llevar a cabo la conversión de energía y el cambio químico, que ocurre durante este proceso. Así como mencionar la profundidad e impacto de la generación fotovoltaica en el sector eléctrico nacional.

Siguiendo con el desarrollo del capítulo, se presenta un resumen de los sistemas eléctricos de potencia, para finalmente comentar sobre los sistemas eléctricos de distribución en El Salvador.

## **1.1 TEORÍA GENERAL SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS**

### **1.1.1 EL SOL**

El sol es una estrella que se encuentra en el centro del sistema solar y constituye la mayor fuente de radiación electromagnética de este sistema planetario. Cerca de tres cuartas partes de la masa del sol constan de hidrógeno, el resto es principalmente helio con cantidades pequeñas de elementos como el oxígeno, carbono, neón y hierro. En su núcleo ocurre la fusión de átomos de hidrógeno en helio, la energía liberada llega a la tierra en forma de radiación electromagnética.

### **1.1.2 CONSTANTE SOLAR**

La constante solar se define como la cantidad de energía recibida en forma de radiación solar que incide perpendicularmente en la zona externa de la atmósfera terrestre. Sus unidades son watt por metro cuadrado ( $W/m^2$ ). Su valor medio es de  $1367 W/m^2$ .

La luz del sol en la superficie de la tierra es atenuada por la atmósfera terrestre, de modo que, llega menos energía a la superficie, cerca de  $1000 W/m^2$  en condiciones claras cuando el sol está cerca del cenit.

### 1.1.3 MOVIMIENTO DEL SOL

Para entender mejor este concepto se puede decir que, “La tierra se mueve alrededor del sol, pero para nosotros en la tierra, es el sol quien parece moverse alrededor de la tierra, del este al oeste”. Esto es lo que se denomina movimiento aparente del sol. Cuando miramos el sol, vemos que no se mueve igual durante todo el año, sino que, dependiendo de la época, el sol amanece y se pone en puntos distintos, y alcanza más o menos altura en el horizonte. Esto se debe principalmente a la inclinación del eje de rotación terrestre. Este eje tiene una inclinación de  $23.43^\circ$  con respecto al plano de la órbita que describe alrededor del sol, lo que hace que la radiación emitida no incida de igual manera sobre la superficie terrestre, durante el trayecto descrito por el movimiento aparente del sol.

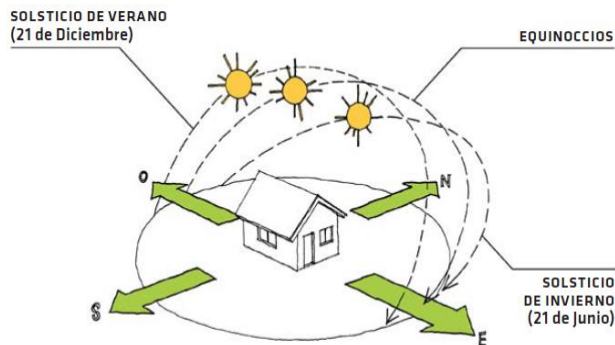


Figura 1: Ejemplo de movimiento solar a lo largo del año sobre una casa. Fuente: edumedia-sciences.com.

### 1.1.4 RADIACIÓN SOLAR

Como se mencionó anteriormente, el sol genera energía mediante reacciones nucleares de fusión producidas en su núcleo. Esta energía recibe el nombre de radiación solar y se transmite en forma de radiación electromagnética. El espectro electromagnético que alcanza la atmósfera terrestre posee longitudes de onda en el rango de  $0.15 \mu\text{m}$  a  $4 \mu\text{m}$  aproximadamente.

La radiación solar sobre la superficie terrestre se comporta de distintas formas debido a variaciones temporales que van desde nubosidad, el cambio de día a noche y cambios de estación.

Para delimitar su estudio, se considera tres tipos de radiación sobre un objeto receptor en la superficie terrestre.

- ✓ **Radiación directa:** Es aquella que llega directamente del sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección.
- ✓ **Radiación difusa:** Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina difusa, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos.
- ✓ **Radiación reflejada (o albedo):** Es aquella radiación tanto directa y difusa reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo.

Se conoce como radiación global la suma de todas las radiaciones descritas anteriormente sobre un objeto receptor.

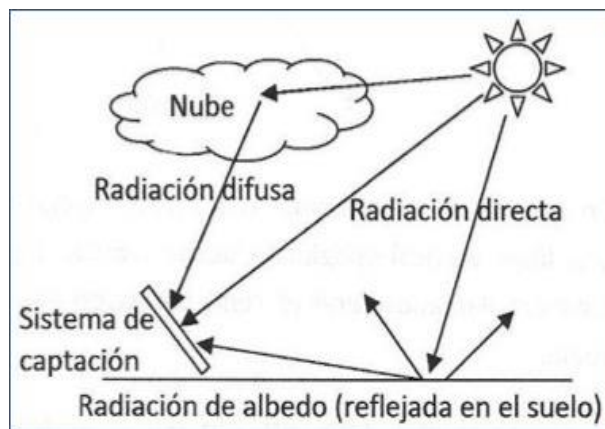


Figura 2: Tipos de radiaciones sobre un sistema de captación. Fuente: aulafacil.com.

La radiación solar se cuantifica mediante las magnitudes de potencia y energía de radiación que llegan a una unidad de superficie. estas se denominan **irradiancia e irradiación**.

- ✓ **Irradiancia:** Potencia o radiación incidente por unidad de superficie. Indica la intensidad de la radiación solar. Sus unidades son watt por metro cuadrado ( $\text{W}/\text{m}^2$ ).
- ✓ **Irradiación:** Suma de las irradiancias en un periodo de tiempo determinado. Cantidad de energía solar recibida durante un periodo de tiempo. Sus unidades son Joules por metro cuadrado por un periodo de tiempo ( $\text{J}/\text{m}^2$  por hora, día, semana, año, etc.). Debido a la relación con la generación de energía eléctrica se suele utilizar como unidad el  $\text{Wh}/\text{m}^2$ .

### 1.1.5 HORA SOLAR PICO (HSP)

En la etapa de generación con sistemas fotovoltaicos se emplea el concepto hora solar pico (HSP), relacionado con la radiación solar. La HSP mide la irradiación solar y se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de  $1000 \text{ W}/\text{m}^2$  e indica el número de horas en las que se recibe dicha irradiancia. Si se cumplieran el resto de las condiciones estándar, sería el número de horas al día en las que un panel fotovoltaico proporciona su potencia pico. Multiplicando el valor de HSP por potencia pico se obtendrá la energía que proporciona un panel fotovoltaico.

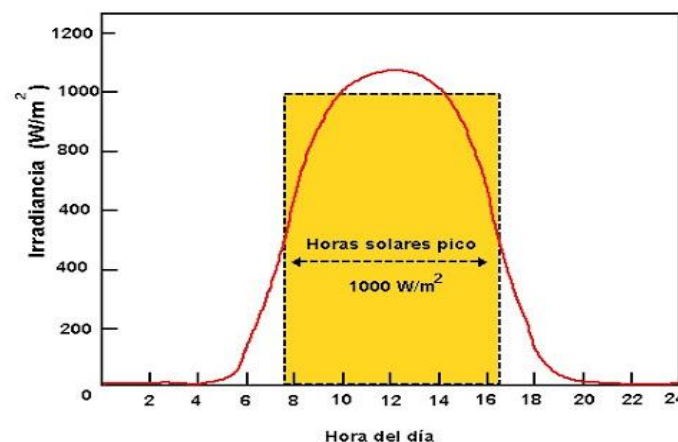


Figura 3: Gráfico típico de hora solar pico (HSP). Fuente: sciELO.sld.

### **1.1.6 EFECTO FOTOVOLTAICO**

La conversión de la energía de las radiaciones ópticas en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como el efecto fotovoltaico. Cuando la luz solar incide sobre ciertos materiales denominados semiconductores, los fotones son capaces de transmitir su energía a los electrones de valencia del semiconductor para que rompan el enlace que les mantiene ligados a los átomos respectivos, quedando un electrón libre para circular dentro del sólido por cada enlace roto. La falta de electrón en el enlace roto, que se denomina hueco, también puede desplazarse libremente por el interior del sólido, transfiriéndose de un átomo a otro debido al desplazamiento del resto de los electrones de los enlaces. Los huecos se comportan en muchos aspectos como partículas con carga positiva igual a la del electrón. El movimiento de los huecos y los electrones en direcciones opuestas genera una corriente eléctrica en el semiconductor capaz de circular por un circuito externo. Para separar los electrones de los huecos y así impedir que restablezcan el enlace, se utiliza un campo eléctrico que provoca su circulación en direcciones opuestas, dando lugar a la citada corriente eléctrica.

En las células solares este campo eléctrico se logra en la unión de dos regiones de un cristal semiconductor, de conductividades de distinto tipo. Para células solares de silicio, una de las regiones (región tipo “n”) se impurifica con fósforo. El procedimiento se realiza sustituyendo algunos átomos de silicio por átomos de fósforo. El silicio como elemento químico cuenta con 14 electrones de los que 4 son de valencia, quedando disponibles para unirse con los electrones de valencia de otros átomos. El fósforo cuenta con 5 electrones de valencia. Así 4 de ellos serán utilizados para llevar a cabo los enlaces químicos con átomos adyacentes de silicio, mientras que el quinto podrá separarse del átomo mediante una estimulación aportada por una fuente externa de energía.

La otra región (región tipo “p”) se impurifica con boro, que tiene 3 electrones de valencia, por lo que quedará una región con mayor cantidad de huecos que de electrones. De este modo aparece un campo eléctrico dirigido de la región “p” a la región “n” debido a las diferencias de concentraciones de huecos y electrones.

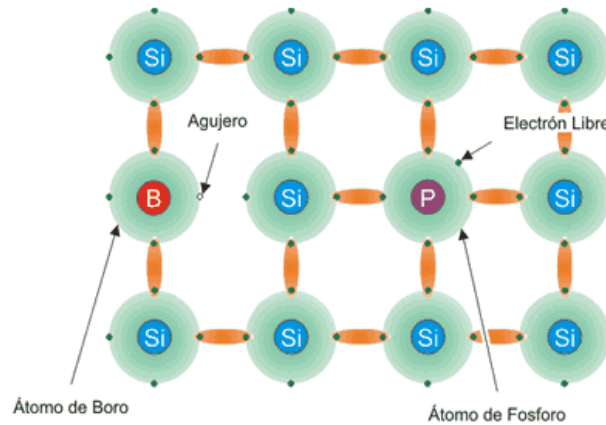


Figura 4: Esquema de átomos de silicio impurificados con átomos de fósforo y boro. Fuente: solar-energia.com.

Las propiedades de los materiales semiconductores pueden ser explicadas usando dos modelos:

- ✓ Modelo de enlaces: Utiliza los enlaces covalentes que unen los átomos de silicio para describir el comportamiento semiconductor. A bajas temperaturas los enlaces están intactos y el silicio se comporta como un aislante. A altas temperaturas algunos de los enlaces pueden romperse y la conducción se produce porque los electrones provenientes de los enlaces rotos quedan libres para moverse, y los electrones de los átomos colindantes pueden desplazarse hasta los huecos creados por los enlaces rotos. De este modo se crea un movimiento de cargas negativas y positivas.
- ✓ Modelo de bandas: Explica el comportamiento del semiconductor en términos de los niveles energéticos entre la banda de valencia y la banda de conducción. Los electrones en los enlaces covalentes tienen energías correspondientes a la banda de valencia, mientras que en la banda de conducción los electrones están libres. La banda prohibida corresponde con la energía necesaria para liberar a un electrón de su enlace covalente hacia la banda de conducción donde puede producir corriente. Los huecos generados debido a lo anterior conducen en la dirección opuesta en la banda de valencia.

Por lo tanto, si se ilumina una célula solar que se encuentra conectada a una carga externa, se producirá una diferencia de potencial en dicha carga y una circulación de corriente que sale al



circuito exterior por el terminal positivo y vuelve a la célula por el negativo. De este modo la célula solar se comporta como un generador de energía. Los fenómenos que tienen lugar son:

- ✓ Los fotones que inciden sobre la célula con una energía mayor o igual que el ancho de la banda prohibida se absorben en el volumen del semiconductor y se generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente. Los fotones con energía inferior al ancho de la banda prohibida atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos.
- ✓ El campo eléctrico producido por la unión p-n es la causa de la separación de los portadores antes de que puedan recombinarse de nuevo. Causando una circulación de corriente debido a la diferencia de potencial externa, suministrando así energía a la carga.

### **1.1.7 EL MÓDULO FOTOVOLTAICO**

Un módulo fotovoltaico es un conjunto de celdas (o células) solares conectados de tal forma que reúna condiciones óptimas para su integración en sistemas de generación de energía, siendo compatibles, tanto en voltaje como en potencia, con las necesidades y equipos.

Las partes con las que todo módulo fotovoltaico está conformado, independientemente del tipo de celda que utilice, son las siguientes:

- ✓ Las celdas fotovoltaicas (elemento generador).
- ✓ Cubierta frontal transparente (generalmente vidrio templado), la cual protege a las celdas de la intemperie a la vez que permite el paso de la luz.
- ✓ Enmarcado y sistema de fijación, el cual será usado para sujetar el módulo al lugar donde se instalará.
- ✓ Conexiones eléctricas de salida (terminales positiva y negativa), las cuales se encuentran generalmente en cajas de conexión a prueba de intemperie en la parte posterior del módulo.



Figura 5: Modulo fotovoltaico típico. Fuente: directindustry.com.

### 1.1.8 INVERSOR

Equipo que se utiliza para cambiar en la energía eléctrica el nivel de voltaje, forma de onda, o ambos. En general, un inversor o sistema de conversión de energía para sistemas fotovoltaicos es un dispositivo que cambia una entrada de corriente continua en una salida de corriente alterna.

Los inversores se pueden clasificar en dos grupos en función de su tipo de aplicación: inversores aislados e inversores conectados a la red. De acuerdo con el número de fases se pueden distinguir entre inversores monofásicos y trifásicos. Con respecto a la configuración del sistema, se suelen distinguir entre: inversores centrales, inversores de cadena (string) e inversores modulares. Asimismo, con respecto al número de etapas, se pueden catalogar entre los inversores de una etapa, de dos etapas y multietapas.



Figura 6: Inversor fotovoltaico con conexión a la red. Fuente: saclimafotovoltaica.com.

### **1.1.9 RESUMEN DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Lo anterior se podría resumir como: la energía eléctrica basada en sistemas fotovoltaicos es generada a partir de la radiación electromagnética del sol. Toda la energía eléctrica que se obtiene a partir de una fuente lumínica se conoce con el nombre de energía fotovoltaica. La célula fotovoltaica es un semiconductor con la función de convertir la energía solar en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.

Dado las bajas tensiones que se generan en las células solares, es necesario en primer lugar acoplar estos semiconductores en módulos, que en volumen conforman paneles fotovoltaicos, estos se conectaran en serie o paralelo según los valores de tensión, corriente y potencia que se desee obtener.

A nivel macro un sistema fotovoltaico comprende:

1. Sistema de generación: Consiste en paneles o módulos compuestos por células fotovoltaicas de material semiconductor conectadas entre sí, encapsuladas para formar un conjunto hermético y resistente. El rendimiento de estas células se encuentra en el rango de un 12 a 25% dependiente de la temperatura.
2. Sistema de acumulación (o de baterías): Es el encargado de almacenar la energía eléctrica generada por los paneles para que pueda usarse en horas de baja o nula irradiancia, almacenar la energía que excede la demanda y nivelar picos instantáneos de demanda. Este sistema es opcional para sistemas conectados a la red.
3. Sistema de interconexión: Debido a que la energía generada por los paneles se encuentra en forma continua (CC) y la energía que circula por la red y en los equipos es de forma alterna (CA) es imprescindible su conversión. Para ellos se utiliza un inversor solar fotovoltaico. Junto a este elemento de conversión en el sistema de interconexión se encuentran equipos de protección y medidores de energía.

Las plantas de generación fotovoltaica que se encuentran en operación conectadas con una red eléctrica de media tensión utilizan un sistema de interconexión con un mayor grado de complejidad y robustez. Este sistema de interconexión se denomina el conjunto de todos los equipos de interconexión y sus funciones que permiten un correcto acoplamiento entre los valores eléctricos la planta y la red.

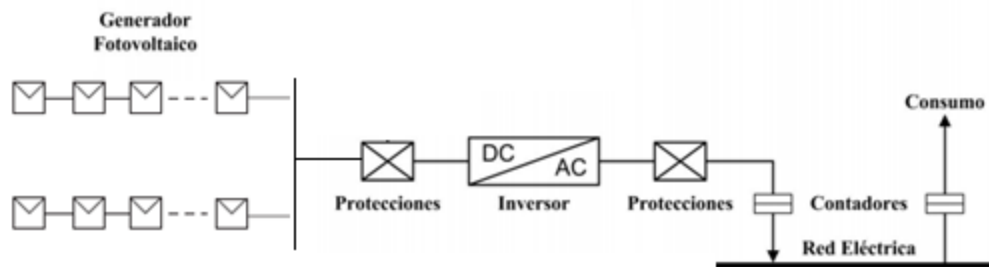


Figura 7: Componentes de un sistema fotovoltaico típico conectado a la red (sin sistema de acumulación o de baterías). Fuente: Elaboración propia.

## 1.2 IMPORTANCIA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL SALVADOR

### 1.2.1 MAPA DEL RECURSO SOLAR EN EL SALVADOR

En la región central del área metropolitana de El Salvador la irradiación solar es alta (5.3 kWh/m<sup>2</sup>/día), en comparación con la de otros países como Alemania o Tokio (3.3 kWh/m<sup>2</sup>/día). El mapa de irradiación solar en El Salvador fue creado bajo el proyecto SWERA, que muestra el potencial de irradiación solar en promedio diario de un año. A continuación, en la Tabla 1 se presente la recopilación de datos usados para generar el mapa de irradiación por parte de SWERA.

Código	Estación	Departamento	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
A18	Los Andes	Santa Ana	4.2	4.9	5.4	5.3	4.3	3.9	4.8	4.6	3.7	3.6	3.7	3.6
A31	Los Planes de Montecristo	Santa Ana	4.9	5.2	5	4.5	3.6	4.1	5.2	4.7	3.8	4.4	4.6	4.6
A35	Cerro Verde	Santa Ana	4.4	4.7	4.7	4.4	4	3.7	5.1	5	3.7	3.7	4.2	4.2
B10	Cerrón Grande	Cabañas	4.4	4.8	5.3	5.2	4.9	4.7	5.1	5.1	4.5	4.5	4.3	4.2
G13	Las Pilas	Chalatenango	4.6	5	5.6	5.3	5.1	5	5.5	5.5	4.8	4.7	4.3	4.3
G3	Nueva Concepción	Chalatenango	4.9	5.4	5.7	5.5	5.2	5.2	5.4	5.4	5	4.9	4.7	4.6
H8	Ahuachapán	Ahuachapán	5	5.4	5.7	5.5	5	4.7	5.2	5	4.3	4.5	4.6	4.5
L4	San Andrés	La Libertad	4.5	4.9	5.1	5.1	4.8	4.6	5.1	4.9	4.4	4.3	4.3	4.3
L8	Santa Tecla	La Libertad	5	5.4	5.7	5.3	4.7	4.4	5.2	5	4.4	4.4	4.7	4.7
M18	Sesori	San Miguel	4.6	5.1	5.4	5.3	4.9	4.8	5.1	5	4.6	4.4	4.4	4.3
M23	Cerro Cacahuatique	San Miguel	4.6	5.2	5.4	4.5	3.7	3.7	4.9	4.7	4	3.9	4.2	4
M6	San Miguel	San Miguel	4.5	5	5.4	5.4	5	4.9	5.2	5.2	4.8	4.6	4.4	4.4
N15	La Unión	La Unión	4.7	5.1	5.4	5.3	4.8	5	5.2	5.2	4.8	4.7	4.5	4.4
S27	Estación Matriz	San Salvador	5.1	5.6	6.2	5.9	5.2	5.3	5.9	5.6	4.9	4.8	5	4.8
S5	Observatorio	San Salvador	4.9	5.4	5.7	5.4	4.9	5.1	5.5	5.2	4.6	4.8	4.8	4.8
T6	Acajutla	Sonsonate	4.9	5.3	5.6	5.5	5.1	4.9	5.3	5.2	4.8	4.7	4.7	4.6
U11	Beneficio La Carrera	Usulután	4.9	5.4	5.5	5.3	4.8	4.8	5.4	5.4	5	4.8	4.8	4.7
U6	Santiago de María	Usulután	5	5.6	5.8	5.4	4.6	4.2	5.2	5.1	4.1	4.2	4.6	4.8
V13	Apastepeque	San Vicente	4.6	5.2	5.3	5.1	4.8	4.7	5.1	5.1	4.6	4.5	4.6	4.4
V6	Sta. Cruz Porrillo	San Vicente	4.8	5.3	5.6	5.5	5.1	4.9	5.3	5.3	4.8	4.7	4.6	4.6
Z2	San Francisco Gotera	Morazán	4.5	5	5.3	5.2	4.8	4.8	5.1	5.1	4.7	4.6	4.4	4.3
Z4	La Galera	Morazán	4.4	4.9	5.1	4.8	4.1	4	4.5	4.3	3.5	3.7	3.7	3.9

Tabla 1. Recopilación de datos para el proyecto SWERA. Fuente: Proyecto SWERA.

El proceso de elaboración del mapa, de la Figura 8, consistió en obtener los datos de distintas estaciones meteorológicas ubicadas en el país de forma anual, como se muestra en la Tabla 1. Este conglomerado de datos facilitó la representación de las zonas con mayor potencial energético solar. Los valores de irradiación en las distintas zonas del país comprenden valores entre 3.5 a 5.9 kWh/m<sup>2</sup>/día. Si comparamos estos valores de irradiancia con los de algunas de las ciudades más importantes del mundo, como Alemania o España, en la inclusión de plantas solares en la matriz energética, se hace evidente el alto grado de factibilidad, debido al potencial del recurso solar, para la instalación de plantas fotovoltaicas.

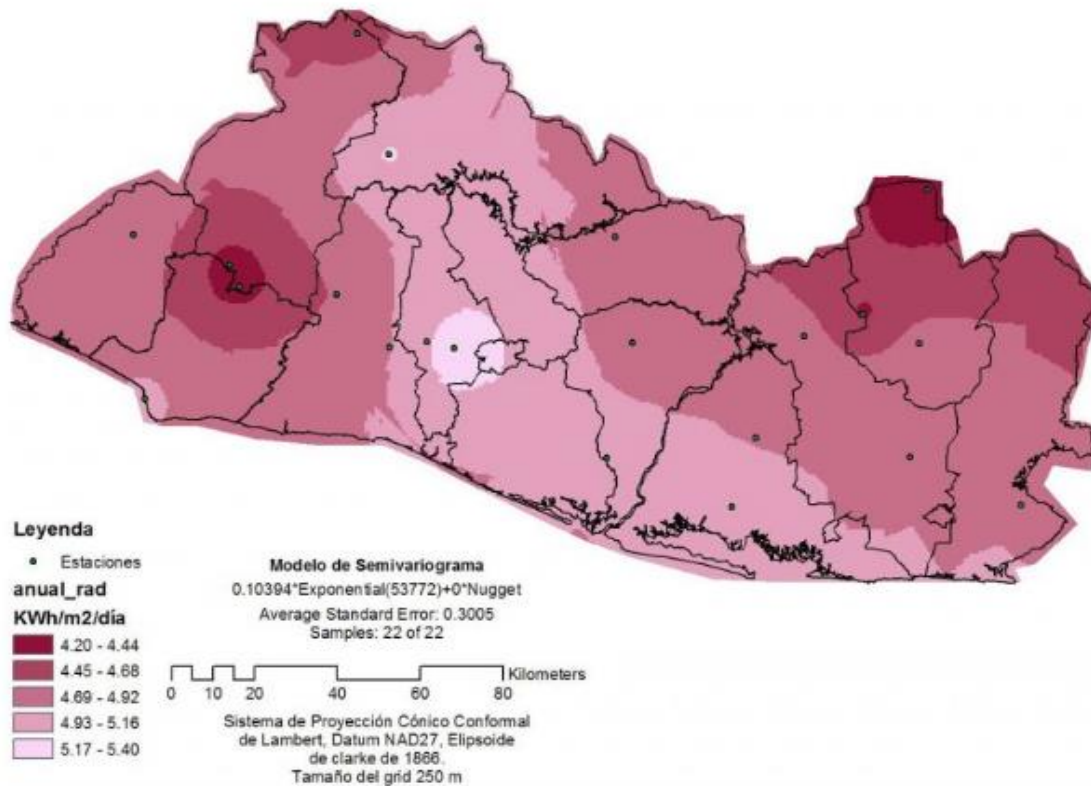


Figura 8: Mapa del recurso solar en El Salvador. Fuente: Proyecto SWERA.

Existen plantas de generación instaladas en El Salvador que aprovechan el recurso solar. La mayoría de estos son sistemas fotovoltaicos aislados con banco de baterías, los cuales son usados como sistemas solares domésticos o de autoconsumo en industrias. Hay un número limitado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red que son utilizados para autoconsumo, de los cuales la mayoría de ellos están instalados en edificios gubernamentales, escuelas y universidades.

### 1.2.2 LA ADICION DEL RECURSO SOLAR EN LA MATRIZ ENERGETICA

Desde hace años El Salvador busca asegurar un mayor nivel en la calidad de vida de su población a través de una matriz energética con mayor participación de fuentes de energía renovables. Por lo que es necesario diversificar la matriz energética y depender en un menor grado de recursos no renovables, y a la vez, contaminantes como el petróleo. En este sentido, El Salvador, considerando las características del recurso solar en su territorio, se apuesta hacia nuevas políticas y planes en pro de la generación de electricidad a través de plantas de generación fotovoltaica.

Ante un aumento de este tipo de generación en el sistema eléctrico de potencia, El Salvador exige una evolución en la forma de operar, regular, controlar y verificar las redes eléctricas. El avance y desarrollo de tecnología fotovoltaica con capacidad de integración a la red eléctrica existente ha puesto al tema de calidad de suministro como prioridad. Un mayor número de plantas de generación fotovoltaica conectadas a la red de media tensión, conlleva una revisión o modificación a sus esquemas de protecciones, calidad de energía y su aporte al mercado eléctrico.

A continuación, en la Figura 9 se presenta la ubicación de sistemas de generación fotovoltaica conectada a la red de media tensión para venta de energía en el mercado minorista en El Salvador.

<b>Proyectos de generación distribuida</b>	<b>Capacidad (kW)</b>
AES Moncagua	2500.00
Hilcasa Energy	3024.36
Spica	20000.00
La Independencia	10000.00
Bósforo Pasaquina	10000.00
Parque Industrial El Progreso	1200.00
Parque Industrial Intercomplex	1500.00
Bósforo La Unión	10000.00
Indufoam	2640.00
SFV Peña Moreno	450.00
Zona Franca San Bartolo	276.00
SARAM - Alimentos MOR	145.08

Duralita-ECTROPA	97.92
Metrocentro Santa Ana	1560.00
Total:	63,393.36

Tabla 2. Proyectos de generación distribuida con energía solar fotovoltaica para venta de energía en el mercado minorista. Fuente: CNE.

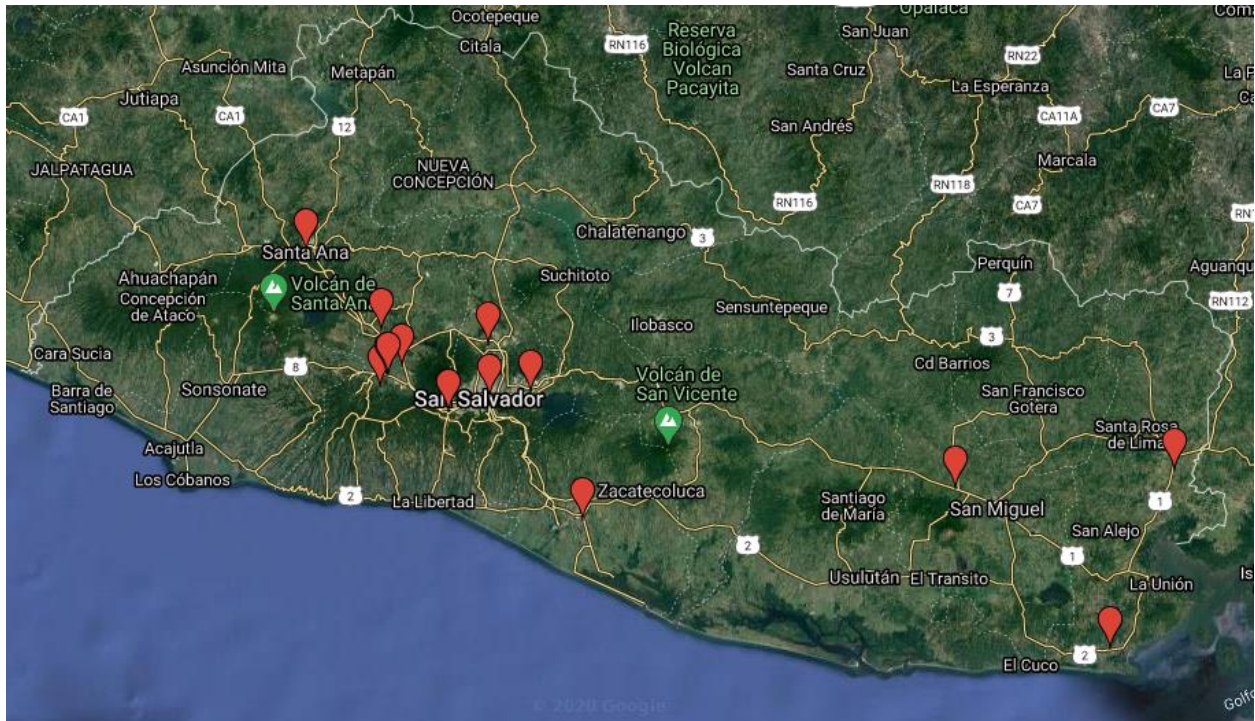


Figura 9: Distribución de plantas de generación distribuida con energía solar fotovoltaica para venta de energía en el mercado minorista. Fuente: CNE.

En la Tabla 3 se muestra un listado de plantas de generación de energía renovable no convencional (ERNC) basada en tecnología solar fotovoltaica. La característica principal de estas plantas es que su finalidad es para autoconsumo. Sin embargo, existen algunas de estas que el tipo de contrato adjudicado les permite vender la energía excedente producida.

<b>Generacion ERNC-Solar Fotovoltaica</b>	<b>Capacidad (kW)</b>
DISZASA de C.V.	388.60
Campamento base de EE.UU.	100.00
Mónica Herrera	60.00
Asamblea Legislativa	90.20
Asamblea Legislativa-Piloto	7.92
UNITAPE	90.00
Showroom UNITAPE	30.00
Supermercado para Todos	12.96
TECNOSOLAR	5.16
Teatro de Suchitoto	13.00
Edificio Administrativo CEL	24.57
Escuela Alemana	20.00
Ministerio de Hacienda	24.00
Defensoría del Consumidor	6.00
HILCASA	1400.00
INTRADESA	683.20
Centro Comercial Las Palmas fase 1	100.00
Centro Comercial Las Palmas-Viseras	11.00
Sitio Recreativo Lago de Coatepeque	1.63

Oficinas Administrativas FUNDE	2.17
Oficinas Administrativas SEESA	2.17
Casa habitacional La Hacienda	2.02
Universidad de El Salvador	2.10
Super Tienda San Carlos	6.00
Universidad Politécnica	1.00
FUSADES	98.00
ASI	4.14
Fabricas Export Salva	106.00
ILEA	98.80
Impressa Repuestos Bodega	108.00
ITCA-FEPADE	2.70
Vidri Santa Ana 1	151.20
Vidri Santa Ana 2	21.60
Vidri Venezuela	79.20
AVX El Salvador	416.00
Bordados VIDES	4.41
Hotel Montaña Perkín Lenca	9.00
Hilcasa Bodega de Hilos	900.00
Inquisalva	125.47



Super Selectos Santa Elena	100.00
Horno de Leña Solar	
Impressa San Miguel	22,2
Impressa Oficinas Administrativas	22,2
Impressa Repuestos Gerardo Barrios	29.6
Ciudadela Don Bosco	56.00
Laboratorio Universidad Don Bosco	3.00
Hotel Sheraton Presidente	443.30
ASFALCA	15.00
Restaurante La Pradera	23.00
Super Selectos La Sultana	195.30
Super Selectos San Luis	234.36
Super Selectos Miralvalle	133.92
Super Selectos Masferrer	200.88
Super Selectos La Mega	267.84
Industrias Gigante	64.00
Industrias Plásticas IPSA	40.00
AES El Jalacatal	50.00
AES División Técnica	150.00
Avícola Campestre	260.00

Sykes 1	81.90
Sykes 2	61.74
Sykes 3	60.48
Arrocera San Francisco	20.00
Casa Parroquial El Rosario	2.48
Frutaleta Grupo HASGAL	50.00
Ingenio El Ángel	1071.00
Residencia en El Espino	6.00
Residencia Las Mercedes	1.20
Hotel Playa el Sunzal	2.00
HOLCIM	12.00
Grupo Samix	40.00
Centro Comercial El Paseo	469.00
Centro Comercial Plaza Viva	177.66
SEESA Sala de Ventas	3.00
Techno Screen	117.00
Colegio Salesiano San José	30.00
Universidad Francisco Gavidia	784.40
BCIE	42.84
Centro Comercial Las Palmas fase 2	102.60

Avícola Campestre fase 3	1,000
Grupo Miguel	1000.00
Museo Tin Marín	60.00
Gasolinera Alba Bernal	14.88
Gasolinera Alba Masferrer	20.00
Plaza Mundo	275.00
Banco Agrícola - Centro de Operaciones	84.00
American Industrial Park 1	5100.00
Multiplaza	796.00
Sivar Brewing Company	58.50
Dizucar	250.00
Hotel Real Intercontinental	360.00
Inversiones Servygran S.A. de C.V.	40.00
Gasolinera Alba 25 Av. Norte	6.00
Embajada de Francia	6.00
Gasolinera UNO Santa Elena	10.00
Drogueria Americana S.A. de C.V.	20.00
Publimovil	30.00
Distribuidora Morazán	72.00
Gasolinera TEXACO El Angel	20.00

Frontera La Hachadura	54.00
Frontera El Amatillo	30.00
Gasolinera UNO Las Arboledas	10.00
De Todo Pamper, Santa Tecla	27.00
SISCO Santa Tecla	72.00
TOTO, S.A. de C.V.	390.00
Industria de Hilos S.A. de C.V.	750.00
Ferretería Vidrí Merliot	100.00
Ferretería Vidrí San Benito	100.00
Ferretería Vidrí Constitución	90.00
Ferretería Vidrí San Miguel	72.00
Pettenati	1000.00
Industrias Lácteas San José	30.00
INTRADESA Oficinas	102.40
Escuela Hossana	5.30
Parqueo Aeropuerto Internacional	500.00
Flexibodegas, S.A. de C.V.	20.00
Ferretería Vidrí Soyapango	15.00
Inversiones San Bart, S.A. de C.V.	15.00
Textufil San Jorge	300

Textufil - Oerlikon	250.00
TEXSAL, S.A. DE C.V.	5
Banco de América Central 1	25.00
Banco de América Central 2	25.00
Banco de América Central 3	25.00
MARQUI, S.A. DE C.V.	9.00
MOREA, S.A. DE C.V.	10.00
RICARDO HERNANDEZ, S.A. DE C.V.	10.00

TRAKAI, S.A. DE C.V.	10.00
Talpa Solar - Aeropuerto de El Salvador	4,500
Universidad Salvadoreña Alberto Masferrer	380.00
Texaco Chalchuapa - Grupo NSV	10.00
Texaco San Nicolas Lempa - Grupo NSV	20.00
Texaco La Skina - Grupo NSV	10.00
<b>CAPACIDAD APROXIMADA:</b>	<b>22969.20</b>

Tabla 3. Proyectos de generación ERNC-Solar Fotovoltaica. Fuente: CNE.

A continuación, en la Figura 10 se presenta la ubicación de las plantas de generación de energía renovable no convencional (ERNC) basada en tecnología solar fotovoltaica en El Salvador.

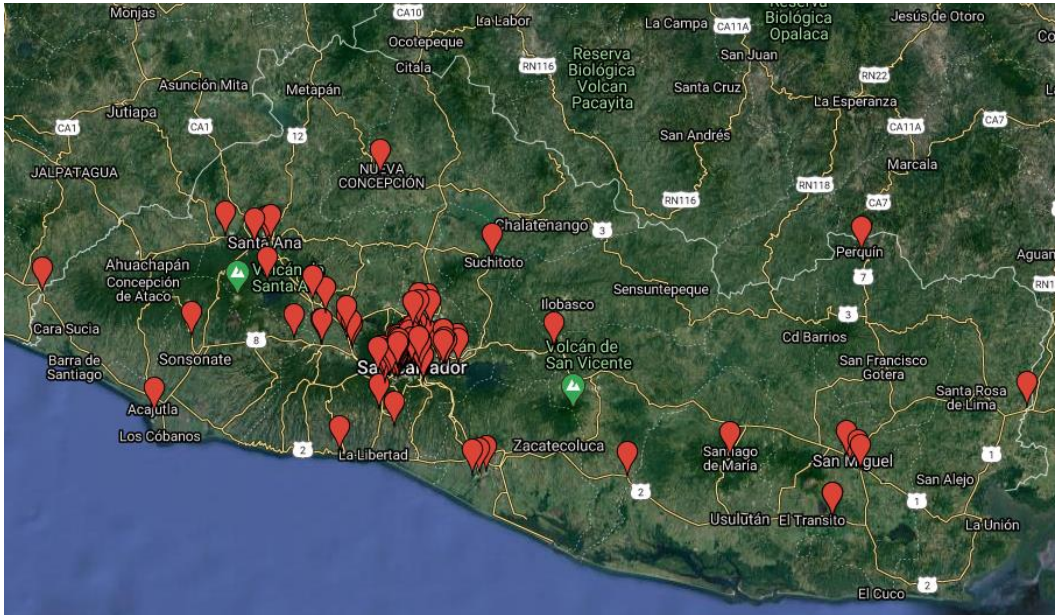


Figura 10: Distribución de plantas de generación ERNC-Solar Fotovoltaica. Fuente: CNE.

### 1.3 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) puede definirse como aquel conjunto de elementos necesarios para suministrar la energía eléctrica hasta los consumidores finales. Los elementos que integran el SEP son: la generación, transmisión, distribución y usuarios finales. La Figura 11 muestra un modelo completo de un sistema eléctrico de potencia con niveles de tensión comúnmente utilizados en El Salvador:



Figura 11: Esquema del sistema eléctrico de potencia de El Salvador. Fuente: Elaboración propia.

### **1.3.1 RESEÑA DEL SEP EN EL SALVADOR**

A mediados de los años 90, el Banco Mundial impulsó el programa de “Asistencia Técnica al Sector de Energía Eléctrica”, como parte del proceso de reforma del sector eléctrico. El primer paso consistió en crear las condiciones jurídicas e institucionales para aprobar en 1996 ley general de electricidad y la ley de creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), ente controlador, con funciones de regulación y supervisión en el sector.

El siguiente paso para la reestructuración del sector eléctrico fue la venta propiamente de las generadoras térmicas a base de derivados de petróleo y de las empresas distribuidoras de energía eléctrica que hasta entonces se encontraban bajo el poder del Estado, a través de la Compañía Eléctrica del Río Lempa (CEL).

Junto al nuevo marco legal en el sector eléctrico fue establecida una estructura tarifaria que incluía el precio propiamente dicho de la energía eléctrica en un mercado basado en ofertas de precios de la energía, los costos de atención al cliente y los cargos por el uso de la red a las empresas distribuidoras, en tanto propietarias de la red eléctrica, son responsables de asegurar su eficiencia y calidad necesaria para prestar el servicio en las áreas geográficas donde están operando, y por ende, son responsables del mantenimiento de la red y de la calidad del suministro de energía eléctrica a los usuarios y usuarias finales.

En 1998 se creó la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) y la Unidad de Transacciones (UT) la cual es la entidad responsable de operar y administrar el sistema eléctrico en base el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista (ROSTMM).

Entre 1999 y el año 2010, se realizaron reformas con el propósito de fortalecer el mercado eléctrico. De igual manera se vio la necesidad de cambiar el funcionamiento del mercado basado en oferta de precios, a fin de tener mayor transparencia, así como la apertura de un mercado de contratos de largo plazo.

Entre 2003 y 2008 se realizan varias reformas a la ley general de electricidad y su reglamento, además de la aprobación de la ley de creación del Consejo Nacional de Energía (CNE) como

ente rector en materia de política energética, la ley de incentivos fiscales para las energías renovables no convencionales (ERNC).

Es hasta el 2009 que se aprueba el Reglamento de Operación del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP), el cual en agosto 2011 entró en operación, estableciendo un nuevo esquema de operación del mercado mayorista.

### **1.3.2 NIVELES DE TENSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN EL SALVADOR**

En generación, se cuenta con centrales eléctricas las cuales usan fuentes primarias de energía, que producen energía eléctrica a 13.8 kV, 4.16 kV y 2.4 kV a una frecuencia de 60 Hz. La red de transmisión es definida como el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en voltajes mayores o iguales a 115 kV, los sistemas de alimentación principal desde las subestaciones de transmisión hasta las subestaciones de potencia utilizan voltajes de 46 kV y 23kV. La red de distribución de zonas urbanas y rurales presenta varios niveles de voltaje de media tensión, en los parques industriales se encuentran disponibles los voltajes de 34.5 kV y 13.2kV. Los niveles de voltaje más utilizados en el país para distribución en media tensión son 23kV y 13.2 kV. Luego el voltaje de media tensión se transforma una última vez en un nivel de baja tensión; para poder satisfacer las demandas en los hogares o pequeñas industrias a una tensión menor o igual a 600 V.

### **1.4 SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN**

La distribución de energía eléctrica comprende las técnicas y sistemas para la conducción de la energía hasta los usuarios dentro del área de consumo. La red de distribución es el medio por el cual se transporta y entrega energía eléctrica al usuario final. Para lograrlo la red debe tener la robustez que permita la continuidad del servicio, en niveles de voltaje y frecuencia eficaces.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son el conjunto de elementos encargados de conducir la energía desde una subestación de potencia en rangos de voltaje usualmente desde media tensión (MT) hasta baja tensión (BT) para ser entregada al usuario final, cumpliendo con las normativas y estándares vigentes.

La distribución de energía eléctrica debe llevarse a cabo con redes bien diseñadas que soporten el crecimiento de la carga y la adición de fuentes de generación distribuida en un plazo aceptable a su nivel de inversión, y que además sus componentes sean de calidad para que resistan el efecto del campo eléctrico y la intemperie a la que se verán sometidos durante su vida útil.

#### **1.4.1 FLUJO DE POTENCIA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

En una red de distribución la dirección del flujo de potencia tiende a ser radial. Con la adición de fuentes de generación distribuida la dirección del flujo de potencia puede verse modificado.

Aunque el manejo del flujo de potencia es de forma radial en la vida real la red está construida en forma de malla, para proporcionar circuitos de respaldo en caso de falla en algún ramal. De esta forma existe más de una manera de poder brindar el suministro a un determinado punto.

En redes con topología radial existe una única trayectoria posible para el flujo de potencia: desde la fuente hasta el punto de consumo, en contraste con una red con topología malla, donde existe más de una trayectoria posible para el flujo de potencia.

Para brindar robustez y capacidad de maniobrabilidad las redes están construidas en forma de malla, aunque en la operación el flujo de potencia sea radial. Esto es debido a que una trayectoria única simplifica la parte técnica, importante en caso de fallas, ya que se puede aislar partes de la red mediante interruptores. También es útil durante mantenimientos, debido a que permite una coordinación de los trabajos en base a conocer el flujo de potencia.

#### **1.4.2 ESTRUCTURA DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

Un sistema de distribución está conformado por una diversa gama de elementos, que incluyen desde alimentadores primarios de distribución en media tensión, transformadores de distribución, alimentadores secundarios en baja tensión, acometidas, equipos de medición, equipos de protección, seccionamiento y telecontrol. Las cargas que caracterizan un sistema de distribución son: industriales, comerciales y domiciliarias.

Un sistema de distribución opera normalmente a dos niveles de tensión. El primer grupo, involucra los sistemas de distribución primaria, que se caracterizan por proveer niveles de tensión a ciertos consumidores especiales como industrias y otros. Estos están conectados a una subestación propiedad del usuario y su rango de valores de tensión se encuentra en los valores normales del sistema de distribución en media tensión. El segundo grupo, está conformado por los sistemas de distribución secundaria, a este nivel corresponden valores de potencia y tensión cercanos al consumidor promedio. Estos menores a 600 V y con una demanda no mayor a 10kW.

### **1.4.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

La generación distribuida consiste en la generación de energía eléctrica mediante muchas fuentes pequeñas de generación que se instalan cerca de los puntos de consumo. Este tipo de generación se basa en la cooperación entre esta micro generación y la generación de las centrales convencionales para suplir la demanda energética requerida. La generación distribuida representa un cambio en el modelo de generación de energía eléctrica centralizada. No existe consenso, sobre qué es exactamente la generación distribuida, puesto que son múltiples los factores que afectan su definición: tecnologías empleadas, límite de potencia, conexión a red, etc. Existen diversos organismos oficiales que la tratan de definir, a continuación, se detallan algunas de éstas:

- ✓ Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency-IEA): Hace referencia a la generación distribuida como la producción de energía en las instalaciones de los consumidores, o bien en las instalaciones de la empresa distribuidora, suministrando energía directamente a la red de distribución en baja tensión. Asimismo, se asocia a tecnologías de motores, turbinas, combustible y energía solar fotovoltaica.
- ✓ Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S.A. Department of Energy-DOE): Define la generación distribuida como cualquier tecnología de generación eléctrica a pequeña escala, modular y conectada a la red, que se sitúe en el punto de consumo.
- ✓ Comisión de Energía de California (The California Energy Commission): Se considerará generación distribuida a aquellas tecnologías de generación de potencia



eléctrica a pequeña escala (típicamente entre 3 y 10,000 kW) situados cerca de los puntos de consumo (por ejemplo, en una casa, en un negocio, etc.) para proporcionar una alternativa o una mejora al sistema eléctrico tradicional.

El éxito y propagación de este tipo de generación se debe a las tecnologías que actualmente existen. Poder manejar potencias de menor escala a las convencionales y generar energía eléctrica en forma eficiente confiable y de calidad.

#### CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA:

- ✓ No se planifica de forma centralizada.
- ✓ Usualmente conectada al sistema de distribución.
- ✓ Crea desafíos para la operación y despacho.
- ✓ Estos generadores están normalmente conectados muy cerca de las cargas.
- ✓ Se integra al sistema a través de redes inteligentes.

#### **1.4.3.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL SALVADOR**

En este trabajo de graduación la generación distribuida se interpretará como cualquier tecnología de generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables con una capacidad menor o igual a 20 MW, interconectada a la red de distribución que no participe en el mercado mayorista de electricidad y sin el control de administración por parte de la Unidad de Transacciones (UT).

Según la regulación nacional, se tiene 3 tipos de generación distribuida:

- ✓ Generador distribuido renovable (GDR): Es un generador que toda su energía la inyecta directamente a la red de distribución y su fin principal es comercializar la energía producida.
- ✓ Auto productor renovable (APR): Usuario final que posee una planta de generación renovable y comercializa sus excedentes de energía, mediante un contrato de largo plazo con el distribuidor, el cual fue adjudicado en una convocatoria.
- ✓ Usuario productor renovable (UPR): Usuario que posee una planta de generación renovable, con el único objetivo de abastecer su propia demanda. No comercializa su

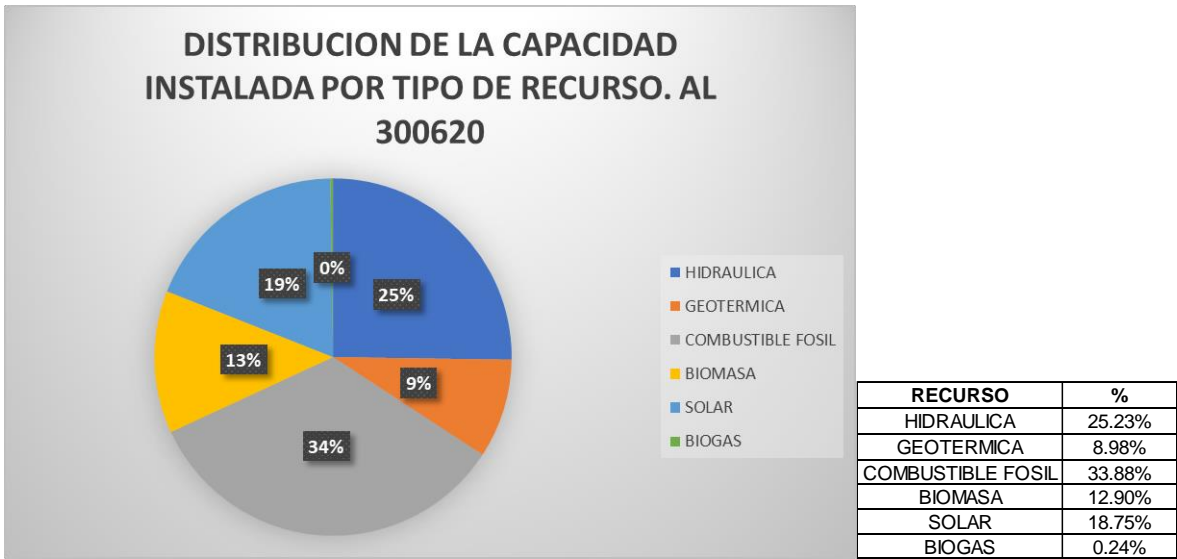
energía. Según normativa, se establecen parámetros de diseño para cumplir el objetivo de autoabastecimiento.

De acuerdo con el boletín de estadísticas eléctricas del primer semestre del 2020, elaborado por SIGET: la Tabla 4 detalla la capacidad instalada total nacional, al 30 de junio del 2020, en función del mercado al que pertenece. Así como la contribución por tipo de recurso energético.

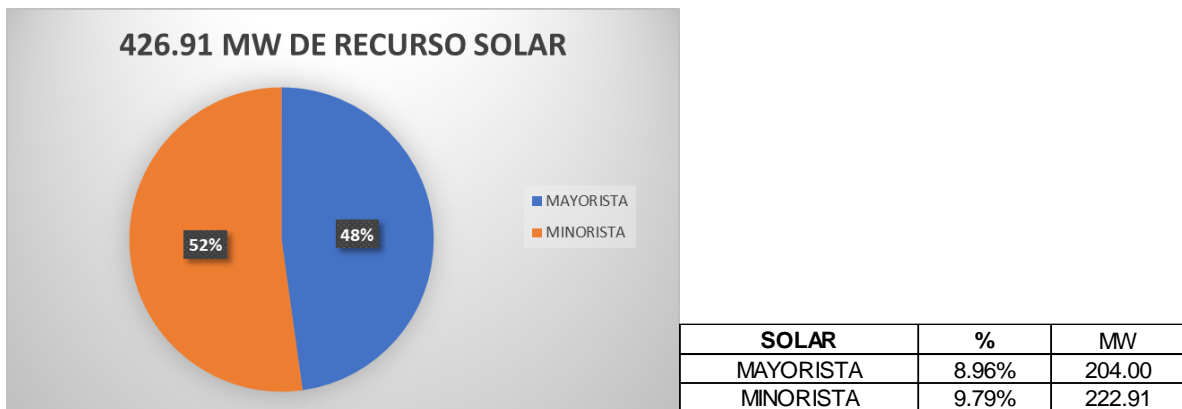
GENERADOR	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	%
<b>MERCADO MAYORISTA</b>		
HIDRÁULICA	552.69	24.28%
GEOTÉRMICA	204.40	8.98%
COMBUSTIBLE FOSIL	757.12	33.27%
BIOMASA	293.60	12.90%
FOTOVOLTAICO	204.00	8.96%
<b>TOTAL GENERADORES MERCADO MAYORISTA</b>	<b>2011.81</b>	<b>88.4%</b>
<b>MERCADO MINORISTA</b>		
BIOGAS	5.45	0.24%
COMBUSTIBLE FOSIL-GLP	13.99	0.61%
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS	21.73	0.95%
FOTOVOLTAICO	222.91	9.79%
<b>TOTAL GENERADORES MERCADO MINORISTA</b>	<b>264.08</b>	<b>11.6%</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2275.89</b>	<b>100.0%</b>

Tabla 4. Capacidad instalada total nacional, al 30 de junio del 2020. Fuente: SIGET.

De acuerdo con la tabla anterior y como se puede apreciar en la Gráfica 1 y 2, el recurso solar contribuye con una participación conjunta entre el mercado mayorista y minorista de 426.91MW, que representan un 18.75% de la capacidad instalada total.



Gráfica 1. Distribución de la capacidad instalada por tipo de recurso. Al 30 de junio de 2020. Fuente: SIGET.



Gráfica 2. Porcentaje de participación del recurso solar, según mercado mayorista y minorista. Fuente: SIGET.

De estos 426.91 MW de generación fotovoltaica, 204MW (8.96% respecto a la capacidad instalada total) están contemplados en proyectos asociados al mercado mayorista. El resto de los proyectos que conforman una capacidad de 222.91 MW (9.79% respecto a la capacidad instalada total) están asociados al mercado minorista.

Estos últimos proyectos se pueden considerar como generación distribuida, ya que no forman parte del mercado mayorista, y con una representación del 9.79% de la capacidad instalada total nacional, resulta importante resaltarlos y considerarlos en el análisis de la dinámica del

mercado debido a que la generación distribuida es una afectación directa al crecimiento de la demanda. Para este trabajo de graduación únicamente se consideran proyectos de naturaleza fotovoltaica.

#### **1.4.3.2 VENTAJAS, DESVENTAJAS Y RETOS LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

El uso de tecnologías en la generación distribuida depende de los requerimientos para los que se necesite. Independiente de la tecnología de generación, la generación distribuida presenta características importantes, como:

##### **VENTAJAS:**

1. El generador opera en paralelo con la red de distribución. Puede tomar o vender parte de la energía y usa la red para respaldo o mantenimiento.
2. El generador se encuentra en permanente funcionamiento. Reduce el consumo de energía eléctrica de la red.
3. Brinda soporte a la red de distribución.
4. Calidad en el suministro.
5. Reduce la cantidad de energía que se pierde en las líneas de transmisión ya que estas están conectadas cerca de la carga.
6. Reduce la adición de generadores de gran capacidad en sitios alejados de la carga.
7. Reduce costos de infraestructura de transmisión y subestaciones reductoras.
8. Toma menos tiempos de instalación lo que puede reducir costos.
9. Utilizando fuentes renovables se reducen los índices de contaminación.
10. Hay incentivos para plantas de producción de energía limpia.
11. Es más efectiva y puede vender al sistema excedentes.
12. Puede disminuir el costo de energía a los consumidores.
13. Permite la programación inteligente de importantes componentes de consumo en la vivienda.

La principal característica de la generación distribuida es la combinación de producir, almacenar y administrar la energía en el mismo lugar de consumo. Esto presenta ventajas para todo el sistema de distribución, destacándose para los usuarios:

1. Incremento en la confiabilidad del suministro.
2. Mejoramiento en la calidad de la energía.
3. Reducción del número de interrupciones.
4. Uso eficiente de la energía.
5. Menor costo de la energía al generar competencia.
6. Uso de energías renovables.
7. Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio.
8. Disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Para las distribuidoras:

1. Reducción de pérdidas en transmisión y generalmente en distribución.
2. Abastecimiento en zonas remotas.
3. Libera capacidad del sistema.
4. Proporciona mayor control de energía reactiva.
5. Mayor regulación de tensión.
6. Disminución de inversión, postergando inversiones de infraestructura.
7. Menor saturación.
8. Reducción del índice de fallas
9. Mejora en la calidad de energía y por ende ahorro en el desembolso de compensaciones hacia los usuarios.

No obstante, las redes de distribución han sido diseñadas para que la potencia fluya en una sola dirección. La introducción de plantas de generación distribuida hace que esta consideración ya no sea válida. Esto traerá nuevos retos para la operación y el diseño de la red. Una de las áreas críticas más afectadas que existe es la de las protecciones eléctricas. Surge la necesidad de realizar modelos que sean aplicables a las nuevas condiciones de la

red. Proveer de robustez y tiempos de despeje ante posibles fallas que se adecuen a una red con la presencia de varias plantas de generación distribuida.

#### DESVENTAJAS:

1. Introduce problemas de calidad de potencia por el uso de convertidores que generan armónicas.
2. Pueden generar sobrevoltajes, fluctuaciones y desbalances en el sistema si no se coordina adecuadamente.
3. Costos asociados de operación y mantenimiento.
4. Desafíos para la integración al sistema de potencia.
5. Puede incrementar pérdidas en el sistema de distribución dependiendo de la penetración en el mismo y puntos de conexión.
6. Se requieren reajustes dinámicos en los esquemas de protección con cambios en niveles de corto circuito y aportaciones para diferentes tipos de fallas.

#### RETOS:

1. Requiere de nueva infraestructura de comunicación que se comunique en dos direcciones.
2. Es intermitente.
3. La fuente de energía es normalmente gratis pero no siempre está disponible.
4. Deteriora la estabilidad del sistema de potencia.
5. Es menos eficiente.
6. Crea problemas de regulación de voltaje.
7. Patrones de carga son impredecibles.
8. Crea cambios en los modos de comercialización de la energía.
9. Afecta costos marginales.
10. Potencia firme de planta renovables es nula.

# **CAPÍTULO 2: DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN**

En este segundo capítulo se pretende sentar los requisitos básicos, permisos y normativas para el correcto diseño e integración de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica de media tensión en El Salvador. Así como describir los componentes del mismo, desde el módulo fotovoltaico hasta el punto de interconexión con la red a intervenir, incluyendo los equipos de protección requeridos. Por último, condensar y usar el estándar IEEE: “1547.2-2008 - Guía de aplicación IEEE para IEEE Std 1547, estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia (SEP)”. como una guía válida para este trabajo de graduación.

## **2.1 REQUISITOS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED**

Ante la necesidad de suplir el constante aumento en la demanda de energía y considerando una ubicación geográfica favorable para la instalación de una planta fotovoltaica, lo primero que se considera en el diseño de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFVCR) es el recurso energético. Este recurso se cuantifica mediante las horas sol pico (HSP). Intrínseco con los valores de HSP se encuentra ligada la disponibilidad de una ubicación geográfica y tamaño de la misma. Para dimensionar un SFVCR se utilizan valores de HSP mensuales, esto debido a que las estaciones climáticas y el comportamiento de la irradiancia varía en las distintas épocas del año.

El diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red o aislados se realiza por medio de cuánta energía (kWh) se desea obtener en un periodo de tiempo. Los dos principales componentes son: el generador e inversor, la selección de estos se calcula a partir de la idea anterior. Para el caso de los proyectos de generación fotovoltaica conectados

a una red eléctrica de media tensión, se debe realizar una correcta coordinación de protecciones entre la planta generadora y la red.

Es imperativo seguir una serie de modelos, normas y legislaciones para el diseño y dimensionamiento de un SFVCR, y asegurar su diseño confiable y óptimo. A continuación, se detalla acerca del estudio de impacto ambiental y la calidad en el suministro de energía, ambos temas enfocados a generación fotovoltaica en El Salvador.

### **2.1.1 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL**

La evaluación ambiental es una herramienta que asegura que los recursos invertidos proporcionarán al proyecto la sostenibilidad a largo plazo, identificando y evaluando los posibles impactos negativos en el medio ambiente que pueden resultar del proyecto, y para proponer una mitigación adecuada, así como medidas para el monitoreo.

Los proyectos de generación solar deben pasar por una evaluación que determine si es necesario realizar un estudio de impacto ambiental. En El Salvador el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) realiza dicha función.

Según el MARN, la categorización es definida como: El proceso técnico por medio del cual el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales, determina si una actividad, obra o proyecto, requiere o no de la elaboración de un estudio de impacto ambiental, en función de la naturaleza de la actividad, su envergadura y a la naturaleza del impacto potencial a generar. La categorización de actividades, obras o proyectos se fundamenta en los criterios de:

- ✓ **Envergadura:** Criterio asociado al tamaño, extensión, superficie, volumen o magnitud de una actividad, obra o proyecto.
- ✓ **Naturaleza del impacto potencial:** Referido a la sensibilidad del sitio o al estado de conservación de los factores ambientales: agua, suelo, aire, flora y fauna, del medio donde se pretende ejecutar una determinada actividad, obra o proyecto, es decir la capacidad del medio para asimilar o neutralizar los impactos potenciales a ser generados por actividades humanas y del mayor o menor tiempo que este requiere para su recuperación sin intervención exógena.
- ✓ **Naturaleza de la actividad, obra o proyecto:** Criterio que está relacionado al tipo de proceso a realizar y al riesgo potencial asociado a la misma.



### 2.1.1.1 CATEGORIZACIÓN DE PLANTAS DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL SALVADOR

La categorización de los recursos energéticos renovables tiene como objetivo simplificar los procesos de obtención de permisos a los desarrolladores de proyectos que utilizan recursos renovables para la producción de energía eléctrica emitidos por el MARN, la cual se ha delimitado de la siguiente manera:

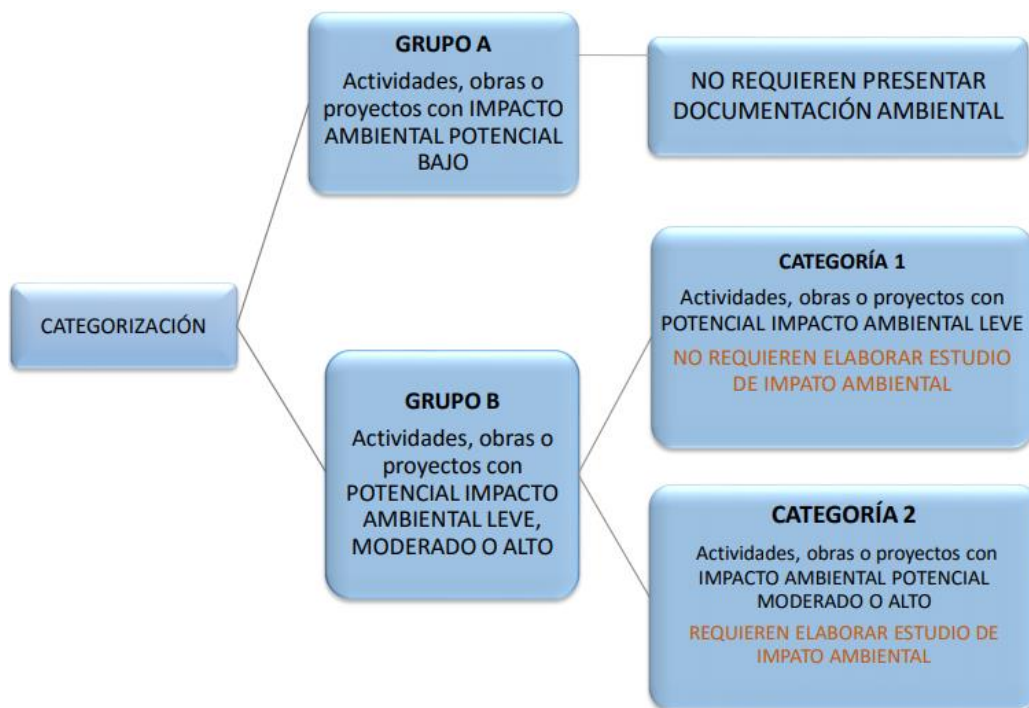


Figura 12: Esquema de categorización de actividades, obras o proyectos. Fuente: CONIMEIRA XVI.

Tecnologías	Grupo A (Notificación)	Grupo B (Formulario)	Grupo B2 (EsIA)
Energía Solar	Menor a 100 kW	Entre 100 kW y 5 MW	Mayor a 5 MW
Recurso Hídrico	Menor a 100 kW	Entre 100 kW y 1 MW	Mayor a 1 MW
Recurso Geotérmico	Estudios y Mantenimientos	Menor a 5 MW	Mayor a 5MW

Tabla 5: Categorización según potencia instalada. Fuente: CONIMEIRA XVI.

Para el Grupo A no se requiere presentar documentación ambiental, únicamente una notificación del proyecto a ejecutar. Para el Grupo B no se requiere de estudios de impacto ambiental, únicamente el llenado de formularios. Es para los proyectos del Grupo B2 donde se requiere realizar un estudio de impacto ambiental (EsIA).

## **2.1.2 CALIDAD EN EL SUMINISTRO ELÉCTRICO**

Uno de los principales retos que presentan las energías renovables es la integración con la red eléctrica existente. Actualmente el suministro eléctrico se debe a variables que deben operar en un rango de valores que aseguren la calidad de este. La integración de nuevas fuentes de energía con la red eléctrica que aseguren la estabilidad de estas variables es uno de requisitos más importantes al momento de desarrollar estos proyectos.

El correcto acoplamiento de estas variables está vinculado con la capacidad de interconexión de la red donde se añadirá la planta generadora. En El Salvador bajo la norma de calidad del servicio de los sistemas de distribución, se ha fijado los valores de niveles mínimos de calidad para el suministro eléctrico. Debido a esta norma se consideran dos aspectos:

- ✓ La calidad del suministro o servicio técnico prestado, relacionado principalmente con las interrupciones del servicio.
- ✓ La calidad del producto técnico suministrado, en ese trabajo de graduación se tomará en cuenta los siguientes factores: potencia reactiva, huecos de tensión y sobretensión, regulación de frecuencia, regulación de tensión, flicker y distorsión armónica.

En pro de asegurar la calidad de energía en su suministro, se detallan a continuación los parámetros mencionados anteriormente y su referencia técnica en las normativas en materia de calidad de energía en El Salvador: Normas de Calidad del Servicio de los Sistemas de Distribución emitida por SIGET y como complemento de referencia, se tomarán artículos validos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP). Por último, mencionar y usar el estándar IEEE: *“1547.2-2008 - Guía de aplicación IEEE para IEEE Std 1547, estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia (SEP)”*, como una guía válida para este trabajo de graduación.

### **2.1.2.1 POTENCIA REACTIVA**

Para un generador la potencia reactiva se tomará bajo los criterios del ROBCP, ya que está orientado a la generación de energía:

El anexo 12 de dicho reglamento establece en el numeral 12.3.4.1:

- ✓ “Cada participante del mercado (PM) generador tiene la obligación de proveer, si resulta necesario para el funcionamiento del sistema, la potencia reactiva que es capaz de suministrar en sus unidades generadoras de acuerdo con la curva de capacidad (P-Q) nominal.”

También en el anexo 12 en su numeral 3.5 detalla:

- ✓ “La potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable, deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de sub-excitación”.

#### **2.1.2.2 HUECOS DE TENSION Y SOBRETENSIONES**

Según el ROBCP en el anexo fluctuaciones de voltaje, en sus puntos:

- ✓ 5.1. “Las variaciones de voltaje en los puntos de acoplamiento de PM no deberán exceder el 4% del nivel del voltaje, ante cambios súbitos tanto de carga como de generación”.
- ✓ 5.2. “La severidad de las variaciones de voltaje de corta duración hasta 0.6 pu y las variaciones de larga duración de 0.8 pu, estarán sujetas a los estudios pertinentes desarrollados para el caso particular”.
- ✓ 5.3. “Desbalance de fases en condición normal, la máxima componente de secuencia negativa del voltaje deberá permanecer por debajo del 1%”.

#### **2.1.2.3 REGULACIÓN DE FRECUENCIA**

Según el ROBCP en el anexo regulación de frecuencia, en sus puntos:

- ✓ 2.1. “La frecuencia nominal de la red de transmisión es de 60.00 Hz”.
- ✓ 2.2. “En condición normal, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.12 Hz y 59.88 Hz ( $\pm 0.2\%$ )”.

- ✓ 2.3. “En condición de emergencia operativa, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.60 Hz y 59.40 Hz ( $\pm 1\%$ )”.
- ✓ 2.4. “Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que la frecuencia de la red podría sobrepasar los 63.00 Hz o caer por debajo de los 57.00 Hz en circunstancias excepcionales”.
- ✓ 2.5. “Toda unidad generadora debe ser capaz de suplir en forma continua la potencia programada por la UT en un rango de frecuencia comprendida entre 59.40 Hz y 60.00 Hz. Cualquier disminución en la potencia entregada estando la frecuencia entre 58.10 y 59.40 Hz, no podrá ser atribuida a la unidad. La UT realizará las correcciones necesarias (protecciones, uso de reserva), en forma automática o manual, para que esta condición sólo se mantenga por un breve tiempo”.

#### **2.1.2.4 REGULACIÓN DE TENSIÓN**

El acuerdo 194-E-2011 de SIGET establece los niveles de regulación de tensión que deben mantener las distribuidoras para garantizar un correcto suministro de tensión, según sus siguientes artículos:

- ✓ Art.21. “La empresa distribuidora deberá mantener sus niveles de tensión, dentro de los rangos señalados en esta norma, de manera que los equipos eléctricos de los usuarios puedan operar eficientemente dentro de las tensiones normalizadas para el sistema de distribución eléctrica”.

Indicadores individuales de producto técnico

- ✓ Art.22. “Niveles de Tensión. El Indicador de calidad para evaluar la tensión de entrega en un intervalo de medición k, es la diferencia  $\Delta V_k$  entre la media de los valores eficaces (RMS) instantáneos medidos en el punto de entrega  $\Delta V_k$  y el valor de la tensión nominal  $V_N$  del mismo punto”.

$$\Delta V_k(\%) = \frac{V_k - V_N}{V_N} * 100\%$$

Ecuación 1. Niveles de tensión según SIGET. Fuente: SIGET.

- ✓ Art.23. “Límites Admisibles. Los niveles máximo y mínimo de tensión, según las zonas de servicio, en el punto de suministro o entrega al usuario, se indican en la Tabla 6”:

Nivel de tension	$\Delta V_k$		
	Densidad de carga alta	Densidad de carga baja	Aislado
Baja tension ( $\leq 600$ V)	$\pm 7\%$	$\pm 8\%$	$\pm 8.5\%$
Media Tension ( $600$ V < V < $115$ kV)	$\pm 6\%$	$\pm 7\%$	$\pm 8.5\%$

Tabla 6. Límites permisibles de tensión. Fuente: SIGET.

- ✓ Art.24. “Las empresas distribuidoras serán responsables del cumplimiento de los límites permisibles de tensión en redes eléctricas de terceros, excepto cuando por cualquier medio el propietario de la red, los usuarios, u otras personas, obstaculicen, dificulten o impidan al distribuidor realizar las labores de operación, mantenimiento y reposición de estas”.

### 2.1.2.5 FLICKER

El acuerdo 320-E-2011 establece los límites de incidencia de flicker de corta duración (Pst [Del inglés: Short Term Flicker Perceptibility]) únicamente para los usuarios que se conectan a la red de distribución.

- ✓ Art.55. “Índice de Flicker Generado por el Usuario. El índice de Flicker generado por el usuario se determina por el Índice de severidad de Flicker de corto plazo (Pst) medido en cada fase del punto de entrega del usuario final, cumpliendo con las especificaciones de la norma IEC 61000-4-15 ó la que la sustituya”.

Carga (SI) kW	Pst
<b>Tension: (<math>\leq 600</math> V)</b>	
SI $\leq 20$	1.00
$20 < SI \leq 30$	1.26
$30 < SI \leq 50$	1.58
SI > 50	1.86
<b>Tension: (<math>600</math> V &lt; V &lt; <math>115</math> kV)</b>	
SI / Scc $\leq 0.005$	0.37
$0.005 < SI / Scc \leq 0.02$	0.58
$0.02 < SI / Scc \leq 0.04$	0.74
SI / Scc > 0.04	0.80

Tabla 7. Límites para flicker generado por el usuario. Fuente: SIGET.

Sec: Capacidad de corto circuito del sistema en el punto de medición del Flicker [kVA].

SI: Potencia total máxima registrada en el período de medición en kW (Carga).

### 2.1.2.6 DISTORSIÓN ARMÓNICA

Según al acuerdo 320-E-2011 en:

- ✓ Art.45. “La empresa distribuidora deberá limitar la distorsión armónica de tensión en los niveles de media y baja tensión a fin de no sobrepasar los valores especificados en la Tabla N° 8 de las presentes normas”.

Los límites de distorsión armónica de tensión en media y baja tensión no deben ser superados durante más del cinco por ciento (5 %) del período de medición, tomando en cuenta que el análisis de cumplimiento debe realizarse para cada una de las fases existentes en el punto de medición.

Órdenes impares no múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes impares múltiplos de 3 (n)	Tasa de distorsión individual (%)	Órdenes pares (n)	Tasa de distorsión individual (%)
5	6.00	3	5.00	2	2.00
7	5.00	9	1.50	4	1.00
11	3.50	15	0.30	6	0.50
13	3.00	21	0.20	8	0.50
17	2.00	>21	0.20	10	0.50
19	1.50			12	0.20
23	1.50			>12	0.20
25	1.50				
>25	$0.2+1.3*25/n$				
Límite de la tasa de distorsión armónica total = 8%					

Tabla 8. Límites de distorsión armónica de voltaje en redes de media y baja tensión.

Fuente: SIGET.

- ✓ Art.49. “La incidencia del usuario en la calidad del producto se medirá a través de los índices de calidad de la distorsión armónica de corriente de carga y por el índice de flicker generado por el usuario. Una carga con características no lineales se comporta como una fuente de corrientes armónicas”.

- ✓ Art.50. “Los indicadores y límites de la distorsión armónica de la corriente de carga originada en las instalaciones internas de un usuario final dependerán de la potencia registrada por fase en cada intervalo de la medición realizada en el punto de entrega del usuario y del orden de la armónica correspondiente y no deberán sobrepasar los límites indicados en la Tabla No. 9 de las presentes normas”.

Orden de la armónica (n)		Potencia < 3.5 kW	Potencia ≥ 3.5 kW
		Intensidad de la componente armónica (amperios)	Distorsión armónica individual de corriente (%)
Órdenes impares no múltiplos de 3	5	2.28	12.00
	7	1.54	8.50
	11	0.66	4.30
	13	0.42	3.00
	17	0.26	2.70
	19	0.24	1.90
	23	0.20	1.60
	25	0.18	1.60
	>25	4.5/n	0.2+0.8*25/n
Órdenes impares múltiplos de 3	3	4.60	16.60
	9	0.80	2.20
	15	0.30	0.60
	21	0.21	0.40
	>21	4.5/n	0.30
Órdenes pares	2	2.16	10.00
	4	0.86	2.50
	6	0.60	1.00
	8	0.46	0.80
	10	0.37	0.80
	12	0.31	0.40
	>12	3.68/n	0.30
<b>Distorsión Armónica Total de Corriente</b>			20

Tabla 9. Límites de distorsión armónica de la corriente de carga en media y baja tensión.

Fuente: SIGET.

## 2.2 ELEMENTOS PRINCIPALES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED EN MEDIA TENSIÓN

A continuación, en la Figura 13 se presenta un esquema eléctrico TIPO de conexión de una planta fotovoltaica interconectada a la red de distribución de media tensión en El Salvador. En base a este esquema se definirá los elementos más importantes que lo componen, desde el módulo fotovoltaico hasta el punto de acoplamiento en común (PCC) con la red de distribución.

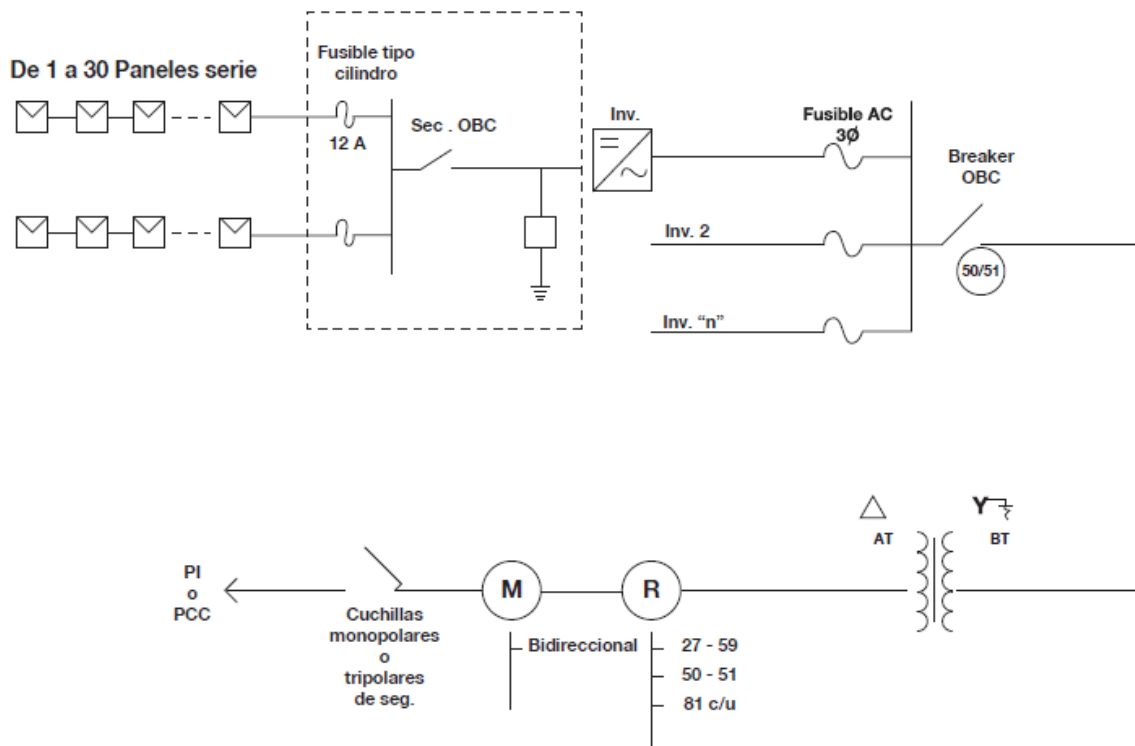


Figura 13: Esquema TIPO de interconexión de una planta fotovoltaica conectada a la red de media tensión. Fuente: Elaboración propia.

### 2.2.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Una unidad completa protegida ambientalmente, compuesta por células solares, óptica y otros componentes, diseñado para generar energía eléctrica de corriente continua cuando se expone a la luz solar. Un módulo fotovoltaico está constituido por varias células iguales, cada una genera aproximadamente 0.5 V y 1 o 2 W, se conectan en serie y/o en paralelo para obtener la corriente y el voltaje requerido por cada aplicación, 6, 12, 24 o más voltios de



salida. Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

### **2.2.2 CONDUCTOR**

De forma general, se conoce por un hilo metálico de cobre de sección transversal frecuentemente cilíndrico, cuya función es conducir corriente eléctrica. Según su construcción o composición se pueden denominar alambre, si se trata de una sección circular única, barra si se trata de una sección rectangular o cable si la sección transversal está formada por varios alambres iguales de menor tamaño.

Estos elementos del circuito eléctrico, empleados para la interconexión de las etapas de este, están catalogados por el NEC en la tabla 310-15(B)(16) y la tabla 310-15 de la normativa NTC2050.

### **2.2.3 FUSIBLES**

Dispositivos de protección más simples, están formados por un elemento conductor con la capacidad de fundirse, un cartucho que contiene al elemento y una porta fusibles que soporta los cartuchos. El fusible se puede definir como un dispositivo de protección con un circuito fundible de interrupción directamente calentado y destruido por el paso de la corriente de corto circuito o de sobrecarga. Existen varios tipos de fusibles, como los de un elemento o de doble elemento, los convencionales y los limitadores de corriente, etcétera.

Estos elementos de protección se encuentran especificados por IEEE Std C37.42-2016 - Especificaciones estándar para fusibles y accesorios de alto voltaje (> 1000 V) (Standard Specifications for High-Voltage (>1000 V) Fuses and Accessories), que establece especificaciones para fusibles limitadores de corriente y de expulsión de clase A y clase B de alto voltaje (por encima de 1000 voltios). Esto incluye:

- a) Fusibles de expulsión clase A (clase de distribución), corta fusibles, seccionadores de fusibles, sus cartuchos, fusibles asociados o unidades de recarga, cortacircuitos de desconexión y accesorios para estos dispositivos con voltajes nominales de 1 a 38 kV.

- b) Fusibles de expulsión clase B (clase de potencia), seccionadores de fusibles, sus cartuchos, fusibles asociados o unidades de recarga, cortacircuitos de desconexión y accesorios para estos dispositivos con tensiones nominales de 1 a 170 kV.
- c) Fusibles limitadores de corriente clase A y clase B y accesorios para estos dispositivos con voltajes nominales de 1 a 38 kV.
- d) Fusibles y accesorios de distribución y expulsión de clase de potencia, limitadores de corriente y de condensador externo de combinación, con tensiones nominales de 1 kV a 38 kV, para proteger condensadores en derivación que cumplan con IEEE Std 18 y NEMA CP 1.
- e) Cualquiera de los dispositivos anteriores utilizados en paquetes de cajas de fusibles.
- f) Todos estos dispositivos están diseñados para su uso en sistemas de distribución de corriente alterna. Este estándar también reemplaza a IEEE C37.43-2008, IEEE C37.46-2010 e IEEE C37.47-2011.

La Figura 14 muestra la simbología estandarizada para estos elementos.

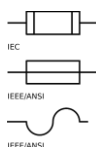


Figura 14: Representación de fusibles. Fuente: IEEE C37.42-2016.

La curva característica de estos elementos se muestra en la Figura 15:

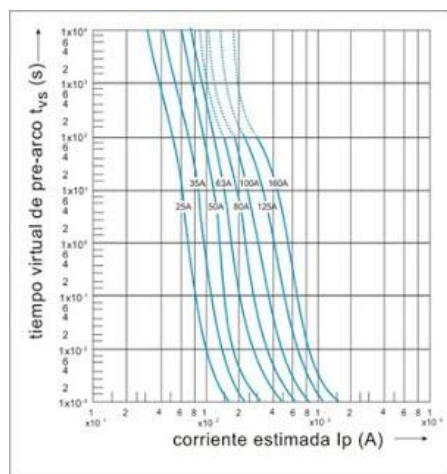


Figura 15: Curva característica tiempo-corriente. Fuente: IEEE C37.42-2016.

## **2.2.4 CAJA DE AGRUPACIÓN**

Caja en la que se conectan eléctricamente las cadenas (strings) de paneles entre sí. Es el punto de combinación o paralelismo de conductores de la fuente fotovoltaica y dispositivos de seguridad, tales como fusibles, interruptores, supresores, etc.

Estas cajas de conexiones CC (Combiner Box o caja de agrupación), se deben instalar de forma segura, fijadas mecánicamente a una pared, estructura o soporte, y situadas en lugares accesibles de fácil manejo. Deberán cumplir la Std IEC 61439-1 y deberán contar con los siguientes elementos:

- a) Seccionador bajo carga.
- b) Descargadores de sobretensión tipo 2.
- c) Fusibles o interruptores automáticos en CA, polos negativos, por cada string.
- d) Fusibles o interruptores automáticos en CC, polos positivos, por cada string.
- e) Bornes de conexión CC para línea colectora hacia el inversor.
- f) Borne de conexión para conductor de puesta a tierra.
- g) Borne de conexión para contacto de aviso de fallo sin potencial.
- h) El tablero CC deberá tener un IP65, o mínimo IP54 cuando se ubique bajo techo.

## **2.2.5 SUPRESOR DE SOBRETENSIÓN**

Dispositivo de protección contra sobretensiones, desvía la energía de eventos transitorios, recortando parte de la sobretensión y desviando la sobrecorriente hacia tierra, con la finalidad de que la energía excesiva de estos eventos no dañe a los equipos. Es un elemento pasivo.

Estos elementos de protección contra transitorios se encuentran regularizados por la norma IEEE Std C62.41 – Prácticas recomendadas sobre la caracterización de sobretensiones en circuitos de alimentación de CA de bajo voltaje (1000 V y menos) (*Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and less) AC Power Circuits*), esta normativa proporciona una base práctica para la selección de pruebas de voltaje y corriente que se aplicarán en la evaluación de la capacidad de resistencia a sobretensiones de los equipos conectados a los circuitos de energía de la red pública, principalmente en aplicaciones residenciales, comerciales e industriales ligeras. La práctica recomendada cubre

el origen de los picos de voltaje, la tasa de ocurrencia y los niveles de voltaje en circuitos no protegidos, las formas de onda de los picos de voltaje representativos, la energía y la fuente e impedancia. Se definen tres categorías de ubicaciones según su posición relativa desde la entrada de servicio del edificio. Para cada categoría, se describen formas de onda representativas de picos de voltaje y picos de corriente, organizados en dos formas de onda estándar recomendadas y tres formas de onda adicionales sugeridas.

### **2.2.6 INVERSOR**

Equipo que se utiliza para cambiar en la energía eléctrica el nivel de voltaje o forma de onda, o ambos. En general, un inversor es un dispositivo que cambia una entrada de corriente continua en una salida de corriente alterna. El inversor no funciona únicamente como convertidor de potencia CC a CA, ya que en sistemas fotovoltaicos con conexión a la red sirve como control del sistema que permite acoplar la energía generada con la red. Los inversores también pueden funcionar como cargadores de baterías que utilizan corriente alterna de otra fuente y convertirla en corriente continua para cargar las baterías.

Estos equipos pueden clasificarse como inversores independientes, utilizados en sistemas aislados donde el inversor extrae su energía de CC de baterías cargadas por matrices fotovoltaicas. Muchos inversores independientes también incorporan cargadores de batería integrales para recargar la batería desde una fuente de CA, cuando está disponible. Normalmente, estos no interactúan de ninguna manera con la red pública y, como tales, no se requiere que tengan protección anti-isla. Inversores conectados a la red, que combinan la fase con una onda sinusoidal suministrada por la red. Los inversores conectados a la red están diseñados para apagarse automáticamente ante la pérdida del suministro de servicios públicos, por razones de seguridad. No proporcionan energía de respaldo durante cortes de servicios públicos. Los inversores de respaldo de batería son inversores especiales que están diseñados para extraer energía de una batería, administrar la carga de la batería a través de un cargador integrado y exportar el exceso de energía a la red pública. Estos inversores son capaces de suministrar energía de CA a cargas seleccionadas durante un corte de servicio público y deben tener protección anti-isla. Los inversores híbridos inteligentes gestionan la matriz fotovoltaica, el almacenamiento de baterías y la red pública, que están todos acoplados directamente a la unidad. Estos modernos sistemas todo en uno suelen ser muy versátiles y

se pueden utilizar para aplicaciones de conexión a la red, independientes o de respaldo, pero su función principal es el autoconsumo con el uso de almacenamiento.

Los inversores tienen los siguientes parámetros de entrada (en CC):

- ✓ Tensión máxima de entrada ( $V_{ccm\acute{a}x}$ ): Máxima tensión de entrada permitida en el inversor.
- ✓ Tensión mínima de entrada ( $V_{ccm\acute{m}n}$ ): Tensión mínima a la cual el inversor es capaz de verter energía a la red.
- ✓ Tensión de entrada de arranque ( $V_{ccarr}$ ): Tensión de entrada a la cual el inversor empieza a verter energía a la red.
- ✓ Tensión nominal de entrada ( $V_{ccn}$ ): tensión de entrada especificada por el fabricante, a la cual se refiere la información de la ficha técnica.
- ✓ Tensión máxima del MPP ( $V_{pmpm\acute{a}x}$ ): tensión máxima a la cual el inversor puede transferir su potencia nominal.
- ✓ Tensión mínima del MPP ( $V_{pmpm\acute{m}n}$ ): tensión mínima a la cual el inversor puede transferir su potencia nominal.
- ✓ Corriente máxima de entrada: máxima corriente a la cual puede funcionar el inversor. Si el inversor tiene múltiples MPPT (seguimientos del punto de máxima potencia),  $I_{ccm\acute{a}x}$  se relaciona con cada una de las entradas individuales.

## 2.2.7 TRANSFORMADOR

Se denomina transformador a un elemento eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño, entre otros factores.

El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí

eléctricamente. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo. El núcleo, generalmente, es fabricado bien sea de hierro o de láminas apiladas de acero eléctrico, aleación apropiada para optimizar el flujo magnético. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado "terciario", de menor tensión que el secundario.

### **2.2.8 RECLOSER**

Un recloser (o reconectador de circuito automático) es un dispositivo autónomo con la inteligencia necesaria para detectar, cronometrar e interrumpir las sobrecorrientes. Dispositivo de protección de sobrecorriente que dispara y recierra automáticamente un número determinado de veces para eliminar fallas transitorias o para aislar fallas permanentes. También incluye la posibilidad de realizar operaciones de cierre y apertura en forma manual. De acuerdo con las necesidades de coordinación, los recloser se pueden programar para que operen con un número de secuencias diferentes.

Estos equipos de protección tele controlados se regulan por la normativa IEEE PC37.104 - Guía para el reenganche automático en líneas de transmisión y distribución de CA (*Guide for Automatic Reclosing on AC Distribution and Transmission Lines*). Esta guía documenta prácticas presentes con respecto a la aplicación del control de reconexión automática a interruptores automáticos de línea u otros dispositivos de interrupción de línea. Se abordan las prácticas de líneas de transmisión y distribución.

### **2.2.9 MEDIDOR BIDIRECCIONAL**

Dispositivo que mide el consumo de energía eléctrica de un circuito o un servicio eléctrico, de la red de suministro hacia las cargas eléctricas locales y del generador fotovoltaico hacia la red. Dispositivo que tiene la capacidad de medir en un punto determinado, el flujo de energía en ambos sentidos, almacenando los datos de medición de forma separada. La unidad de medida es el kilowatt hora (kWh). Aparato que como mínimo registra el flujo de energía eléctrica en ambas direcciones, consumo e inyección y es capaz de registrar las diferencias entre consumo e inyección del sistema que está monitoreando.

### 2.2.10 PUNTO DE ACOPLAMIENTO COMÚN (PCC)

Para este trabajo de graduación se entenderá como punto de acoplamiento en común como: punto idóneo más cercano entre la planta fotovoltaica y la red de distribución en media tensión donde se lleva a cabo la interconexión. Se puede considerar como un punto aguas arriba de la planta fotovoltaica.

### 2.2.11 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Los transformadores de instrumentos son parte esencial en los sistemas eléctricos. Hacen posible la medición de los parámetros voltaje y corriente. Tienen la tarea de convertir niveles altos de voltaje y corriente a valores mínimos destinados a propósitos de medición. Existen como transformadores de potencial (TP) y transformadores de corriente (TC).

- ✓ **Transformador de potencial (TP):** Transformador de potencial para instrumentos en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la tensión primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero, para un sentido apropiado de las conexiones.
- ✓ **Transformador de corriente (TC):** Transformador de corriente para instrumentos en el cual la corriente secundaria, en condiciones normales de uso, es substancialmente proporcional a la corriente primaria y cuya diferencia de fase es aproximadamente cero para una dirección apropiada de las conexiones.

Los 4 tipos comunes de TCs son:

1. Un TC bobinado tiene un devanado primario que consta de una o más vueltas, mecánicamente rodeando el núcleo o núcleos. Los devanados primario y secundario están aislados entre sí y del núcleo (s) y se ensamblan como una estructura integral.
2. Un TC de barra tiene un conductor recto fijo, aislado en forma de barra, varilla o tubo que es una única vuelta primaria que pasa a través del circuito magnético y se ensambla para el núcleo y bobinado secundarios.
3. Un TC de ventana tiene un devanado secundario aislado y ensamblado permanentemente en el núcleo, pero no tiene devanado primario como parte integral de la estructura primaria. Se proporciona aislamiento en la ventana a través del cual

una o más vueltas del conductor de línea se pueden pasar para proporcionar el devanado primario.

4. Un TC de buje tiene un núcleo anular y un devanado secundario aislado y permanentemente ensamblado en el núcleo, pero no tiene devanado primario o aislamiento para un devanado primario. Este tipo de TC se utiliza con un conductor completamente aislado como principal bobinado y se utiliza típicamente en equipos donde el conductor primario es una parte componente de otro aparato, por ejemplo, en los pasatapas de un transformador o circuito interruptor automático.

Los devanados secundarios de los TC de bujes suelen estar completamente distribuidos alrededor del núcleo. Por lo general, son de relaciones múltiples y cada grifo de bobinado también se distribuye por completo.

Las consideraciones generales para la aplicación de TC son las siguientes:

- ✓ Clasificación de corriente continua. La clasificación máxima de corriente continua debe ser igual o mayor que el valor nominal del circuito en el que se utiliza el TC. La magnitud también debe considerar la corriente de entrada, particularmente con respecto a su efecto sobre medidores, relés y otros dispositivos conectados. Por ejemplo, se recomendaría un TC 600: 5 para uso en un circuito con una corriente de carga completa de 400 A.
- ✓ Factor de clasificación de corriente térmica continua. En la clasificación de corriente térmica continua el factor es suministrado por el fabricante del TC. Identifica la cantidad de corriente que puede transportarse continuamente sin exceder el aumento de temperatura límite de 30 ° C sobre temperatura ambiente. La corriente continua se multiplica por el factor de clasificación para determinar la corriente máxima. (Cuando un TC se incorpora internamente como parte de un transformador o recloser más grande, deberá cumplir con el devanado promedio permitido y límites de temperatura de los puntos calientes en condiciones específicas del aparato más grande). Los factores de clasificación son 1.0, 1.33, 1.5, 2.0, 3.0 o 4.0: por ejemplo, un TC 100: 5 puede operar con un factor de clasificación igual a 1,5 hasta niveles de corriente de 150: 7,5 (150 A corriente



primaria: 7.5 A corriente secundaria). Se debe verificar la capacidad de carga continua de los dispositivos secundarios antes que un TC funcione por encima de 5 A de corriente secundaria. Pueden ocurrir daños en medidores y relés si es operado por encima de sus límites. Clasificación térmica de corta duración. La clasificación térmica a corto plazo es la raíz cuadrada simétrica media (rms) de la corriente primaria que el TC puede transportar durante 1 s con el devanado secundario en cortocircuito, sin exceder la temperatura límite en ningún devanado.

- ✓ Clasificación mecánica de corta duración. La clasificación mecánica de corta duración es la máxima corriente que el TC es capaz de soportar sin daño con el secundario en cortocircuito. Es el valor rms del componente de CA de una onda de corriente primaria (asimétrica).
- ✓ Voltaje nominal del sistema. Los TC suelen estar diseñados para funcionar continuamente al 10% por encima del voltaje nominal del sistema. Voltajes nominales estándar del sistema para la mayoría de las aplicaciones industriales son 480 V, 600 V, 2400 V, 4160 V, 12470 V, 13800 V y 14400 V. Es una práctica común aplicar TC de ventana de 600 V a sistemas con voltajes más altos. Esta práctica se realiza pasando conductores completamente aislados a través de la ventana. El aislamiento del conductor funciona como el aislamiento primario del TC, proporcionando una instalación totalmente clasificada.
- ✓ Niveles básicos de aislamiento de impulsos (BIL) frente a la tensión nominal del sistema.

Características de excitación secundaria y curvas de relación de sobrecorriente:

Las características de excitación secundaria, publicadas por los fabricantes, se presentan en forma de corriente de excitación *vs* voltaje RMS en el secundario. Los valores se obtienen ya sea por cálculo de los datos de diseño del transformador y curvas de pérdida de núcleo o por prueba de valores promedio de una muestra del TC. Esta consiste en una prueba de corriente de excitación de circuito abierto en las terminales del secundario, utilizando un voltaje de onda sinusoidal de frecuencia nominal variable y registrando la corriente RMS *vs* voltaje RMS.

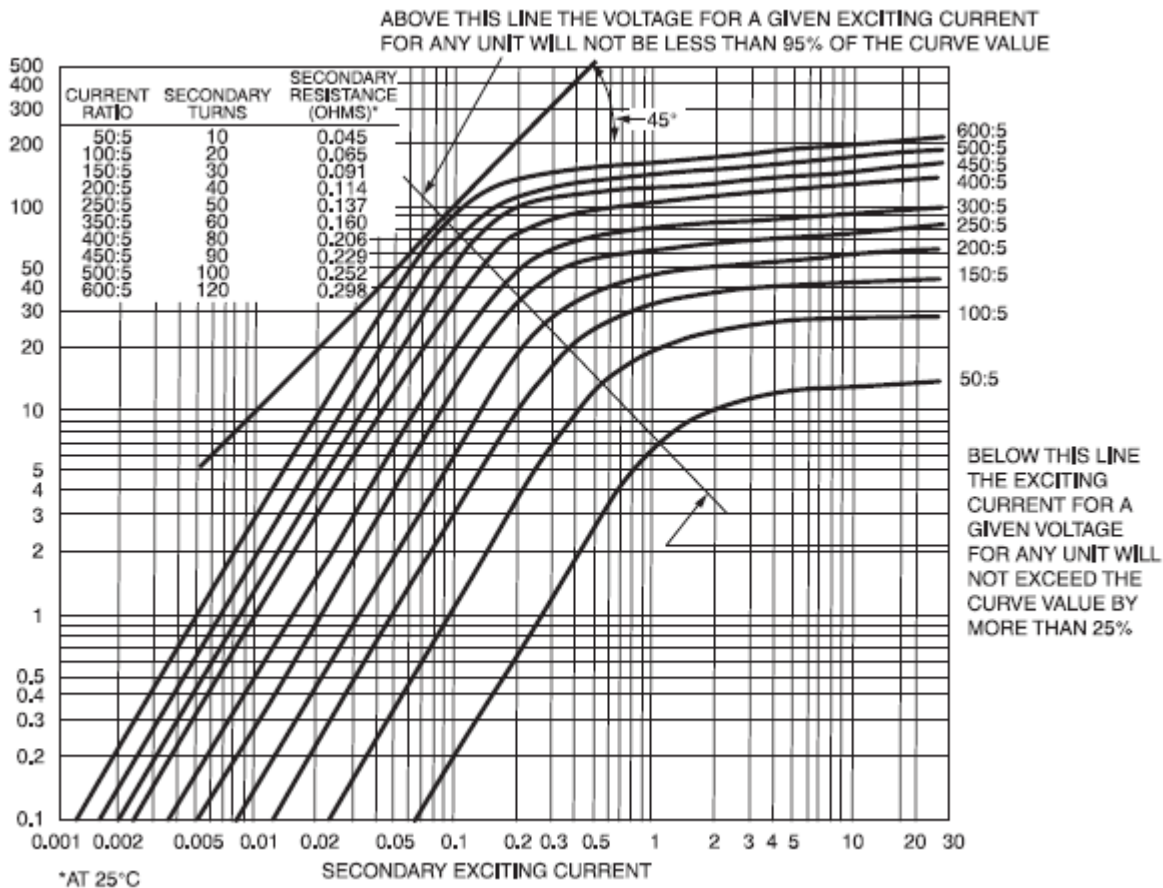


Figura 16: Curva característica de TCs. Fuente: IEEE 242-2001.

### 2.2.12 RELÉS E INTERRUPTORES AUTOMATICOS

Los relés e interruptores automáticos se agrupan en este apartado debido a sus características y aplicaciones en conjunto. Normalmente los relés se usan en combinación con interruptores automáticos para lograr un disparo y cierre automático de los contactos del interruptor para protección en caso de sobrecorriente.

- ✓ **Interruptor automático:** Es un dispositivo de conmutación que interrumpe la corriente anormal o de falla. Es un dispositivo mecánico que perturba el flujo de corriente de falla y además realiza la función de un interruptor. Está diseñado principalmente para cerrar o abrir un circuito eléctrico, por lo que protege el sistema eléctrico de daños

La activación del interruptor puede ser manual o mediante un relé externo que produce una señal de disparo. En aplicaciones de sistemas de distribución, los interruptores suelen ser magnéticos de aceite, vacío o aire.

- ✓ **Relé:** Provee la inteligencia necesaria para identificar corrientes de falla, temporizar y realizar la reconexión. Controla la operación del interruptor automático. Es un dispositivo externo al interruptor

Hay muchas variedades de relés para detectar y responder a múltiples condiciones del sistema, incluyendo sobrecorriente, sobrevoltaje, diferencial, impedancia, fase, secuencia, etc.

El relé es un dispositivo de conmutación que da una señal al interruptor automático tan pronto como ocurre la falla en el sistema de energía. El interruptor rompe el circuito automáticamente cuando recibe la señal del relé. El relé no rompe el contacto. Solo detecta el error y envía la señal al interruptor, que rompe los contactos del circuito.

El relé es un dispositivo de conmutación y detección. El interruptor es un dispositivo de aislamiento o desconexión.

Se puede resumir en que ambos dispositivos son totalmente distintos, con funciones diferentes. Pero que, al integrarse y realizar una buena coordinación entre ambos, brindan un nivel de protección elevado.

Los relés de estudio para este trabajo de graduación son los siguiente, Tabla 10:

<b>Función y número IEEE de relé</b>	<b>Descripción</b>
<i>Sync-check</i> (25). Verificación de sincronización.	Relé de sincronización o comprobación de sincronismo. Dispositivo de sincronización que produce una salida que causa el cierre cuando hay diferencia de ángulo en la fase cero de dos circuitos. Podría incluir el control de voltaje y velocidad. Un relé de verificación de sincronización permite conectar en paralelo dos circuitos que están dentro de los límites prescritos de magnitud de voltaje, ángulo de fase y frecuencia.
<i>Under/overvoltage</i> (27/59). Bajo/sobrevoltaje	Un dispositivo que opera cuando su voltaje de entrada es menor que un valor predeterminado (27). Un dispositivo que opera cuando su voltaje de entrada excede un valor predeterminado (59).
<i>Directional power</i> (32). Dirección del flujo de potencia	Un dispositivo que opera con un valor predeterminado de flujo de potencia en una dirección determinada.
<i>Negative phase sequence current</i> (46). Corriente de secuencia de fase negativa	Un dispositivo en un circuito polifásico que funciona sobre un valor predeterminado de corriente polifásica en una determinada secuencia o cuando la corriente de secuencia de fase negativa excede un valor preestablecido.
<i>Negative phase sequence voltage</i> (47). Voltaje de secuencia de fase negativa	Un dispositivo en un circuito polifásico que funciona sobre un valor predeterminado de voltaje polifásico en una determinada secuencia o cuando el voltaje de secuencia de fase negativa excede un valor preestablecido.
<i>Neutral under/overvoltage</i> (27G/59G). Bajo/sobrevoltaje de neutro	Un dispositivo, instalado para detectar específicamente el voltaje en el neutro de un sistema trifásico relativo al sistema de tierra. Opera cuando su voltaje de entrada es menor que un valor predeterminado (27). Opera cuando su voltaje de entrada excede un valor predeterminado (59).
<i>Directional overcurrent</i> (67). Dirección de sobrecorriente alterna	Un dispositivo que funciona a un valor deseado de sobrecorriente alterna (CA) que fluye en una dirección predeterminada.
<i>Instantaneous phase overcurrent</i> (50). Sobrecorriente de fase instantánea	Un dispositivo que opera sin coordinación o tiempo de retraso cuando la corriente excede un valor predeterminado.
<i>Neutral overcurrent</i> (50/51 N).	Un dispositivo que opera con un tiempo coordinado de retraso cuando la corriente excede un valor predeterminado.

Sobrecorriente en el neutro	
<i>Phase overcurrent (51).</i> Sobrecorriente de fase	Un dispositivo que funciona cuando la entrada de corriente alterna (CA) excede un valor predeterminado y en el cual la corriente de entrada y el tiempo de operación están inversamente relacionados a través del rendimiento.
<i>Undercurrent or under power (37).</i> Corriente mínima o potencia mínima	Un dispositivo que funciona cuando la corriente o el flujo de potencia disminuye por debajo de un nivel predeterminado.
<i>Voltage-restrained overcurrent (59).</i> Sobrecorriente restringida por voltaje	Un relé de sobrecorriente que cambia su sensibilidad según los diferentes niveles de voltaje.
<i>Under/overfrequency (81 U/O).</i> Baja/alta frecuencia	Un dispositivo que responde a la frecuencia de una cantidad eléctrica. Opera cuando la frecuencia excede o disminuye según un valor predeterminado.
<i>Transformer differential (87T).</i> Transformador diferencial	Un dispositivo que opera en un porcentaje, ángulo de fase, u otras cantidades diferenciales de dos o más corrientes o parámetros eléctricos.

Tabla 10. Tipos de relés para GD. Fuente: IEEE 1547-2003.

### **2.2.13 SECCIONADOR**

Un seccionador es un dispositivo de protección que aísla automáticamente las secciones de línea con fallas de un sistema de distribución. Normalmente instalado junto con un recloser o interruptor de respaldo, un seccionador no tiene ninguna capacidad propia para interrumpir fallas. Más bien, cuenta las operaciones del dispositivo de respaldo durante condiciones de falla y, después de un número preseleccionado de operaciones de interrupción de corriente y mientras el dispositivo de respaldo está abierto, el seccionador se abre para aislar la sección de línea con falla. Esto permite que el dispositivo de respaldo se vuelva a cerrar en las secciones restantes sin fallas, restableciendo el servicio. Sin embargo, si la falla es temporal, el dispositivo de respaldo la borrará antes de que el seccionador cuente hasta el bloqueo, y el seccionador permanecerá cerrado. El mecanismo de seccionalización se reinicia automáticamente para preparar otro ciclo completo de operaciones en caso de que ocurra una nueva falla.

El equipo que hará la función de seccionador en este trabajo de graduación será:

- ✓ Cuchillas monopolares o tripolares de seguridad

## **2.3 NORMA APLICADA AL DISEÑO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN. EN BASE A: “IEEE Std 1547.2-2008 - Guía de aplicación IEEE para IEEE Std 1547, estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas de eléctricos de potencia (SEP)”.**

### **Introducción**

En este trabajo de graduación se optará como guía de aplicación válida: el estándar IEEE 1547.2-2008 – “Guía de aplicación IEEE para IEEE Std 1547, estándar IEEE para interconectar recursos distribuidos con sistemas de eléctricos de potencia (SEP)”. El cual forma parte de la familia de estándares IEEE 1547. El estándar IEEE 1547 provee especificaciones y requerimientos técnicos para la interconexión de los equipos de generación distribuida con el SEP. El objetivo fundamental, es dotar de criterios referentes al desempeño, operación, ensayos, consideraciones de seguridad y mantenimiento en la interconexión.

Con la creciente adopción de recursos distribuidos, se vuelve cada vez más importante la existencia de una normativa que brinde fidelidad, seguridad y ahorro en proyectos de este tipo de generación. Este estándar pretende ser universalmente adoptable, tecnológicamente neutral y cubrir la distribución de recursos hasta una capacidad de 10 MVA.

El estándar IEEE 1547.2, provee un marco técnico de los distintos tipos y tecnologías aplicadas en plantas de generación distribuida. Se presentan descripciones técnicas, esquemas de conexión y ejemplos de interconexión.

Se asume que el lector este familiarizado con los distintos tipos de tecnologías de generación distribuida y con conocimientos del sistema eléctrico de potencia (SEP). Está dirigido a ingenieros y técnicos con conocimientos en generación distribuida.

### **2.3.1 Alcance**

Esta guía proporciona antecedentes técnicos y detalles de la aplicación para respaldar la comprensión de conectar fuentes de generación distribuida en el sistema eléctrico de potencia mediante el estándar IEEE 1547-2003.

### 2.3.2 Limitaciones

- ✓ Esta guía se aplica a todas las tecnologías de generación distribuida (GD) con un nivel de 10 MVA o menos en el punto de acoplamiento en común (PCC) que están interconectadas con al sistema eléctrico de potencia (SEP) en distribución primaria o secundaria típica.
- ✓ Esta guía no define la capacidad máxima que de una planta de generación distribuida que está interconectada por medio de al menos un PCC o alimentador determinado.
- ✓ Esta guía no es un manual de diseño.
- ✓ Esta guía asume una frecuencia de operación igual a 60 Hz en el sistema.

### 2.3.3 Sistemas de interconexión

Según el estándar IEEE 1547, las definiciones relacionadas a “interconexión” son las siguientes:

- ✓ **Interconexión:** El resultado o proceso de agregar una fuente de generación distribuida (GD) a un sistema eléctrico de potencia (SEP).
- ✓ **Equipo de interconexión:** Equipos usados en la interconexión del sistema.
- ✓ **Sistema de interconexión:** El conjunto de todos los equipos de interconexión y sus funciones, equivalentes a un bloque para interconectar una fuente de generación distribuida con el sistema eléctrico de potencia (SEP).



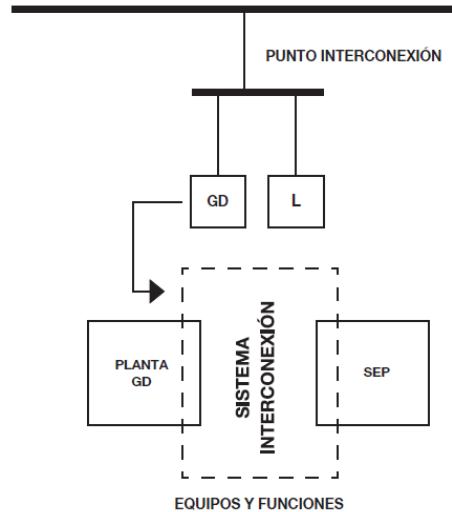


Figura 17: Bloque de interconexión entre una planta de generación distribuida y el sistema eléctrico de potencia. Fuente: IEEE 1547-2003.

Sin embargo, cualquier división de los componentes del sistema de interconexión es algo arbitraria porque los componentes pueden diseñarse, ensamblarse y venderse en muchas configuraciones. No obstante, es útil categorizar los componentes en grupos según las siguientes categorías:

- ✓ Sincronización y puesta en paralelo
- ✓ Transferencia de fuente de poder
- ✓ Medición y seguimiento
- ✓ Protección eléctrica
- ✓ Control GD
- ✓ Conversión de energía
- ✓ Acondicionamiento de energía
- ✓ Despacho, comunicación y control

### 2.3.4 Generación Distribuida

La generación distribuida ofrece una variedad de posibilidades para la generación de energía eléctrica. Existen varias fuentes de energía, combustibles y convertidores para proporcionar electricidad al sistema. Las que se abordan en este estándar son: energía fotovoltaica, energía

eólica, celdas de combustible, microturbinas, diésel convencional y gas natural, turbinas de gas y tecnologías de almacenamiento de energía.

A pesar de las distintas tecnologías usadas para generar energía eléctrica, el comportamiento que se presenta en la interacción con un sistema eléctrico de potencia es determinado por el tipo de convertidor. Se consideran tres tipos de convertidores eléctricos: generador síncrono, generador asíncrono e inversor estático. Los generadores rotativos pueden ser accionados por motores de combustión interna, turbinas de combustión, turbinas de vapor, turbinas de agua, turbinas eólicas o motores eléctricos. Los inversores estáticos pueden ser suministrados por fuentes de almacenamiento de CC (como las baterías), por fuentes generadoras de CC (como las celdas de combustible), o por una fuente generadora de CA y un convertidor (como una turbina eólica, paneles fotovoltaicos). Estas máquinas responden de manera diferente a los cambios debido a sus diferentes inercias mecánicas, eléctricas y las constantes de tiempo de los reguladores por los cuales están controlados.

El método de interconexión para cualquier tipo de generación distribuida depende del tipo de conversión de energía y generación eléctrica, sus características, su capacidad y el contrato con la red del lugar de instalación.

Este trabajo de graduación aborda una planta de generación eléctrica mediante un sistema de paneles fotovoltaicos. Según lo anterior este tipo de plantas es del tipo no rotativo y de inversor estático. Esta planta generadora posee un inversor con conexión a red. Realiza internamente mediante el inversor una coincidencia de los parámetros eléctricos a acoplar entre la planta y la red del lugar de instalación. Fundamentalmente en esta aplicación, un inversor debe convertir la energía en forma de onda CC a una forma CA para que pueda ser inyectada sin problemas a un sistema de voltaje CA.

### **2.3.5 Efectos potenciales de la generación distribuida sobre los sistemas eléctricos de potencia.**

Uno de los mayores desafíos de la interconexión de fuentes de GD es el impacto de esta sobre el sistema eléctrico de potencia (la red local) en contacto. Los efectos sobre el sistema eléctrico de potencia se consideran al momento de puesta en marcha de las fuentes de GD.

El sistema eléctrico de potencia puede verse afectado de varias formas al momento de incorporar fuentes de GD. Se requiere un conocimiento previo sobre estos efectos. Estos efectos pueden ser sin consecuencias hasta severos, dependiendo del tamaño de la plata, el tipo de tecnología de generación de GD, de acuerdo a la topología y condiciones del sistema eléctrico de potencia. Se sugieren áreas importantes donde el sistema eléctrico de potencia podría verse afectado al incorporar fuentes de GD.

Se resumen y categoriza estos efectos en los siguientes:

<b>POSIBLES EFECTOS SOBRE EL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA</b>	
<b>Conexión de transformadores</b>	<p>Efecto en los equipos de falla del SEP.</p> <p>Efecto sobre posibles condiciones de sobretensión.</p> <p>Interacción con las conexiones de generadores.</p> <p>Modificaciones del sistema.</p>
<b>Sistema de puesta a tierra de la GD</b>	<p>Conexión a tierra por seguridad</p> <p>Efectos sobre las protecciones de tierra del SEP.</p>
<b>Configuración anormal del sistema</b>	<p>Fuente alternativa.</p> <p>Seccionalización anormal.</p> <p>Interruptor alternativo o bus de transferencia.</p>
<b>Flujo de potencia radial versus bidireccional</b>	<p>Efecto sobre el equipo de protección.</p> <p>Efecto sobre los reguladores de voltaje. Modificaciones del sistema.</p> <p>Costos del sistema.</p>
<b>Desviaciones de voltaje</b>	<p>Trifásico.</p> <p>Monofásico.</p>

	<p>Fenómeno de aumento de voltaje.</p> <p>Huecos y sobretensiones.</p>
<b>Sincronización</b>	
<b>Redes</b>	<p>Impacto en las protecciones de la red</p> <p>Redes dedicadas.</p>
<b>Energización inadvertida e isla no intencional</b>	
<b>Dispositivo en paralelo</b>	
<b>Recloser</b>	<p>Interruptor principal.</p> <p>Recloser o Seccionador.</p> <p>Equipo de la fuente de GD</p>
<b>Pérdida de sincronismo</b>	
<b>Armónicos</b>	
<b>Flickers</b>	
<b>Prácticas de seguridad operacional</b>	
<b>Capacidad del sistema</b>	<p>Capacidad de cortocircuito del equipo de SEP.</p> <p>Capacidad de carga del área del SEP.</p>

Tabla 11. Posibles efectos de añadir fuentes de GD sobre el sistema eléctrico de potencia.

Fuente: IEEE 1547-2003.

## 2.3.6 Requerimientos generales y especificaciones técnicas.

### 2.3.6.1 Regulación de voltaje.

La regulación de voltaje busca mantener el voltaje en el PCC dentro de límites aceptables. El objetivo principal de la regulación de voltaje es proporcionar a cada usuario conectado al SEP un voltaje que se encuentre adentro de los límites permisibles para cada tipo de cliente. Los límites de voltaje en el PCC se especifican según ANSI C84.1 Rango A.

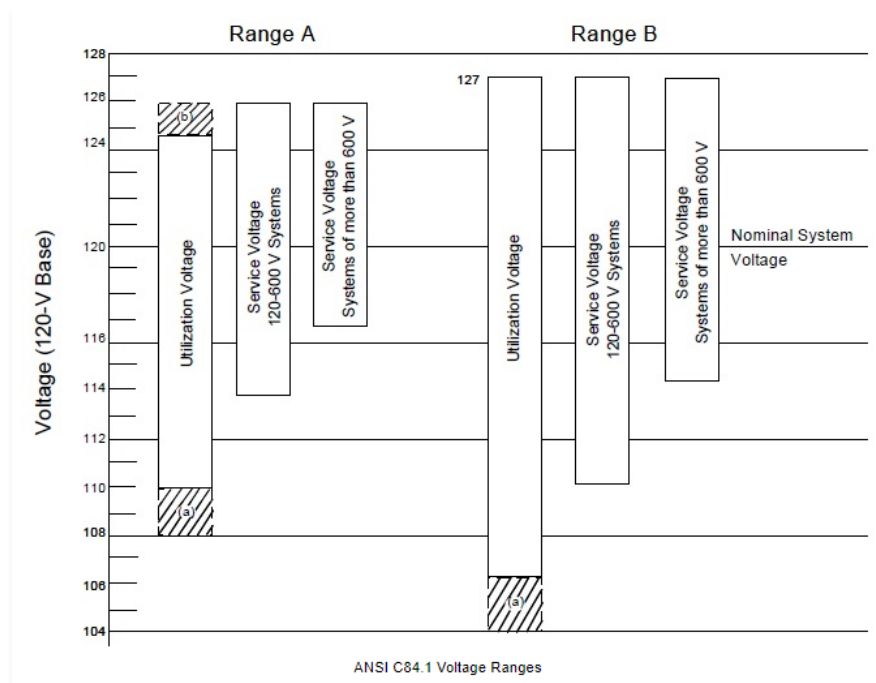


Figura 18: ANSI C84.1 Range A voltage limits (120 V base). Fuente: IEEE 1547-2003.

La regulación de voltaje en un SEP normal está basada en un flujo de potencia radial desde la subestación hasta las cargas. Introducir fuentes de GD presenta la posibilidad de un flujo de potencia bidireccional en ciertos momentos, que puede interferir con los estándares de regulación de voltaje en el punto de PCC en dos formas:

- ✓ Sí una fuente de GD inyecta un flujo de potencia al SEP, se compensará con la corriente de carga y reducirá así la caída de voltaje en el SEP.
- ✓ Sí una fuente de GD suministra potencia reactiva (capacitiva) al SEP o absorbe potencia reactiva (inductivo) del sistema, afectará la caída de voltaje en el SEP.

### **2.3.6.2 Integración con el sistema de tierra del SEP.**

El esquema de puesta a tierra de interconexión de una fuente de GD no debe causar sobrevoltajes que excedan los límites permisibles de los equipos conectados al SEP y no debe interrumpir la coordinación de los equipos de protección de falla a tierra del SEP. El estándar vigente utilizado en este apartado es “*The National Electrical Code (NEC)*”.

La integración de fuentes de GD con el SEP requiere reconocer y acomodar ciertas características para la instalación adecuada desde cada lado del PCC. Esto busca:

- ✓ Prevenir voltajes dañinos entre fase tierra que pudiesen existir por la formación de una isla no intencional.
- ✓ Prevenir que el dispositivo de protección de falla a tierra del SEP pierda sensibilidad.
- ✓ Facilitar la detección de fallas en el SEP.

La mayoría de los sistemas de distribución se diseñaron bajo el supuesto de flujo de potencia radial desde la subestación hasta las cargas conectadas en el SEP. La introducción de fuentes de GD plantea la posibilidad de que el circuito de distribución se puede energizar desde el lado de la carga. El efecto depende del tipo de circuito de distribución, la configuración de devanado y puesta a tierra del transformador de distribución que da servicio al SEP que contiene la GD.

### **2.3.6.3 Sincronización.**

La sincronización es el acto de emparejar, dentro de los límites permisibles, las magnitudes de voltaje, ángulo de fase y frecuencia de una planta de GD con el SEP. Para minimizar los transitorios, esta sincronización debe ocurrir antes que el dispositivo de paralelo permita que la GD entre en marcha.

La planta de GD debe operar en paralelo con el SEP sin causar una fluctuación de voltaje en el PCC mayor o menor al 5% del nivel de voltaje que predomine en el SEP. Así como conocer los requerimientos de flicker.

Se hace una distinción entre las tecnologías rotativas y no rotativas. Para este trabajo de graduación, aplica el tipo no rotativa, con inversor. Para una interconexión basada en inversor se debe:

Para un sistema de interconexión basado en inversor, que produce un voltaje fundamental antes que el dispositivo de paralelo sea cerrado, se debe realizar una prueba de acuerdo al procedimiento para interconexión síncrona.

Esta prueba demuestra que al momento que el dispositivo de paralelo entre en marcha, los tres parámetros deben estar adentro de los límites permisibles. Si alguno de los parámetros medidos se encuentra fuera de los rangos permisibles, el dispositivo que permite la funciona de operar en paralelo no puede ser cerrado. Véase Tabla 12.

Rango de capacidad (kVA)	Diferencial de frecuencia ( $\Delta f$ , Hz)	Diferencial de voltaje ( $\Delta V$ , %)	Diferencial de ángulo de fase ( $\Delta \Phi$ , °)
0 - 500	0.3	10	20
>500 - 1500	0.2	5	15
>1500 - 10,000	0.1	3	10

Tabla 12. Límites de parámetros de sincronización para interconexión síncrona con un SEP energizado Fuente: IEEE 1547-2003.

#### 2.3.6.4 Energización inadvertida del SEP.

La planta de GD no debe energizar el SEP cuando se encuentre desenergizado. La GD no transferirá energía al SEP a través del PCC cuando el SEP se haya desenergizado por alguna razón y cuando el voltaje o frecuencia del SEP se mantengan fuera de los límites permisibles.

Por razones de seguridad del personal, es fundamental que se evite la activación involuntaria de los circuitos del SEP durante el mantenimiento de la línea o las actividades de restauración del servicio cuando el SEP está desenergizado.

#### 2.3.6.5 Disposiciones de monitoreo.

Cada planta de GD con capacidad de 250kVA como mínimo o que inyecte al menos 250kVA en un punto PCC de forma individual debe tener disposiciones para monitorear su estado de conexión, salida de potencia activa, salida de potencia reactiva y voltaje en el punto de interconexión de la GD.

### **2.3.6.6 Dispositivo de aislamiento.**

Para las practicas operativas debe existir un dispositivo de aislamiento entre la GD y SEP. Que posea un mecanismo que interrumpa la conexión, que sea visible, fácilmente accesible y bloqueable. Los aspectos anteriores están basados en el NEC.

### **2.3.6.7 Integridad en la interconexión.**

#### **2.3.6.7.1 Protección contra interferencias electromagnéticas.**

El sistema de interconexión deberá tener la capacidad de resistir interferencias electromagnéticas (IEM) de acuerdo con IEEE Std C37.90.2™ -2004. La influencia de IEM no resultará en un cambio de estado o mal funcionamiento del sistema de interconexión.

#### **2.3.6.7.2 Rendimiento de resistencia a sobretensiones.**

El sistema de interconexión deberá tener la capacidad de soportar sobretensiones y sobrecorrientes de acuerdo con IEEE Std C62.41.2-2002 o IEEE Std C37.90.1-2002 según corresponda.

#### **2.3.6.7.3 Dispositivo de conexión en paralelo.**

El dispositivo de conexión en paralelo del sistema de interconexión deberá ser capaz de soportar el 220% de la tensión nominal del sistema de interconexión.

### **2.3.7 Respuesta a condiciones anormales del SEP.**

Pueden surgir condiciones anormales en el SEP que requieran una respuesta de desconexión de la planta de GD conectada. Estas respuestas pueden ser desde seguridad en el personal al momento de mantenimientos hasta para evitar daño en los equipos de la planta de GD. Los parámetros de voltaje y frecuencia especificados deben cumplirse en el PCC, al menos que se indique lo contrario.

#### **2.3.7.1 Fallas en el SEP.**

La planta de GD dejará de energizar el SEP por fallas en el circuito del SEP al que está conectado. Este requisito se basa en la premisa de que, si en un SEP se ha detectado una falla y desenergiza un circuito, cualquier otra fuente en ese circuito también debe dejar de energizarlo. Las principales causas de fallas se resumen en la tabla 13.



Tipos de falla	Causas
Aislamiento	Defectos de diseño Fabricación inadecuada Instalación incorrecta Aislamiento envejecido o contaminado
Eléctrico	Transitorios Sobrevoltajes
Mecánico	Contacto animal Contacto de árboles Colisiones de vehículos Viento Hielo o nieve Contaminación Vandalismo Desastres naturales
Térmico	Sobrevoltajes Sobrecorrientes

Tabla 13. Principales causas de fallas. Fuente: IEEE 1547-2003.

Los problemas de corriente de falla y eliminación de fallas relacionados con la adición de fuentes de GD a un SEP pueden resultar en impactos considerables en la red, dependiendo del tamaño y tipo de GD. Si la fuente de GD contribuye a la corriente de falla, la coordinación de los equipos de protección del SEP puede verse afectados negativamente.

El sistema de una planta de GD debe diseñarse con equipos de protección y control adecuados. incluyendo un dispositivo de interrupción que desconectará el generador si el SEP al que se conecta la planta de GD o la propia planta de GD experimenta una falla. El sistema de la planta de GD debe tener, como mínimo, un dispositivo de interrupción que:

- ✓ Tiene capacidad suficiente para interrumpir la corriente de falla máxima disponible en su ubicación.
- ✓ Está dimensionado para cumplir con todos los estándares ANSI e IEEE aplicables.

Los detalles específicos de los equipos de protección y control dependen, en gran medida, de la naturaleza de la GD y el método de integración con el sistema de puesta a tierra del SEP.

### **2.3.7.2 Interconexiones de plantas de GD con inversores.**

Si un inversor está diseñado de manera que otras fuentes de generación proporcionen la señal de reloj para producir electricidad CA (línea conmutada), el inversor no soportará una falla en el SEP y se apagará a través de funciones de autoprotección. Si el inversor está diseñado para proporcionar su propia señal de reloj (auto conmutada), generalmente puede suministrar corriente de falla por un tiempo prolongado. La corriente de falla suministrada por un inversor de este tipo es de un valor constante determinado por el mismo diseño del inversor. Suele oscilar entre 1.2 y 1.5 veces la corriente de carga nominal del inversor. Para este caso, los relés de bajo voltaje son efectivos para detectar la falla.

Sin embargo, una característica de la mayoría de los inversores es su incapacidad para suministrar corrientes excesivas en el SEP en condiciones de falla. Los esquemas de detección de fallas que utilizan principios de sobrecorriente que se aplican universalmente a los equipos, no suelen ser efectivos en los inversores. Las plantas de GD utilizan métodos con tecnologías de relés, para detectar condiciones anormales en voltaje o frecuencia en condiciones de falla en el SEP.

Cuando ocurre una falla en el SEP, generalmente se presentan condiciones anormales de voltaje. Generalmente los parámetros que se miden en estas condiciones son bajo voltaje, sobrevoltaje y frecuencia. La detección de estos parámetros anormales mediante circuitos internos del inversor puede ser suficiente para asilar el generador de la falla. Para condiciones de valores de voltaje extremos se debe esperar tiempos más rápidos en la desconexión del generador a la falla, para evitar daños en el equipo.

### **2.3.8 Coordinación de reconexión (reclosing) del SEP.**

La planta de GD deberá dejar de energizar el SEP al cual está conectado antes que este vuelva a reconectarse.

La presencia de GD en el alimentador/es invalida la suposición convencional que la subestación de potencia del SEP es la única fuente que energiza el alimentador. La GD potencialmente puede mantener energizado el alimentador después que el interruptor o el recloser del SEP se hayan disparado.

La principal preocupación sobre la reconexión de la GD sigue siendo la confiabilidad. Si la falla es de naturaleza temporal y la GD no realiza el disparo y extingue el arco antes que el SEP intente realizar la reconexión, el intento de reconexión no tendrá éxito y la reconexión automática del circuito podría comprometerse. Esto podría resultar en una interrupción prolongada a cientos de clientes en lugar de una interrupción menor a un segundo. Como segunda preocupación. Incluso si la falla fue interrumpida, es probable que el alimentador aislado pierda el sincronismo con el SEP. Si se lleva a cabo una reconexión cuando el SEP y la GD están fuera de fase puede resultar en transitorios muy severos y potencialmente dañinos.

Por lo anterior, es importante una buena práctica de coordinación entre el disparo de la GD y SEP. La respuesta de la GD se coordina con la estrategia de reconexión del equipo de asilamiento del SEP. Esta coordinación busca evitar daños en los equipos del SEP, la GD y otros. Se procede a coordinar la estrategia de reconexión entre la GD y el SEP si se cumple una o más de las siguientes condiciones:

- ✓ La GD está diseñada para dejar de energizar el SEP antes del evento de reconexión. Esta condición puede cumplirse en ocasiones, considerando la clasificación de la GD en relación con la mínima carga del SEP al cual está conectada (Es decir, si la capacidad de la GD es suficientemente pequeña como para que la carga mínima en el alimentador provoque una isla debido a un disparo por baja frecuencia o bajo voltaje, por un tiempo suficiente que la GD deje de energizar el alimentador antes de la reconexión) para permitir el tiempo de transición e interrupción de cualquier dispositivo necesite para asegurar dejar de energizar el alimentador.
- ✓ El dispositivo de reconexión está diseñado para retrasar el evento de reconexión hasta verificar que la GD haya dejado de energizar el SEP.

### **2.3.8 Voltaje.**

Las funciones de protección del sistema de interconexión deben detectar valores de voltaje efectivo (rms) o frecuencia fundamental de fase-fase, excepto cuando el transformador este en una configuración estrella-estrella aterrizada. De ser una instalación monofásica, se debe detectar el voltaje fase-neutro. Cuando se detecte un voltaje que se encuentra en el rango de

la Tabla 14, la GD debe dejar de energizar el SEP con el tiempo de despeje indicado. El tiempo de despeje es el tiempo desde el inicio de la condición anormal hasta que la GD deja de energizar el SEP.

Rango de voltaje (% de la tensión base. a*)	Tiempo de despeje (s) b*
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

Tabla 14. Respuesta del sistema de interconexión a voltajes anormales. Fuente: IEEE 1547-2003.

**a\*:** El voltaje base es el voltaje nominal del sistema indicado en ANSI C84.1 Tabla 1.

**b\*:**  $GD \leq 30 \text{ kW}$ , tiempo máximo de despeje.  $GD > 30\text{kW}$ , tiempos de despeje predeterminados.

Los voltajes deben detectarse en el PCC cuando cualquiera de las siguientes condiciones se presente:

- ✓ La capacidad de la GD conectada a un solo PCC es menor o igual a 30kW.
- ✓ El equipo de interconexión este certificado para pasar una prueba anti-isla
- ✓ La capacidad total de la GD es menor al 50% del mínimo anual total demanda eléctrica por un intervalo de 15 minutos, y la exportación de potencia real o reactiva por la GD al SEP no está permitida.

La detección de desviaciones de voltaje fuera de un rango normal es fundamental para detectar fallas y posiblemente islas no intencionales. Muchas plantas de GD tendrán dificultades para mantener un voltaje dentro de límites si suministran a SEP que presenten fallas o si existe alguna carga fluctuante.

### 2.3.9 Frecuencia.

Cuando la frecuencia del sistema se encuentre dentro del rango que muestra la Tabla 15, La GD debe dejar de energizar el SEP según el tiempo de despeje indicado. El tiempo de despeje es el tiempo desde el inicio de la condición anormal hasta que la GD deja de energizar el SEP.

Tamaño de GD	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de despeje (s)
$\leq 30\text{kW}$	$> 60.5$	0.16
	$< 59.3$	0.16
$> 30\text{kW}$	$> 60.5$	0.16
	$< \{59.8 \text{ a } 57\}$ (ajustable)	Ajustable 0.16 a 300
	$< 57$	0.16

Tabla 15: Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales. Fuente: IEEE 1547-2003

GD  $\leq 30\text{ kW}$ , tiempo máximo de despeje. GD  $> 30\text{kW}$ , tiempos de despeje predeterminados.

### 2.3.10 Reconexión del SEP.

Cuando ha sucedido una perturbación en el SEP, la GD no debe realizar la reconexión hasta que el SEP presente niveles de voltaje que se encuentren dentro del rango B de ANSI C84.1-1995, Figura 16, y para frecuencia presente un rango de 59.3 Hz a 60.5 Hz.

El sistema de interconexión de la GD debe incluir la capacidad de realizar un ajuste en el tiempo de retraso (o un retraso fijo de cinco minutos) de hasta cinco minutos para la reconexión una vez se haya alcanzado un estado estable que presente los valores de voltaje y frecuencia mencionados anteriormente.

### 2.3.11 Calidad de energía.

#### 2.3.11.1 Limitación en la inyección de CC.

La GD y su sistema de interconexión no deben inyectar una corriente de CC mayor al 0.5% de la corriente de salida nominal en el punto de conexión.

### 2.3.11.2 Limitación en el flicker inducido por la GD.

La GD no deberá crear un flicker objetable (o considerable) para otros clientes del SEP.

Referente al efecto flicker, en plantas de GD fotovoltaicas. El flicker aunque no es constante, generalmente cambia lentamente en relación con las tasas de cambio. Había sido una preocupación que los cambios de irradiancia causados por las nubes pudieran producir flicker. Sin embargo, los datos muestran que no se encuentran flicker debido a la irradiancia causada por las nubes.

### 2.3.11.3 Armónicos.

Cuando la GD este sirviendo a cargas lineales balanceadas, la inyección de corriente armónica en el SEP a través del PCC no debe exceder los límites establecidos en la Tabla 16.

Orden armónico individual (armónicos impares)	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Distorsion demanda total
Porcentaje (%)	4.00	2.00	1.50	0.60	0.30	5.00

Tabla 16. Distorsión máxima de corriente armónica en porcentaje de corriente. Fuente: IEEE 1547-2003.

### 2.3.12 Condición de isla.

Una isla es definida como una condición en la que una porción del área del SEP es energizada por únicamente uno o más SEP locales a través de PCC, mientras esa sección (que es energizada) esta eléctricamente separada del resto del SEP.

#### 2.3.12.1 Isla no intencional.

Para una isla no intencional en la que la GD energiza una parte del SEP a través del PCC, el sistema de interconexión de la GD deberá detectar la isla y dejar de energizar el SEP en un tiempo de dos segundos.

### 2.3.13 Diagrama funcional de un sistema fotovoltaico con medición conectado al SEP.

Los sistemas de GD basados en inversores esta diseñados para operar en paralelo con el SEP. Tienen incorporados relés de protección, cuya función es realizar los requisitos básicos del sistema de interconexión. Los sistemas que operan en paralelo con el SEP poseen un sistema de interconexión que conecta y sincroniza a la GD y al SEP al mismo bus en común.

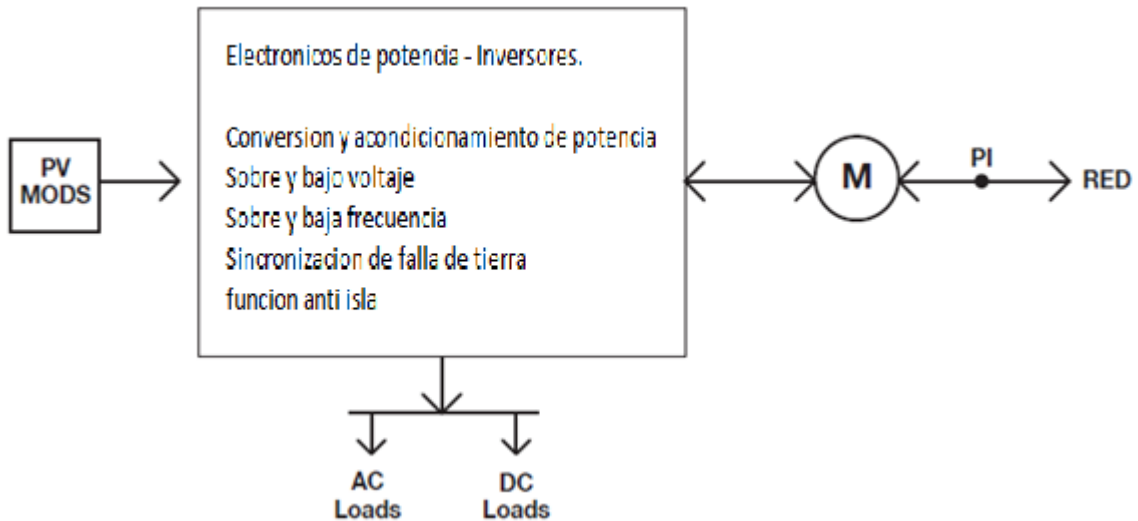


Figura 19: Diagrama funcional de un sistema fotovoltaico con medición bidireccional conectada al SEP. Fuente: IEEE 1547-2003.

### 2.3.14 Diagrama unifilar basado en inversor.

Ejemplo de un diagrama unifilar de un sistema de interconexión entre una GD con inversor y el SEP.

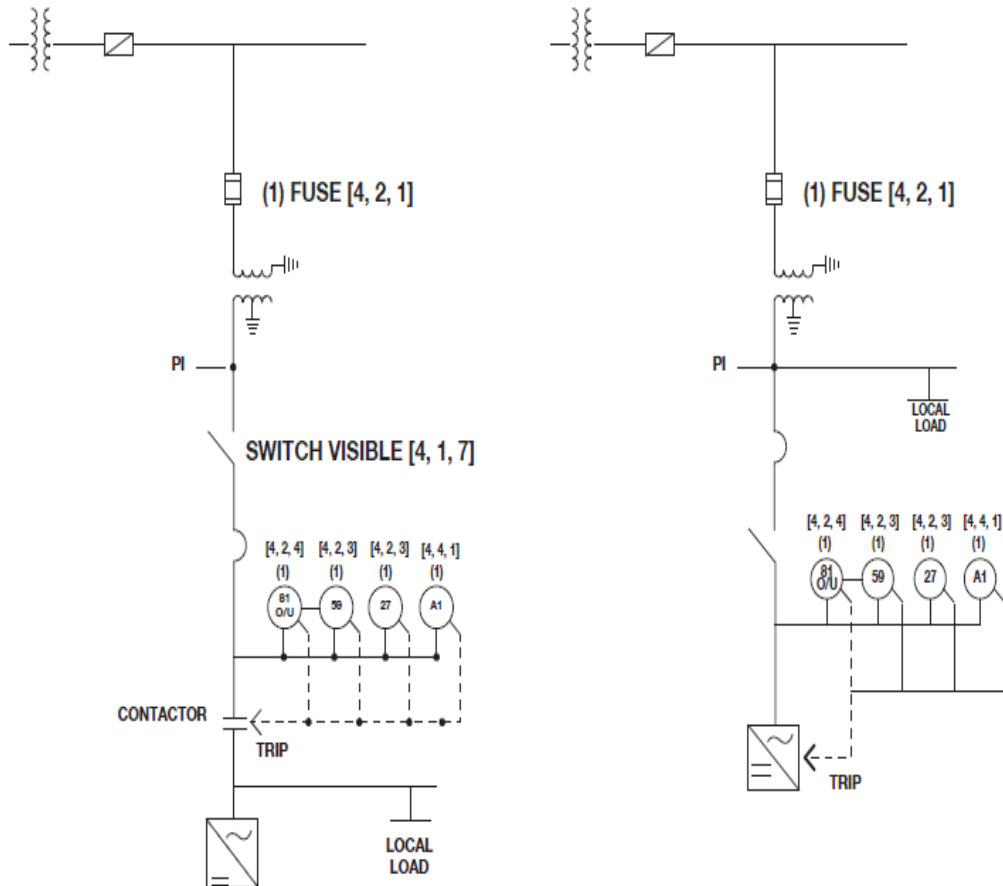


Figura 20: Diagrama unifilar de un sistema de interconexión. Fuente: IEEE 1547-2003.

[4, 1, 7]: Dispositivo de aislamiento	27: Bajo voltaje
[4, 2, 1]: Para falla en el SEP	59: Sobrevoltaje
[4, 2, 3]: Voltaje	81O/U: Sobre/Baja frecuencia
[4, 2, 4]: Frecuencia	AI: Anti isla
[4, 2, 6]: Reconexión al sistema SEP	GD: Generación distribuida
[4, 2, 1]: Isla no intencional	PCC: Punto de acoplamiento común.



### 2.3.14 Diagrama unifilar de interconexión a un sistema de distribución radial

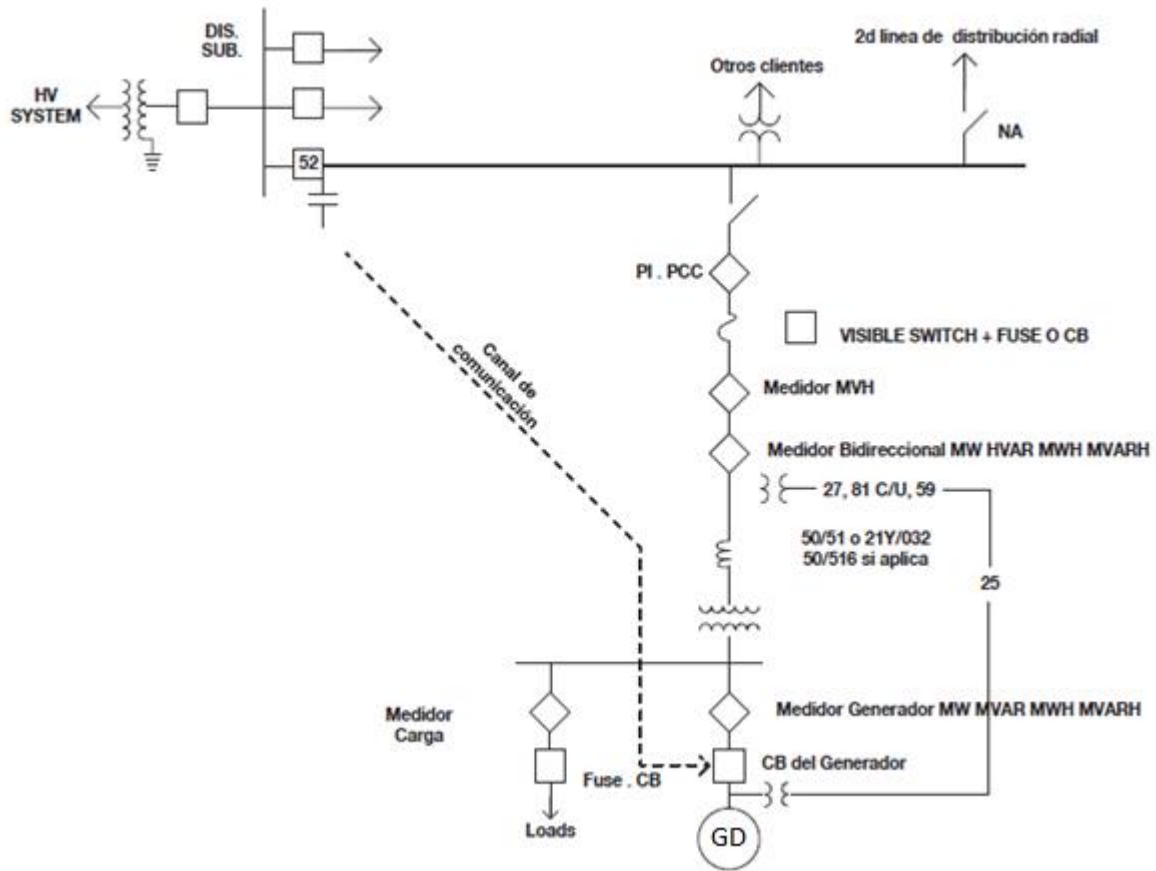


Figura 21: Diagrama unifilar de interconexión a un sistema de distribución radial. Fuente: IEEE 1547-2003.

# **CAPÍTULO 3: COORDINACIÓN DE PROTECCIONES**

En este tercer capítulo se realiza y caracteriza el estudio de coordinación de protecciones que tiene por objetivo efectuar una propuesta de coordinación para los equipos de protección instalados en el punto de interconexión de la planta y la red de media tensión, de tal forma que fallas potenciales en la planta no afecten a la red de media tensión y/o terceros cumpliendo con los requisitos de sensibilidad, selectividad, rapidez, confiabilidad y robustez. Se caracteriza cada equipo de importancia en el estudio de coordinación de protecciones en base a: IEEE Std 241-2001, IEEE-1547 Std y regulaciones de la SIGET hacia la red eléctrica de media tensión de El Salvador.

## **3.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SALVADOR**

En el presente capítulo se aborda el tema de coordinación de protecciones y los criterios de selección adecuados para cada uno de los equipos involucrados en el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica y su punto de interconexión con la red de media tensión.

La coordinación de protecciones es la adecuada selección de equipos para que las protecciones actúen según una planificación prevista cumpliendo requisitos de sensibilidad, selectividad, rapidez, confiabilidad y robustez.

En El Salvador el ente encargado para regular el sistema eléctrico de potencia (SEP) es la Super Intendencia de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET). La cual genera acuerdos para regular cada tema técnico según corresponda su naturaleza. Para la temática de coordinación de protecciones en el sistema eléctrico de potencia existen los acuerdos:

- a) ACUERDO No. 29-E-2000

**NORMAS TÉCNICAS DE DISEÑO, SEGURIDAD Y OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

- b) ACUERDO No. 93-E-2008

**NORMA TÉCNICA DE CONEXIONES Y RECONEXIONES ELÉCTRICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN**

Las cuales parcialmente son una recopilación de normas internacionales aplicadas a la realidad del sistema eléctrico de potencia de El Salvador.

En este trabajo de graduación se tomará como una guía válida para la coordinación de protecciones: El IEEE Std 242-2001 junto con IEEE Std complementarios específicos para cada equipo. Explicando en base a estos estándares los tiempos y consideraciones de cada equipo a coordinar.

### **3.2 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO Y COORDINACION DE PROTECCIONES SEGÚN IEEE STD 242-2001**

Los principales objetivos de una coordinación y protección para un sistema eléctrico son:

- ✓ Limitar el alcance y la duración de la interrupción del servicio siempre que falle un equipo, exista un error humano o eventos naturales adversos ocurran en cualquier parte del sistema.
- ✓ Minimizar el daño a los componentes del sistema involucrados en la falla.

Las circunstancias que causan el mal funcionamiento del sistema suelen ser impredecibles, sin embargo, un buen diseño y mantenimiento preventivo pueden reducir la probabilidad de problemas del sistema. El sistema debe estar dotado para protegerse automáticamente.

La prevención de lesiones humanas es el objetivo más importante al diseñar sistemas eléctricos. Los dispositivos de interrupción deben tener una capacidad de interrupción adecuada. Las partes energizadas deben estar lo suficientemente aisladas para evitar exponer a las personas a explosiones, incendios, arcos eléctricos, etc. La seguridad siempre debe tener prioridad sobre la continuidad del servicio, daños al equipo o economía.

La infraestructura eléctrica esencial para una planta de generación fotovoltaica conectada al sistema eléctrico de potencia en media tensión emplea dispositivos de protección, los cuales se abordan en este trabajo de graduación. Básicamente la función de estos dispositivos es desenergizar el sistema eléctrico en caso de mal funcionamiento ante alguna falla.

La forma más eficiente de protección ante corrientes destructivas provocadas por algún evento es evitar que estas se propaguen en el sistema. Esto se logra mediante el diseño, operación y coordinación adecuado del sistema.

### **3.2.1 PROTECCIONES ELECTRICAS CONTRA ANOMALIAS**

Las principales anomalías del sistema eléctrico contra las que hay que protegerse son los cortocircuitos y las sobrecargas. Los cortocircuitos pueden producirse de muchas formas, incluida la falla del aislamiento debido a calor o humedad excesivos, daño mecánico al equipo de distribución eléctrica y fallas de equipo de utilización como resultado de sobrecarga u otro abuso. Un circuito puede entrar en condición de sobrecarga sencillamente conectando un equipo adicional de mayor tamaño. Los procedimientos operativos inadecuados también son una causa de sobrecarga del equipo o daño.

Otras fuentes de anomalías como rayos, sobretensiones y pérdida de sincronismo, generalmente tienen poco o ningún efecto sobre la selectividad de sobrecorriente del sistema, pero no deben ignorarse. Estas anomalías pueden controlarse mediante una correcta protección individual al equipo involucrado.

### **3.2.2 PLANIFICACION DE UN SISTEMA DE PROTECCION**

El diseño de un sistema de protección debe presentar técnicas que minimicen el efecto de eventos que produzcan corrientes destructivas. Estas técnicas deben presentar las siguientes características:

- ✓ Aísle rápidamente la parte afectada del sistema y, de esta manera, mantenga servicio normal para la mayor parte del sistema posible. Este aislamiento también minimiza daños a la parte afectada del sistema.
- ✓ Minimizar la magnitud de la corriente de cortocircuito, de esta forma minimizar el daño potencial al sistema, sus componentes y equipos.
- ✓ Proporcionar circuitos alternativos, transferencias automáticas o dispositivos de reconexión automática, para minimizar la duración de la falla o maniobrar con el suministro al sistema.

Podemos decir que la coordinación es la selección y/o configuración de dispositivos de protección para aislar solo la parte del sistema donde se produce la anomalía. La protección del sistema es una de las características más básicas y esenciales de un sistema eléctrico y debe considerarse al mismo tiempo que todas las demás características esenciales.

### 3.2.3 CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO Y SU CALCULO

Las corrientes de cortocircuito pueden crear una destrucción masiva del sistema eléctrico. Los cortocircuitos típicamente tienen corrientes de magnitudes muchas veces mayores que las corrientes de carga. Las consecuencias de estas corrientes de gran magnitud pueden ser catastróficas para el funcionamiento normal de un sistema eléctrico. Primero, la presencia de corrientes de cortocircuito en los conductores del sistema da como resultado un calentamiento adicional que el sistema generalmente no está diseñado para sostener continuamente. Estas corrientes también introducen severas fuerzas mecánicas en los conductores, que pueden romper aisladores, distorsionar los bobinados del transformador o causar otros daños físicos. El flujo de corrientes de cortocircuito de gran magnitud a través de las impedancias del sistema también puede resultar en voltajes anormalmente bajos que obligan a los equipos a apagarse. Finalmente, en el punto de origen del cortocircuito, generalmente de no controlar la liberación de energía en forma de arco eléctrico, puede provocar fuego, que puede extenderse por los componentes del circuito.

El principio fundamental y básico involucrado en la determinación de la magnitud de la corriente de cortocircuito es la ley de Ohm:

$$I = \frac{E}{Z}$$

Ecuación 2: Ley de Ohm. Fuente: IEEE 242-2001.

El procedimiento para poder aplicar esta relación implica los siguientes pasos del teorema de Thevenin:

- ✓ Desarrollar una representación gráfica del sistema en forma de diagrama unifilar, con fuentes de voltaje e impedancias simbólicas.
- ✓ Calcular la impedancia total desde la fuente hasta el punto donde hipotéticamente se calculará la corriente de cortocircuito. Este valor es la impedancia equivalente Thevenin.
- ✓ Conocer el valor previo a la falla de circuito abierto, y usar la ley de Ohm para calcular la magnitud de la corriente de cortocircuito.

### 3.2.4 NATURALEZA DE LA CORRIENTE DEL CORTOCIRCUITO

En condiciones normales del sistema, se puede utilizar el circuito equivalente de la Figura 22 para calcular corrientes de carga. Tres impedancias determinan el flujo de corriente.  $Z_S$  y  $Z_C$  son las impedancias de la fuente y el circuito, respectivamente, mientras  $Z_L$  es la impedancia de la carga. La impedancia de carga es generalmente la mayor de las tres y es el principal determinante de la magnitud de la corriente. La impedancia de carga también es predominantemente resistiva, esto resulta en que la corriente de carga tiende a estar casi en fase con la tensión.

Se puede pensar en un cortocircuito como un conductor que une algunas de las impedancias en la red mientras que las otras quedan sin cambios. Como se ve en la Figura 23. Debido a que  $Z_S$  y  $Z_C$  se convierten en las únicas impedancias que restringen el flujo de corriente, se puede realizar las siguientes observaciones:

- ✓ La corriente de cortocircuito es mayor que la corriente de carga.
- ✓ Debido  $Z_S$  y  $Z_C$  son predominantemente inductivos, la corriente de cortocircuito presenta un retraso con respecto al voltaje en un ángulo cercano al máximo teórico de  $90^\circ$ .

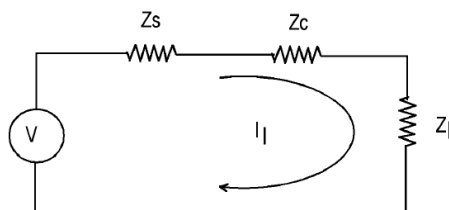


Figura 22. Circuito equivalente utilizado para calcular la corriente de carga

en un circuito normal. FUENTE: IEEE 242-2001.

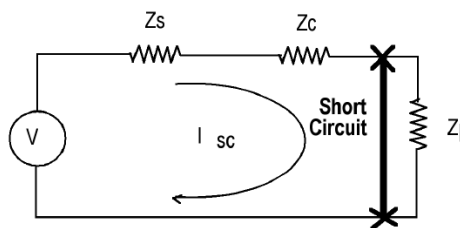


Figura 23. Circuito equivalente utilizado para calcular la corriente de cortocircuito.

FUENTE: IEEE 242-2001.

### 3.2.5 DISPOSITIVOS DE PROTECCION

Es práctica general reconocer tres magnitudes de corriente de cortocircuito al aplicar dispositivos de protección. Estas magnitudes dependen fundamentalmente del tiempo y pueden pensarse como tres puntos en la curva genérica de la Figura 24.

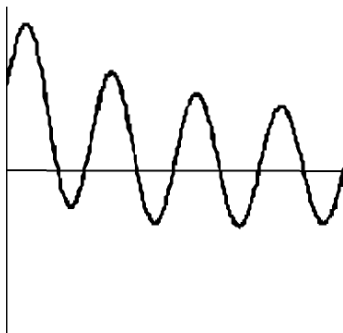


Figura 24. Sinusoide de corriente de falla típica con decremento de CA y CC. FUENTE: IEEE 242-2001.

El primer punto es la magnitud inicial y es considerado como la magnitud de corriente a la que responden los dispositivos de protección de acción rápida. Relés instantáneos, fusibles y los dispositivos de disparo como interruptores de bajo voltaje se caracterizan por ser de acción rápida. En algunos casos se puede incluir en este punto el transitorio dc. De ser así, el dispositivo de protección debe estar dotado para reaccionar ante tal valor.

El segundo punto se considera tradicionalmente como la magnitud de corriente a la que los dispositivos de protección con retardo de tiempo contra sobrecorriente hacen su medición final y operan. Por ejemplo: relés de sobrecorriente y dispositivos con disparo a bajo voltaje. En la práctica se asume que el transitorio dc habrá desaparecido por completo en este momento y solo se reconoce el valor RMS de la corriente simétrica.

Para el tercer punto, la magnitud de corriente comúnmente calculada para protección es la corriente para un tiempo largo. Se suele usar, por ejemplo, el término “corriente de treinta ciclos” porque es una estimación del valor de la corriente que existe mucho después del inicio de la falla. Esta magnitud se utiliza para evaluar el rendimiento de dispositivos de larga duración. Como relés de sobrecorriente en un generador de respaldo.

Determinar las tasas de caída de la corriente para calcular estas tres magnitudes basadas en el tiempo en forma exacta es complicado. El procedimiento que se ha desarrollado es representar el sistema que utiliza diferentes impedancias que dan como resultado magnitudes de corriente de cortocircuito que son aproximadamente cercanos a los valores teóricamente correctos. En la Tabla 17 se resume lo anterior.

Impedance	Instantaneous currents	Time-delay currents	Long-time currents
Remote system equivalent	$R + jX$	$R + jX$	$R + jX$
Local synchronous generators	$R + jX''_d$	$R + jX'_d$	$R + jX$
Synchronous motors	$R + jX''_d$	$R + jX'_d$	infinite
Induction motors	$R + jX_{lr}$	infinite	infinite
Passive components	$R + jX$	$R + jX$	$R + jX$

Tabla 17. Impedancias de cortocircuito para la aplicación de dispositivos de protección y evaluación. FUENTE: IEEE 242-2001.

### 3.2.6 COORDINACION DE SOBRECORRIENTE

El objetivo de la coordinación de sobrecorriente es determinar las características, clasificaciones y ajustes de los dispositivos de protección contra sobrecorriente que minimizan el daño al equipo e interrumpen el cortocircuito lo más rápido posible. Estos dispositivos se aplican generalmente de modo que, ante una falla o condición de sobrecarga, sólo se interrumpe una mínima parte del sistema. El estudio de coordinación de sobrecorriente es la comparación y selección de tiempos de funcionamiento de los dispositivos de protección para que logren los objetivos de protección al sistema bajo condiciones anormales. Este estudio debe incluir todos los equipos desde la fuente hasta punto de interés.

El estudio de coordinación también proporciona datos útiles para la selección de:

- ✓ Relaciones de transformadores de instrumentos.
- ✓ Características y ajustes de relés de protección.
- ✓ Características y clasificaciones de los fusibles.
- ✓ Valores nominales, características y ajustes de los interruptores de bajo voltaje.



### **3.2.7 CONSIDERACIONES GENERALES PARA CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO**

Al realizar un estudio de coordinación, Es necesario parcial o totalmente conocer la siguiente información sobre corrientes de cortocircuito para cada bus:

- ✓ Máximo y mínimo momento (Primer ciclo) de la corriente de cortocircuito monofásico y trifásico.
- ✓ Tiempo de interrupción máximo y mínimo (1.5 a 8 ciclos) de la corriente de cortocircuito trifásica.
- ✓ Corriente de cortocircuito trifásica máxima y mínima a 30 ciclos.
- ✓ Corriente de falla a tierra máxima y mínima.

Las corrientes momentáneas se utilizan para determinar las corrientes máxima y mínima a las que los dispositivos de disparo instantáneos y de acción directa responden.

### **3.3 TIEMPOS Y CONSIDERACIONES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN SEGÚN STD IEEE 242-2001**

A continuación, se detallan las curvas y tablas características sobre tiempos de despeje y funcionamientos de los equipos y elementos a coordinar.

#### **3.3.1 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS**

##### **Transformadores de potencial (TP)**

Su función principal es alimentar los aparatos de medición o protección conectados en su secundario con un voltaje mucho menor, proporcional y ligeramente desfasado al que aparece en sus terminales primarios, y aislar estos aparatos de la red de alta tensión. Su forma de conexión es similar a la de un transformador de potencia, pero sus requerimientos son diferentes, puesto que un TP se busca que la tensión de salida sea muy similar al de la entrada con una magnitud mucho menor, lo cual obliga a que la caída de tensión interna del TP sea baja y el desfase, despreciable.

Existen dos tipos de TP: capacitivo: Utilizado por lo general para tensiones iguales o superiores de 150kV. Básicamente se construye por divisores de voltaje capacitivos conectados en serie a lo largo del transformador, con el fin de obtener un voltaje menor que el de línea. Este tipo de transformadores es de menor costo, e inductivo: Estos constan de dos arrollamientos realizados sobre un mismo núcleo magnético. Estos generalmente se utilizan en tensiones entre 600V y 70kV.

### Circuito equivalente

El circuito equivalente para el transformador de potencial es el siguiente:

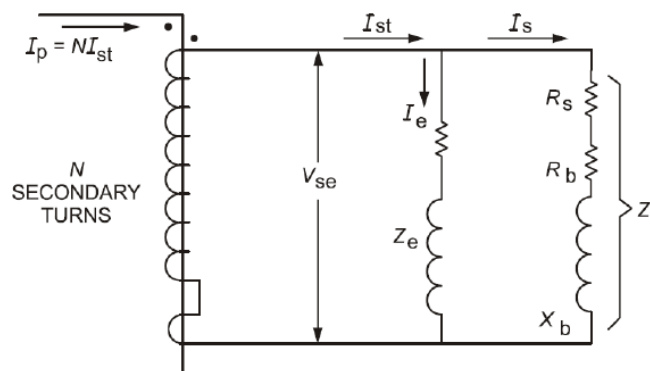


Figura 25. Circuito Equivalente Simplificado de un TP. FUENTE: IEEE 242-2001.

Donde:

- ✓ N: Numero de vueltas en el devanado secundario
- ✓ R<sub>s</sub>: Resistencia en el devanado secundario del transformador
- ✓ R<sub>b</sub>: Resistencia de la carga en el secundario (burden)
- ✓ X<sub>b</sub>: Reactancia de la carga en el secundario (burden)
- ✓ Z<sub>t</sub>: Impedancia total en el secundario del transformador
- ✓ I<sub>S</sub>: Corriente en el secundario (burden)
- ✓ V<sub>se</sub>: Valor de la tensión en el secundario (excitación)
- ✓ Z<sub>E</sub>: Impedancia de Excitación
- ✓ I<sub>E</sub>: Corriente de excitación
- ✓ I<sub>ST</sub>= I<sub>E</sub>+I<sub>S</sub>: Corriente total en el secundario
- ✓ I<sub>P</sub>: Corriente total en el primario

## Transformador de Corriente (TC)

El transformador de corriente, conocido como TC, es el dispositivo diseñado para suministrar la corriente adecuada a los aparatos de medición y/o protección, en el cual la corriente secundaria es proporcional a la corriente primaria y desfasada respecto a ella un ángulo cercano a cero, en las condiciones normales de uso.

La principal función de un transformador de corriente es la reducir a valores no peligrosos y manejables, las características de corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente, más económicos y que pueden manipularse sin peligro.

### Circuito equivalente

El circuito equivalente para un TC con una carga (burden) conectada en el secundario es el siguiente:

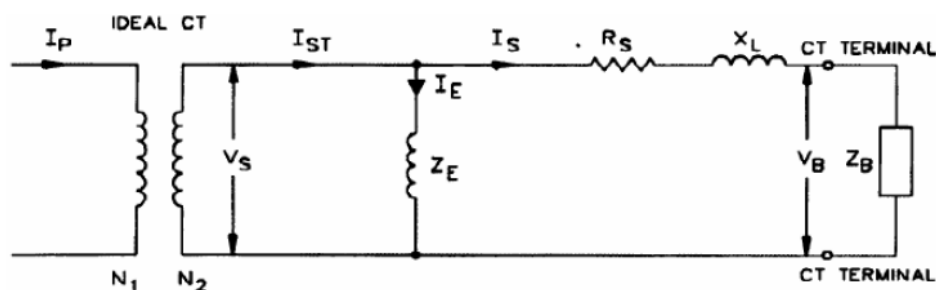


Figura 26. Circuito Equivalente Simplificado de un TC y su Carga o Burden. FUENTE: 242-2001.

Donde:

- ✓  $V_S$ : Tensión secundaria de excitación [V]
- ✓  $I_P$ : Corriente en el primario [A]
- ✓  $I_S$ : Corriente debida a la carga [A]
- ✓  $I_E$ : Corriente de excitación [A]
- ✓  $I_{ST} = I_E + I_S$ : Corriente total en el secundario [A]
- ✓  $N_2/N_1$ : Relación de transformación

- ✓ VB: Tensión en la carga conectada
- ✓ ZE: Impedancia de Excitación [ $\Omega$ ]
- ✓ RS: Resistencia del secundario [ $\Omega$ ]
- ✓ ZB: Impedancia de la carga (Burden)
- ✓ XL: Reactancia de fuga (despreciable en TC's clase C)

Para conectar los transformadores de instrumentos, se considera lo siguiente: Deben ser calculados individualmente, de acuerdo a los niveles de tensión, niveles nominales de corriente del dispositivo, la relación de transformación, niveles de aislamiento y la clase del dispositivo.

El TP debe de estar protegido por cortacircuitos y fusibles. Paralelo a la línea. Debido a la naturaleza del transformador de instrumentación (TP) y a la conexión en paralelo en conjunto con otros elementos de protección, la curva que utiliza para su coordinación es la del fusible en combinación.

Los TC no se coordinan porque se instalan en circuito serie con el equipo a controlar. Para dimensionar un TP y un TC se tiene que saber la exactitud y/o precisión, el burden (la carga) y su curva de saturación (la rodilla de la curva).

### **3.3.2 RÉLES**

Para efectos de coordinación entre elementos de protección, el estándar IEEE 242-2001 define los tiempos de retardo mínimo que deben respetar los ajustes entre protecciones en un mismo sistema, de manera que la sensibilidad de las mismas y los tiempos estandarizados de apertura no afecten el funcionamiento de protecciones aguas arriba o abajo, es decir para evitar el accionamiento de protecciones no deseadas. Dichos tiempos se muestran en la siguiente tabla 18:

Aguas abajo	Aguas arriba			
	Fusible	Circuit breaker de baja tensión	Relé electromecánico	Relé estático
Fusible	EDF (b,c)	EDF	0.22 s	0.12 s
Circuit breaker de baja tensión	EDF (c)	EDF	0.22 s	0.12 s
Relé electromecánico (5 ciclos)	0.2 s	0.2 s	0.30 s	0.20 s
Relé estático (5 ciclos)	0.2 s	0.2 s	0.30 s	0.20 s

Tabla 18. Resumen de intervalos de tiempos de coordinación entre activación de protecciones según IEEE 242-2001. FUENTE: IEEE 242-2001

*a* Ajustes de relé asumidos para calibración en pruebas de campo.

*b* EDF= Espacio de despeje de falla entre curvas con ajuste para fusión mínima.

*c* Algunos fabricantes pueden también recomendar un factor de seguridad. Consulte las curvas tiempo-corriente de los fabricantes.

### 3.3.3 RECLOSER

Un recloser es un dispositivo con la capacidad de detectar condiciones de sobrecorriente de fase y tierra, para interrumpir el circuito si tal sobrecorriente persiste luego de un tiempo predeterminado, y luego reconectar la línea en forma automática para re energizarla. En un sistema de distribución aéreo, entre el 80% al 95% de las fallas son temporarias, al menos por algunos ciclos o segundos. Por lo tanto, el recloser, con su característica de apertura/recierre, previene al circuito de ser desconectado definitivamente antes fallas temporarias.

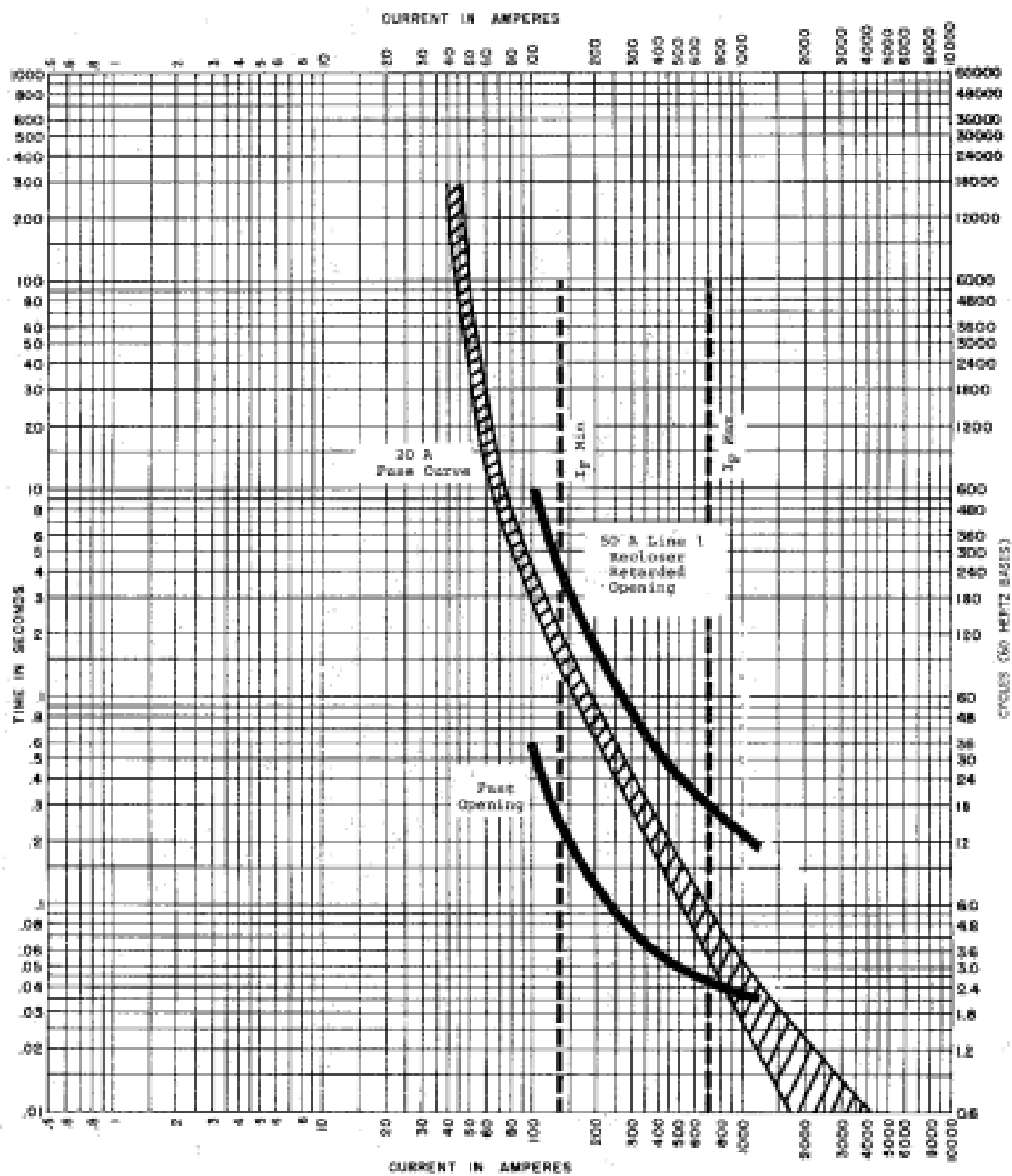


Figura 27. Curva ejemplo de coordinación recloser-fusible. FUENTE: IEEE 242-2001.

### 3.3.4 SECCIONALIZADORES

Un seccionalizador es un dispositivo el cual automáticamente aísla las secciones falladas de un circuito de distribución, una vez que un recloser o relé con unidad de recierre de respaldo hayan interrumpido la corriente de falla. Se instala comúnmente aguas abajo del dispositivo de respaldo.

Los seccionalizadores pueden utilizarse también entre dos dispositivos de protección con curvas de operación que estén muy cercanas. Se clasifican en: monofásicos o trifásicos, y, control hidráulico o electrónico.

#### 3.3.4.1 CUCHILLAS SECCIONADORAS TRIPOLARES DE FUNCIONAMIENTO BAJO CARGA

En El Salvador se utiliza como mecanismo de aislamiento, cuchillas seccionadoras tripolares. Con montaje en poste aplicables a líneas aéreas convencionales. El seccionador bajo carga ofrece seguridad durante el proceso de aislamiento y no requiere de un mantenimiento severo.

VOLTAJE NOMINAL (KV)	DIMENSIONES (Pulg)											
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
25	114	5 ½	41	18	35 ½	17 1/8	23 ½	5 7/8	24 ¼	22	6	2

Tabla 19. Dimensiones sugeridas para interruptores tripolares de accionamiento bajo carga.

FUENTE: AES.

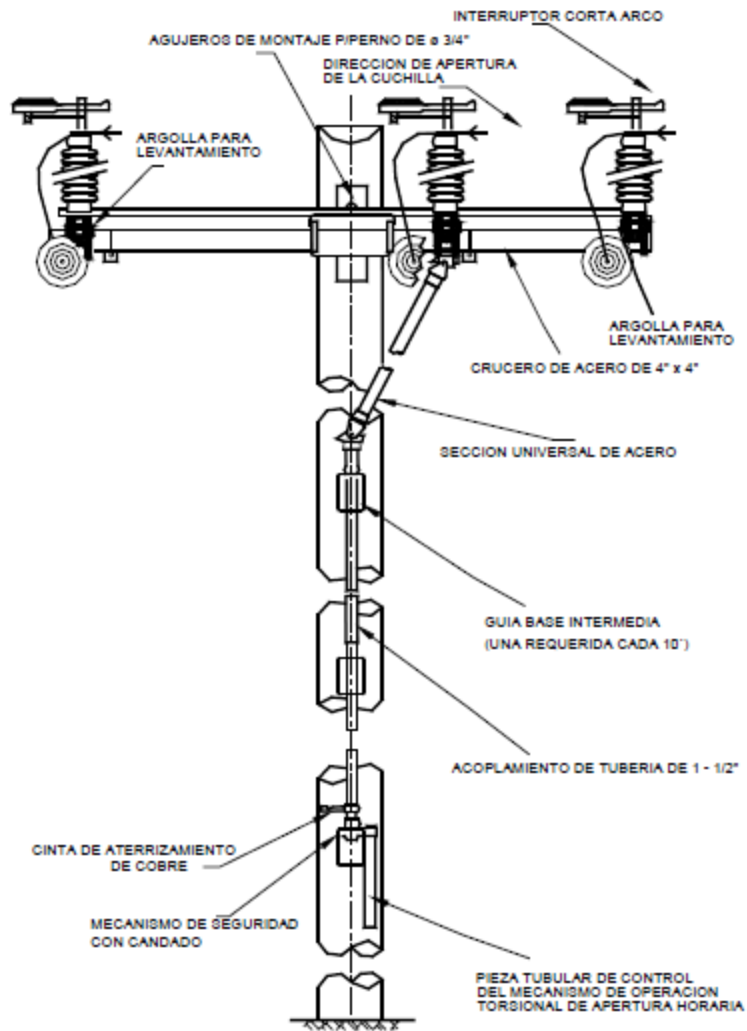


Figura 28. Mecanismo de operación de la cuchilla tripolar de accionamiento bajo carga.  
 FUENTE: AES.



### 3.3.5 CIRCUIT BREAKER EN BAJA TENSION

El Código Eléctrico Nacional (NEC) define un breaker o interruptor (también disyuntor), como “un dispositivo diseñado para abrir y cerrar un circuito por medios no automáticos y para abrir el circuito automáticamente en una sobrecorriente predeterminada sin daño a sí mismo cuando se aplica correctamente dentro su calificación.” Los interruptores automáticos de bajo voltaje están clasificados además por IEEE Std C37.100-1992 como:

- ✓ Interruptores automáticos de caja moldeada (MCCB) (cada uno ensamblado como una unidad integral en un soporte y envoltorio de material aislante).
- ✓ Disyuntores de potencia de bajo voltaje (LVPCB) (utilizados en circuitos de 1000 V CA nominales e inferior o nominal de 3000 V CC e inferior, pero sin incluir los MCCB).

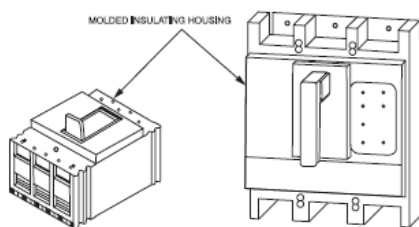


Figure 7-1a—MCCB

Figura 29. Ilustración típica de un interruptor tipo MCCB. Fuente: IEEE Std 242-2001.

Los valores nominales que se aplican a los interruptores automáticos y sus valores numéricos asignados reflejan la capacidades mecánicas, eléctricas y térmicas de los interruptores automáticos y, en general, cumplen con los estándares de la industria publicados por la Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA), Underwriters Laboratories (UL), o el Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI).

- ✓ **Tensión:** Los interruptores automáticos están diseñados y marcados con el voltaje máximo al que se pueden aplicar. Se pueden usar en cualquier sistema donde el voltaje sea más bajo que la clasificación de voltaje del interruptor. Las clasificaciones de voltaje distinguen entre conexión en delta, trifásica, sistemas de tres hilos y sistemas trifásicos de cuatro hilos conectados en estrella, que son más comunes.

- ✓ **Frecuencia:** Los interruptores normalmente son adecuados para su uso en sistemas eléctricos de 50 Hz y 60 Hz y sistemas de distribución. Las clasificaciones de CC están marcadas en el disyuntor cuando se aplican.
- ✓ **Corriente continua (CC):** Los MCCB estándar están calibrados para transportar el 100 % de su corriente nominal al aire libre a una temperatura ambiente determinada (normalmente 40 °C). De acuerdo con NEC Artículo 210-19, estos interruptores, instalados en envolventes individuales o en otros equipos, no deben cargarse continuamente más del 80 % de su capacidad nominal actual.
- ✓ **Polos:** Los interruptores están disponibles en versiones de uno, dos y tres polos. Fuera de América del Norte, los MCCB de cuatro polos también están disponibles como unidades con clasificación IEC para sistemas en los que el neutro se cambia con el dispositivo de desconexión.
- ✓ **Control del voltaje:** El nivel de voltaje de control es el voltaje de CA o CC designado para ser aplicado a los dispositivos de control destinados a abrir o cerrar un interruptor automático. Estos dispositivos normalmente pueden suministrarse con un nivel de voltaje necesaria para cumplir con un sistema de control en particular.
- ✓ **Interrupción:** Como se define en el NEC, la clasificación de interrupción es "La corriente más alta en el nivel tensión que un dispositivo está destinado a interrumpir en condiciones de prueba estándar". El nivel de interrupción se expresa comúnmente en amperios simétricos de raíz cuadrada media (rms).
- ✓ **Corriente de corta duración:** La clasificación de corriente de corta duración, a veces denominada resistencia nominal, especifica la capacidad máxima de un interruptor automático para soportar los efectos de un flujo de cortocircuito durante un período establecido, normalmente 0,5 s o menos, sin abrirse. Esta capacidad proporciona tiempo para que los dispositivos de protección del lado de la carga funcionen más cerca de la falla y aislar el circuito.

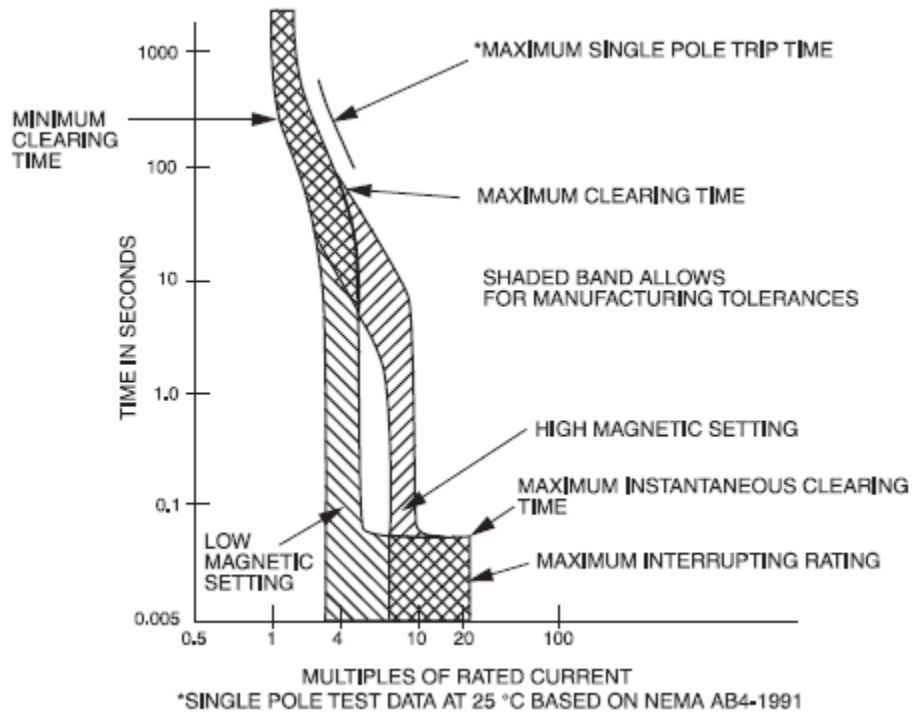


Figura 30. Curva típica de coordinación de protecciones de un interruptor tipo MCCB.

Fuente: IEEE Std 242-2001.

### 3.3.6 CURVA DE DAÑO DE LOS CONDUCTORES

Los cables son lo que mantiene unidos los componentes en un sistema eléctrico. Si el sistema de cable es inadecuado, inevitablemente resultará en una operación insatisfactoria. Los cables de hoy son muy superiores en rendimiento a los cables disponibles hace apenas una década. Pero, aun así, no tienen una capacidad de potencia ilimitada y, por lo tanto, necesitan protección para evitar posibles operaciones más allá de esa capacidad.

Los cables generalmente se clasifican como de potencia o de control. Los cables de alimentación se dividen en dos niveles de voltaje: 600 V e inferior, y superior a 600 V. Los cables de control incluyen cables utilizados en el control de equipos y también para comunicación de voz, medición y transmisión de datos.

La cantidad de daño causado por fallas en los cables de energía ha sido ilustrada en muchas veces. A medida que aumentan los niveles de potencia y voltaje, también aumentan los peligros potenciales. Elevada temperatura debida a sobrecarga continua, cargas no lineales o protección contra fallas descoordinada es una causa frecuente de disminución de la vida útil

y fallas del cable. Cables de alimentación, calentados internamente como resultado de su resistencia a la corriente transportada, pueden sufrir fallas de aislamiento si la acumulación de temperatura se vuelve excesiva. La selección y la clasificación adecuadas garantizan que el cable sea suficientemente grande para la corriente esperada. Una protección adecuada asegura que la temperatura del cable elevarse por encima del ambiente no se vuelve excesivo. Esta protección normalmente la proporciona dispositivos sensibles al tiempo-corriente. Además de la ruptura del aislamiento, la protección también es requerido contra sobrecarga inesperada y corriente de cortocircuito. La sobrecorriente puede ocurrir debido a un aumento en el número de cargas conectadas o debido a la sobrecarga de equipos existentes o debido a cargas no lineales que provocan una corriente excesiva en el conductor neutro.

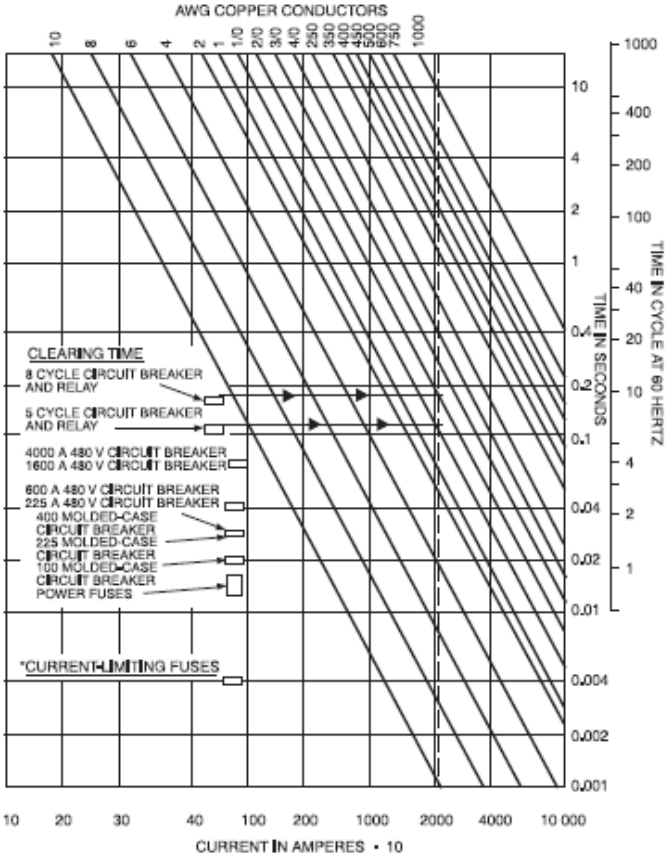


Figura 31. Máxima corriente de cortocircuito para conductores de cobres aislados. Fuente: IEEE Std 242-2001.

### 3.3.7 TIEMPOS ESTIMADOS DE DESPEJE DE FALLAS

El tiempo total de despeje de varios tipos de dispositivos de protección depende del tipo de relé, interruptores o fusibles utilizados. En la Tabla 20 y Tabla 21 se estiman los tiempos totales de despeje de varios tipos de dispositivos de protección.

Un dispositivo de protección proporciona la máxima protección si sus curvas de tiempo corriente están convenientemente por debajo (es decir, 20% en tiempo) de las curvas de tiempo y corriente de cortocircuito del cable frente a las curvas de tiempo que se muestran en la Figura 31. Por lo tanto, la selección de fusibles, relés de sobrecorriente o interruptores es de vital importancia.

	Frame size		
	100 A	225–1200 A	100–1200 A (current limiting)
Instantaneous (cycles)	0.5–1	1–1.5	Less than 0.5
Long time (s)	over 100		

Tabla 20. Tiempo de despeje estimado para dispositivos de protección: Circuits breakers de potencia, Menores o iguales a 600kV. Fuente: 242-2001.

	Plunger, instantaneous	Type of relay induction, instantaneous	Induction, inverse time
Relay times (cycles)	0.25–1	0.5–2	6–6000
Circuit breaker interrupting time (cycles)	3–8	3–8	3–8
Total time (cycles)	3.25–9	3.5–10	9–6000

Tabla 21. Tiempo de despeje estimado para dispositivos de protección: Circuits breakers y relés. De 2.4 a 13.8 kV. Fuente: 241-2001.

### **3.3.8 CURVA DE DAÑO DE LOS TRANSFORMADORES**

Una falla en el sistema eléctrico en el punto de conexión al transformador puede surgir de: falla del transformador (por ejemplo, falla interna) o de una condición anormal en el circuito conectado al secundario del transformador, como un cortocircuito. El medio predominante para eliminar tales fallas es un dispositivo de interrupción de corriente en el lado primario del transformador, como fusibles, un interruptor. Cualquiera que sea la selección, el dispositivo de protección del lado primario debe tener un nivel de interrupción adecuada para la máxima corriente de cortocircuito que puede ocurrir en el lado primario del transformador. Si utiliza un interruptor de circuito, debe ser configurado de modo que sólo se utilice para despejar fallas internas o secundarias que están dentro de su capacidad de interrupción. Los relés utilizados para proteger los alimentadores de transformadores y los devanados de alto voltaje se configuran a un valor mayor que la máxima corriente asimétrica de falla pasante en el secundario del transformador. La corriente de operación del dispositivo de protección primario debe ser menor que la corriente de cortocircuito del transformador limitado por la combinación de la impedancia del sistema y del transformador. Esta recomendación es para un fusible o un relé de sobrecorriente de tiempo. El punto de operación no debe ser tan bajo como para causar la interrupción del circuito debido a la corriente de excitación de irrupción del transformador o corrientes transitorias normales en los circuitos secundarios. Por supuesto, cualquier dispositivo operando para proteger el transformador mediante la detección de condiciones anormales dentro del transformador y retirarlo del sistema también funcionan para proteger el sistema; pero estos dispositivos son coordinados a la protección primaria del transformador.

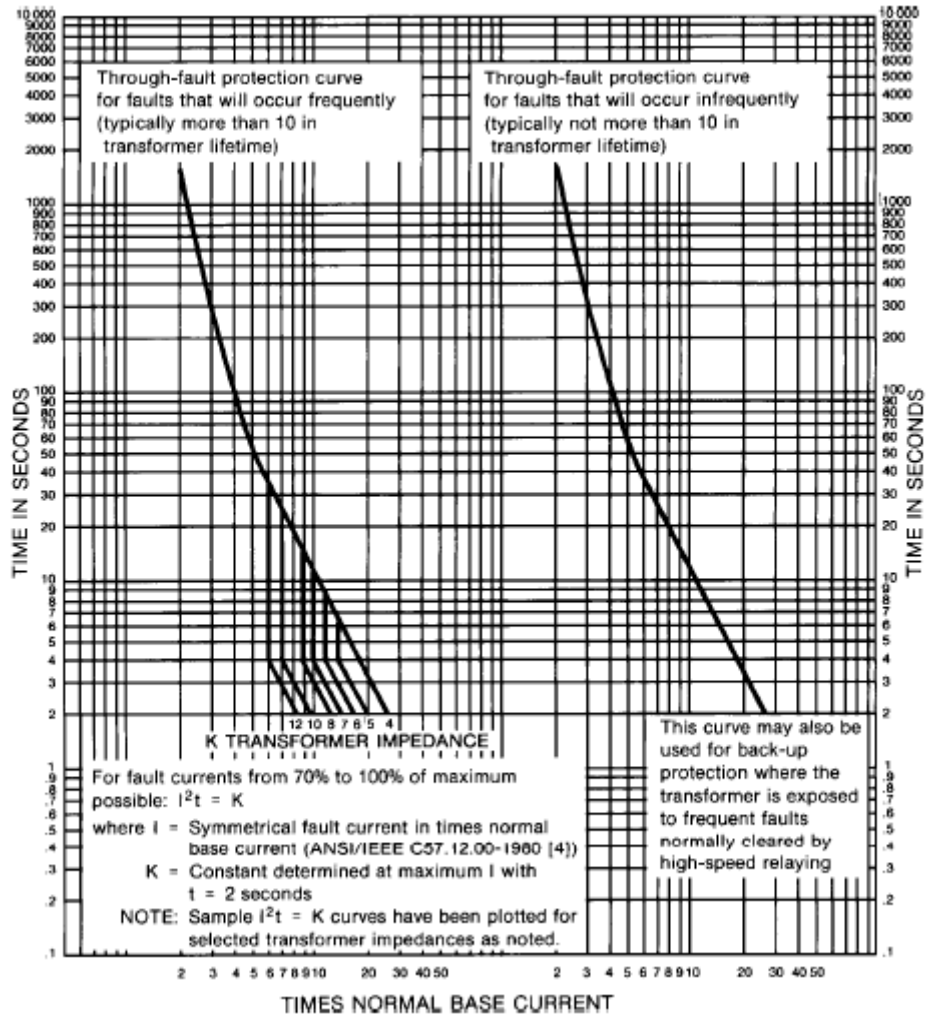


Figura 32. Curvas de protección contra fallas para transformadores de categoría II sumergidos en líquido (501–1667 kVA monofásico, 501–5000 kVA trifásico). Fuente: 242-2001.

# **CAPÍTULO 4: DETERMINACIÓN Y SIMULACIÓN DEL MODELO EN ETAP**

## **19.0.1**

La finalidad de este cuarto capítulo es desarrollar la simulación del modelo en base al esquema propuesto por IEEE Std 1547.2, dicho estándar se analizó en el capítulo dos de este trabajo de graduación. El modelo busca asegurar que al añadir una planta de GD a la red eléctrica a intervenir se garantice el correcto acople y que los valores de calidad de la energía eléctrica (vistos en el capítulo dos) operen dentro de los rangos aceptados según las regulaciones vigentes nacionales.

Se presenta un esquema de una planta fotovoltaica de una capacidad de generación de 3MW conectada a la red eléctrica de distribución en MT, ubicada en El Salvador. Para este modelo se entregó el esquema de dicha planta y los datos equivalentes de la condición de la red eléctrica perteneciente a la distribuidora titular de la zona para su consideración en el modelo. El dibujo de los planos se presenta en AutoCAD y la simulación en ETAP 19.0.1.

Para el modelo. La coordinación de protección se realizó en base al estándar IEEE 1547.2 e IEEE 242-2001. De esta manera se cumplen los principios de selectividad, confiabilidad y robustez de la planta fotovoltaica en estudio.

### **4.1 DATOS DE LA RED ELÉCTRICA EN EL SITIO**

Para este trabajo de graduación se proporcionaron los valores de corriente de falla e impedancia como equivalente de la red en el punto de interconexión con la planta de GD. Se comentan a continuación:

#### **4.1.1 CORRIENTE DE FALLA EQUIVALENTE DE LA RED**

Respecto a la corriente de falla equivalente de la red, se puede decir:

Bajo una condición de falla, la contribución sobre los alimentadores adyacentes en la red debido a una corriente de falla por la GD es despreciable. La corriente de falla máxima que



se puede esperar en la línea de media tensión dedicada para la planta de GD será de 8,077.2 A debido a una falla L-G, para un valor mayor o igual que el anterior, el recloser instalado en la línea de media tensión procederá a desconectar la planta de GD. El resto de los equipos interconectados en la red no deben verse afectados por la corriente de falla máxima de la GD. Por lo tanto, no es necesario realizar modificaciones adicionales a los equipos de línea y de alimentación existentes. En la tabla 22 se muestran los datos equivalentes de corriente de falla de la red en el punto a realizar el modelo.

<b>Fuente</b>	
<b>Fases ABC</b>	
<b>maxFLLL</b>	7663.7 A
<b>maxFLLLG</b>	7596.6 A
<b>maxFLL</b>	6495.1 A
<b>maxFLLG</b>	8077.2 A
<b>maxFLG</b>	8300.0 A
<b>minFlt</b>	328.3 A

Tabla 22. Datos de corriente de falla en el punto equivalente de red. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.1.2 IMPEDANCIA EQUIVALENTE DE LA RED

Respecto a la impedancia equivalente de la red, se puede decir:

El valor de impedancia de secuencia negativa es idéntico al valor de impedancia de secuencia positiva. En la tabla 23 se muestran los datos equivalentes impedancias de la red en el punto a realizar el modelo.

	<b>R</b>	<b>+jX</b>	<b>+jB</b>
<b>Self</b>	0.4140811	1.545372	0
<b>Mutual Forward</b>	-0.04416863	-0.1648396	0
<b>Mutual Reverse</b>	-0.04416863	-0.1648396	
<b>Positive Sequence</b>	0.4582497	1.710211	
<b>Negative Sequence</b>	0.4582497	1.710211	
<b>Zero Sequence</b>	0.3257438	1.215692	

Tabla 23. Datos de impedancia en el punto equivalente de red. Fuente: Elaboración propia.

## 4.2 SIMULACION DEL MODELO EN ETAP 19.0.1



Figura 33. Software utilizado: ETAP, versión: 19.0.1. Fuente: ETAP.

ETAP proporciona un software de análisis, monitoreo, automatización y simulación de control para sistemas eléctricos de potencia. De entorno sencillo y con varios años siendo líder en el mercado de software de sistemas eléctricos. Es usado por estudiantes, técnicos, ingenieros de diseño, etc. Fundamentalmente para la simulación de sistemas de energía. Entre las herramientas que posee están: análisis de cortocircuito, coordinación de protecciones, simulación de flujo de potencia, balanceo de cargas, etc. Así como amplias librerías de equipos a utilizar.

En este trabajo de graduación se ha desarrollado la simulación del modelo en ETAP. Evaluando el impacto de interconectar una planta fotovoltaica con una capacidad de generación de 3MW en una red de distribución de 23kV.

## 4.3 CALCULO DE ELEMENTOS Y EQUIPOS

Se presenta el diagrama unifilar en la figura 34 utilizado en la elaboración del modelo en base al estándar IEEE 1547.2. Los elementos listados a continuación son aquellos que se consideran esenciales para realizar la simulación del modelo. Se describirá cada uno a detalle. El detalle del recloser se presenta en los temas dedicados al cálculo de los equipos en el nivel de media tensión.

# DIAGRAMA UNIFILAR PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA 3.0 MW

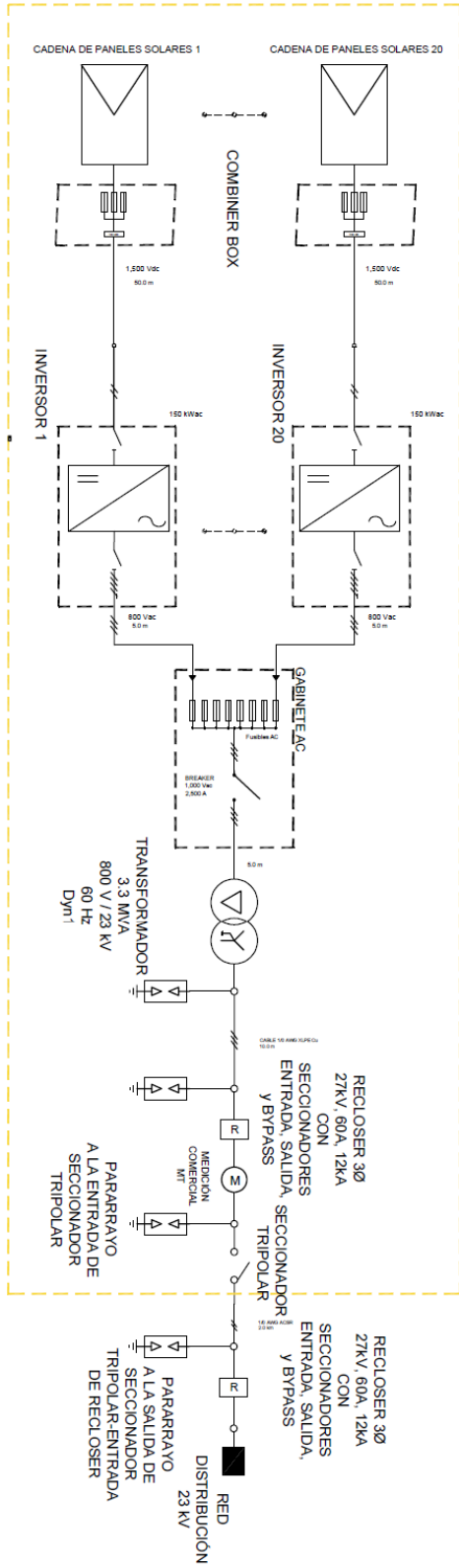


Figura 34. Diagrama unifilar general. Fuente: Elaboración propia.

### 4.3.1 CALCULO DE ELEMENTOS Y EQUIPOS EN EL LADO DE BAJA DEL TRANSFORMADOR

Se presenta un zoom en el DU desde los módulos fotovoltaicos hasta el transformador de potencia de la planta de GD. Se tiene el siguiente detalle, ver figura 35:

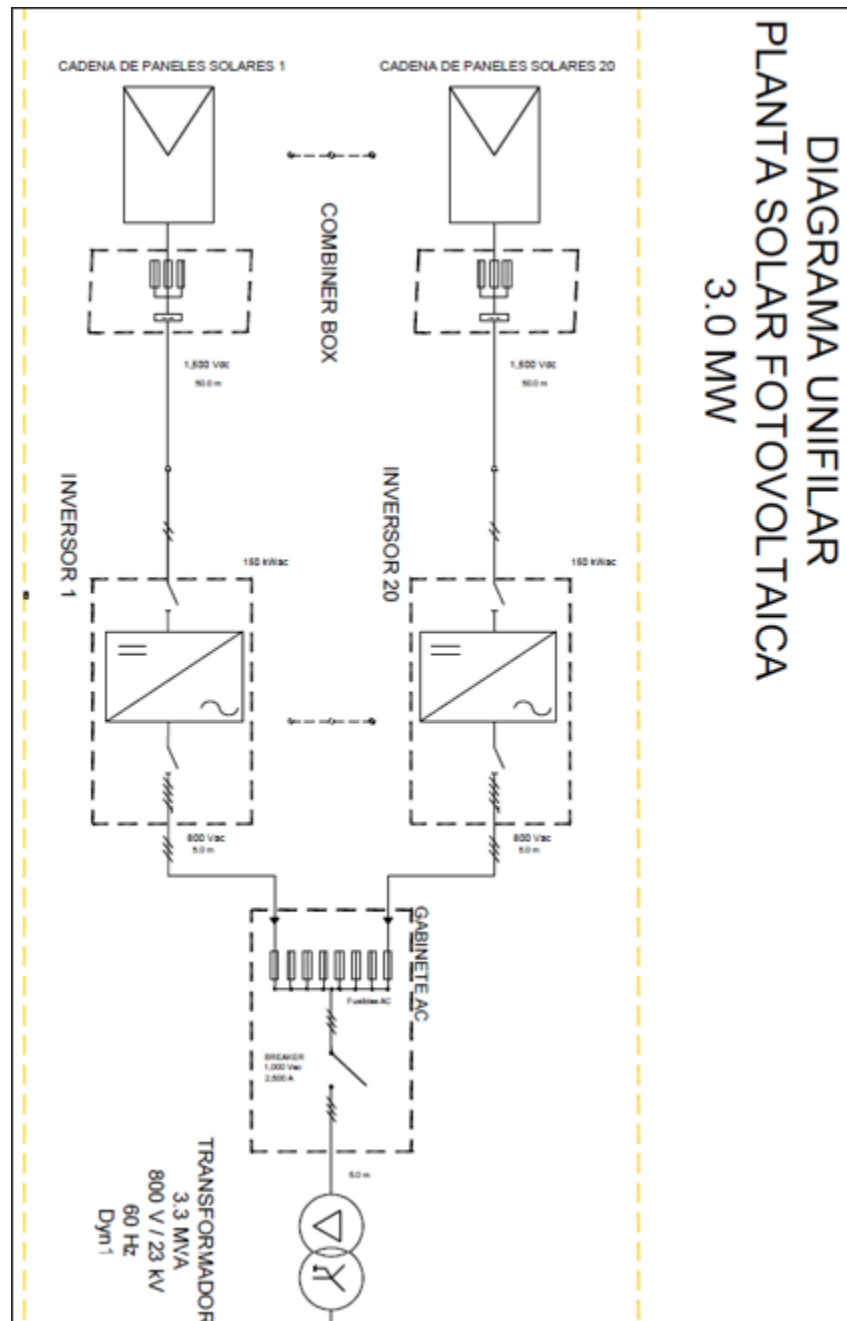


Figura 35. Diagrama unifilar con énfasis desde el módulo fotovoltaico hasta el transformador de potencia de 3MW. Fuente: Elaboración propia

En ETAP el diagrama anterior simulado se resume de la siguiente manera, ver figura 36:

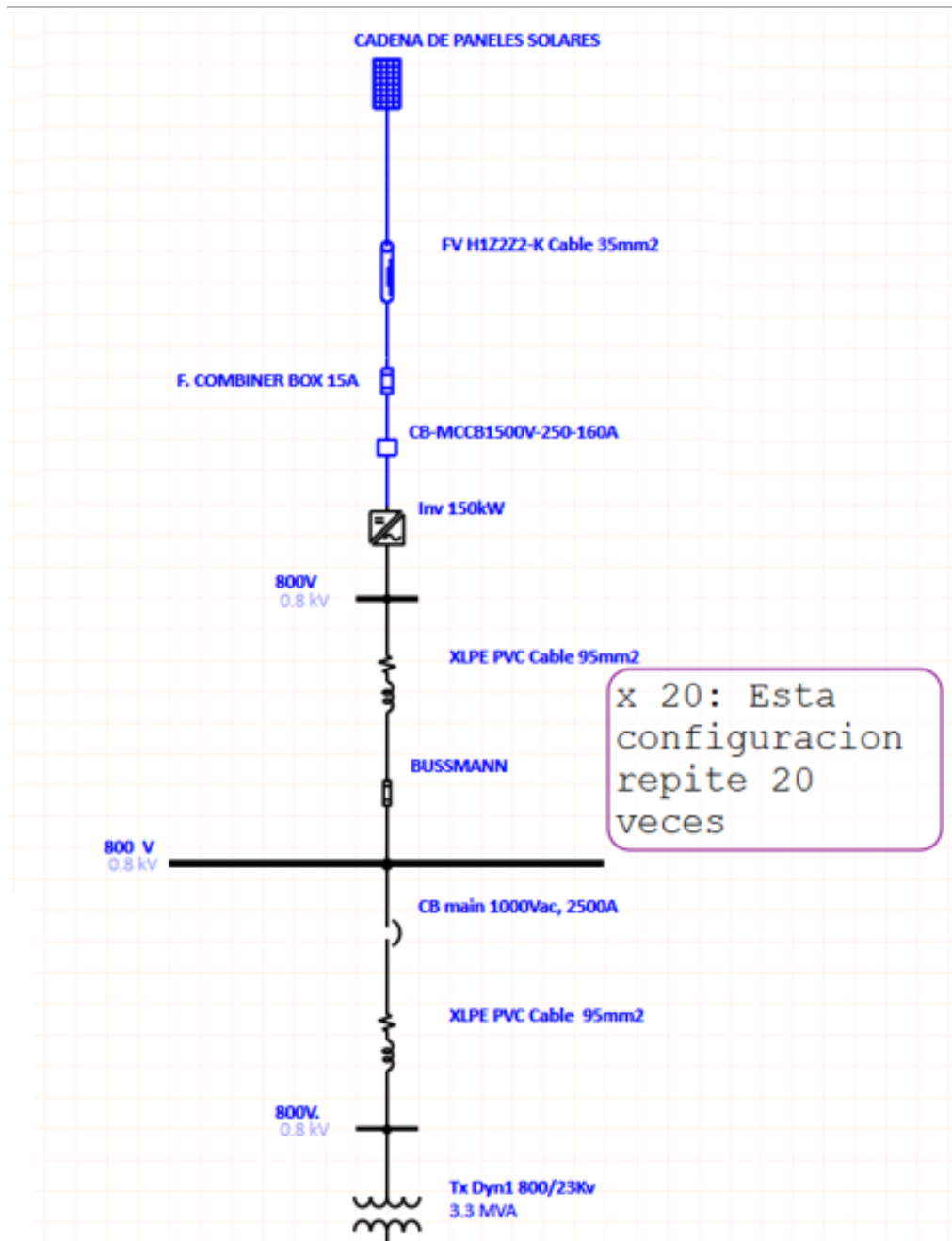


Figura 36. Diagrama unifilar con énfasis desde el módulo fotovoltaico hasta el transformador de potencia de 3MW y su simulación en ETAP. Fuente: Elaboración propia

De lo anterior se concluye el siguiente listado de elementos según el DU, que abarca desde los módulos fotovoltaicos en la zona de CC en el nivel de baja del transformador hasta el conductor que llega al transformador de potencia de la planta de GD.

Según DU en el nivel de baja del transformador

1. Arreglo de módulos fotovoltaicos
2. Conductor en la zona de DC-BT. 1500Vdc, 50m
3. Inversor 150kWac
4. Conductor en la zona de AC-BT. 800Vac, 5m
5. Protecciones en CC y AC

#### **4.3.1.1 INVERSOR**

Selección de inversor: de acuerdo con los datos entregados (voltaje máximo de entrada 1500 Vdc y una potencia de 150kWp por inversor) para realizar el modelo, se ha seleccionado el siguiente inversor: SUNNY HIGHPOWER PEAK3, ver figura 5. En el anexo A1 se podrá encontrar la hoja de datos técnicos para más información.



Figura 37. Inversor SUNNY HIGHPOWER PEAK3. Fuente: SUNNY.

Los cálculos de los módulos fotovoltaicos se realizan en base al inversor seleccionado.

#### **4.3.1.2 ARREGLO DE MODULOS FOTOVOLTAICOS**

El adecuado dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos (MFV) conectados a cada inversor es de carácter prioritario para un correcto funcionamiento de la planta de GD. La selección de estos MFV garantiza que se de algún daño en los equipos por sobretensiones o sobrecorrientes.

Primero se debe determinar el tipo de modulo fotovoltaico a utilizar. Para el caso de este modelo se debe tener en cuenta que la planta fotovoltaica genera 3MW en función de 20 inversores de 150kW.

*Datos de la planta*

*Capacidad de generacion de la planta fotovoltaica = 3MW<sub>ac</sub>*

*Potencia maxima del inversor = 150kW<sub>p</sub>*

*No de inversores = 20*

El panel solar seleccionado posee los siguientes valores de voltaje, corriente y potencia, ver tabla 24. En el anexo A2 se podrá encontrar la hoja de datos técnicos para mayor información.

Voc	46.1 V
Isc	9.38 A
Pmp (Wp)	330 W
Vmp	37.3 V
Imp	8.87 A

Tabla 24. Valores de voltaje, corriente y potencia del MFV TALLMAX module TSM-PD14

#### **4.3.1.3 CALCULOS PARA TEMPERATURAS MÁXIMAS Y MÍNIMAS**

Para efectos prácticos, en este trabajo de graduación se procede a tomar los valores de temperatura de la zona de San Juan Opico, La Libertad. Según la SNET. Se toma como temperatura minina 10°C y para la temperatura máxima, se utiliza la ecuación 3:

$$T_c = T_A + G * \frac{TONC - 20}{800}$$

Ecuación 3: Temperatura de trabajo de celda.

Donde:

Tc: temperatura de trabajo de la celda.

Ta: temperatura ambiente.

TONC: temperatura nominal de la celda

G: Irradiancia

Según la SNET, la temperatura máxima registrada en La Libertad en 2022 es de  $35^{\circ}\text{C}$ . Utilizando la ecuación 3. Obtenemos un valor de temperatura máxima de  $66.25^{\circ}\text{C}$ . Para efectos prácticos se aproxima este valor y se realizarán los cálculos con una temperatura máxima de  $70^{\circ}\text{C}$ . Por lo tanto: **Temperatura mínima:  $10^{\circ}\text{C}$  y Temperatura máxima:  $70^{\circ}\text{C}$ .**

Determinado lo anterior se calculan los voltajes:

$$\Delta T_{10} = 25 - 10 = 15$$

$$\Delta T_{70} = 70 - 25 = 45$$

Según la hoja de datos del panel seleccionado:

$$\text{Coeficiente de temperatura } P_{MAX} = -0.41\%$$

$$\text{Coeficiente de temperatura } V_{OC} = -0.32\%$$

$$\text{Coeficiente de temperatura } I_{SC} = 0.05\%$$

Ecuaciones de temperaturas corregidas para valores máximos y mínimos.

$V_{mpp}$  a  $10^{\circ}\text{C}$

$$V_{mpp_{10}} = V_{mpp_{25}} + (\Delta T \times \text{coeficiente de temperatura de } V_{mpp})$$

$$V_{mpp_{10}} = 37.3 + (15 \times (-0.41)) = 31.15 \text{ V}$$

$V_{mpp}$  a  $70^{\circ}\text{C}$

$$V_{mpp_{70}} = V_{mpp_{25}} + (\Delta T \times \text{coeficiente de temperatura de } V_{mpp})$$

$$V_{mpp_{70}} = 37.3 + (45 \times (-0.41)) = 18.85 \text{ V}$$

$V_{oc}$  a  $10^{\circ}\text{C}$

$$V_{oc_{10}} = V_{oc_{25}} + (\Delta T \times \text{coeficiente de temperatura de } V_{oc})$$

$$V_{mpp_{10}} = 46.1 + (15 \times (-0.32)) = 41.3 \text{ V}$$



Isc a 70°C

$$Isc_{70} = Isc_{25} + (\Delta T \times \text{coeficiente de temperatura de Isc})$$

$$Isc_{70} = 9.38 + (45 \times (-0.05)) = 7.13 \text{ A}$$

Impp a 70°C

$$Impp_{70} = Impp_{25} + (\Delta T \times \text{coeficiente de temperatura de Isc})$$

$$Isc_{70} = 8.87 + (45 \times (-0.41)) = 6.62 \text{ A}$$

Ecuaciones 5. Ecuaciones para corregir temperatura.

Para dimensionar el arreglo de MFV se utilizan las siguientes ecuaciones:

Número de Módulos Fotovoltaicos máximos según datos del inversor

$$No \text{ MFV}_{max} = \frac{V_{max \text{ DC del inversor}}}{V_{OC \text{ de MFV}}}$$

Ecuación 4.

$$No \text{ MFV}_{max} = \frac{1500 \text{ V}}{41.3 \text{ V}}$$

$$No \text{ MFV}_{max} = 36.3196 \rightarrow 37$$

Número de strings por inversor según potencia máxima DC admisible por el inversor

$$No \text{ strings} = \frac{P_{max \text{ DC del inversor}}}{P_{nominal \text{ del MFV}} \times No \text{ MFV}_{max}}$$

Ecuación 5.

$$No \text{ strings} = \frac{150,000 \times 1.35 \text{ Wp}}{330 \text{ W} \times 37}$$

$$No \text{ strings} = 16.5847 \rightarrow 17$$

Considerando strings de 37 MFV:

$$V_{MPP\_string} = V_{MPP} \times No\ MFV_{max}$$

Ecuación 6.

$$V_{MPP\_string} = 37.3\ V \times 37$$

$$V_{MPP\_string} = 1380.1\ V$$

El valor de 1380.1 V se encuentra dentro del rango de voltajes MPP de trabajo del inversor.

Considerando un número de strings de 17 y una sola entrada independiente de MPPT:

$$I_{MPP\_string} = I_{MPP} \times No\ strings$$

Ecuación 7.

$$I_{MPP\_string} = 8.87\ A \times 17$$

$$I_{MPP\_string} = 150.79\ A$$

El valor de 150.79 A se encuentra dentro del rango de corriente MPP de trabajo del inversor.

Potencia por inversor:

$$P_{DC\_inversor} = No\ MFV_{max} \times No\ strings \times P_{MPP}$$

Ecuación 8.

$$P_{DC\_inversor} = 37 \times 17 \times 330$$

$$P_{DC\_inversor} = 207,570\ W$$

Considerando la potencia pico del esquema entregado para la elaboración del modelo de 150kWp, el nivel máximo permisible del inversor seleccionado para este es de 225kWp y que el sobredimensionamiento en base a los 150kWp es de 38.38%. Se considera aceptable un arreglo de 37 MFV en serie x 17 strings conectados a cada uno de los veinte inversores.

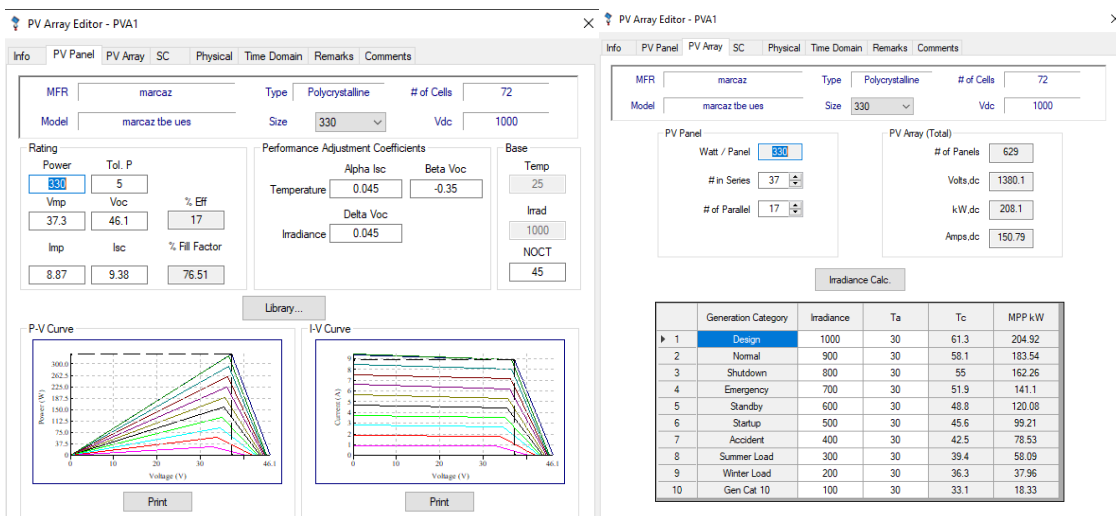
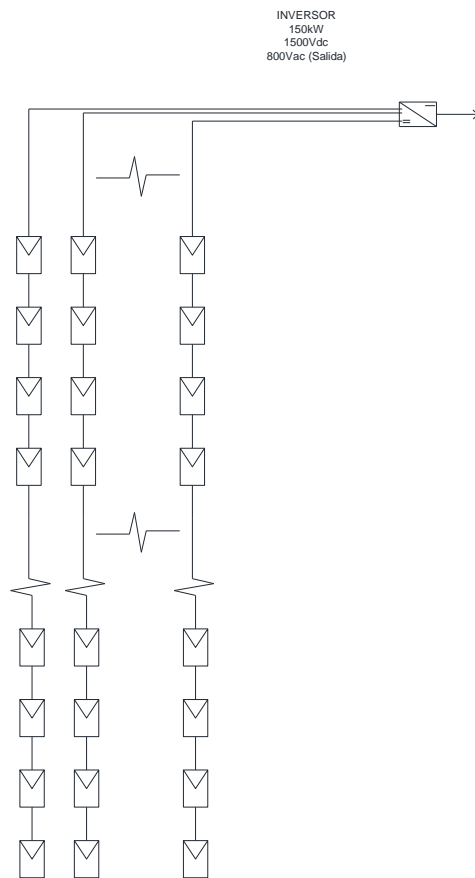


Figura 38. Distribución de módulos fotovoltaicos 37 MFV en serie x 17 strings y simulación del panel en ETAP. Fuente: Elaboración propia.

### 4.3.1.3 CONDUCTOR

Para dimensionar el conductor tanto en los niveles de CC o AC se considera los criterios de caída de tensión y capacidad de corriente.

#### 4.3.1.3.1 CONDUCTOR CC

Para el conductor de CC, se considera un cable monopolar, de acuerdo a la capacidad de corriente y tensión nominal. La tensión máxima de cada string y la corriente de cortocircuito del total de strings está dado por:

Tensión máxima de cada strings:

$$V_{Max\_string\_ETAP} = 1380.1 V$$

Corriente máxima de cortocircuito de strings:

$$I_{SC\_total} = I_{SC} \times No \ strings$$

Ecuación 9.

$$I_{SC\_total} = 9.38 A \times 17$$

$$I_{SC\_total} = 159.46 A$$

Con respecto al valor de corriente se aplica un factor de diseño de x1.25. Por lo cual:

$$I_{SC\_total \times 1.25} = 1.25 \times 178.22 A$$

$$I_{SC\_total \times 1.25} = 199.33 A$$

Además de lo anterior, se ha de verificar la caída de tensión admisible. Que estará dada por la siguiente ecuación:

$$\Delta V_{max} = n * \frac{\rho * L}{S} * I$$

Ecuación 10. Caída de tensión admisible.

Donde:

$\Delta V_{max}$  : Caída máxima de tensión admisible (V), tiene que ser menor al 7% de la tensión nominal.

$n$  : Factor de corriente. En este caso, para conexiones de 2 polos CC se usa un valor de 2.

$L$  : Longitud requerida del conductor en metros.

$S$  : Sección del conductor en milímetros cuadrados.

$\rho$  : Resistividad del conductor. ( $0.0172 \frac{\Omega}{m} * mm^2$  para conductores de cobre).

$I$  : Corriente cortocircuito total 199.33 A

Caída de tensión admisible:

$$\Delta V_{maxDC} = 0.07 * (37.3 V * 37)$$

$$\Delta V_{maxDC} = 96.61 V$$

Despejando  $S$  de la ecuación 10 y usando la distancia que existe desde los MFV hasta el inversor, que es de 50 m según diseño. Se obtiene el siguiente valor de  $S$  mínimo permisible para una caída de tensión aceptable:

$$S = n * \frac{\rho * L}{\Delta V_{max}} * I$$

Ecuación 11.

$$S = 2 * \frac{0.0172 * 50}{96.61} * 199.33$$

$$S = 3.55 mm^2$$

Considerando el valor de  $I_{SC\_totalx1.25}$ ,  $S$  mínimo calculado, un cable monopolar que opere a valores de 1500 V en CC y que este avalado por estándares internacionales. Se ha seleccionado el conductor: Photovoltaic Solar H1Z2Z2-K Cable, con un calibre de 35  $mm^2$ . Ver tabla 4. En el anexo A3 se podrá encontrar la hoja de datos técnicos para mayor información.

Calibre del conductor (mm <sup>2</sup> )	$\Delta V_{max}$ Calculado	$\Delta V_{maxDC}$	Capacidad al aire libre (A)
2.5	122.54	86.16	41
4	76.63	86.16	55
6	51.09	86.16	70
25	12.26	86.16	176
35	8.75	86.16	218

Tabla 25. Comparación de calibre según conductor seleccionado. Fuente: Elaboración propia.

#### 4.3.1.3.2 CONDUCTOR CA AGUAS ARRIBA DEL TRANSFORMADOR

Con respecto al conductor de AC, que se encuentra ubicado desde la salida de los inversores hasta el lado de baja del transformador (primario). Se considera la corriente de salida del inversor seleccionar, ver anexo A2. A este se le aplica un factor de diseño del 25% de igual manera que en la ecuación 12. Además, se tiene en cuenta su salida tetrapolar.

$$I_{SALIDA\_INVERSORx1.25} = 1.25 \times 151 \text{ A}$$

$$I_{SALIDA\_INVERSORx1.25} = 188.75 \text{ A}$$

Debido a lo anterior se ha seleccionado el conductor: RV-K - IEC 60502-1 XLPE PVC Cable, con un calibre de 95 mm<sup>2</sup> y cuatro polos. En el anexo A4 se podrá encontrar la hoja de datos técnicos para más información.

Además, usando la ecuación 13. Se verifica la caída de tensión admisible. Todas las distancias de los tramos desde la salida de cada uno de los 20 inversores hasta la entrada del gabinete AC son iguales. De 5 m. Por lo que el diseño de cada tramo es idéntico. Adicionalmente desde la salida del gabinete AC hasta el primario del transformador existen otros 5 m. Por lo tanto, la distancia para este cálculo es de 10 m.

$$\Delta V_{max} = n * \frac{\rho * L}{S} * I$$

Ecuación 13. Caída de tensión admisible.

Donde:

$\Delta V_{max}$  : Caída máxima de tensión admisible (V), tiene que ser menor al 7% de la tensión nominal.

$n$  : Factor de corriente. En este caso,  $\sqrt{3}$  para conexiones trifásica.

$L$  : Longitud requerida del conductor en metros. 10 m.

$S$  : Sección del conductor en milímetros cuadrados.  $95 \text{ mm}^2$ .

$\rho$  : Resistividad del conductor.  $(0.0172 \frac{\Omega}{\text{m}} * \text{mm}^2$  para conductores de cobre).

$I$  : Corriente a la salida del inversor. 151 A.

Caída de tensión admisible:

$$\Delta V_{maxAC} = 0.07 * 800 \text{ V}$$

$$\Delta V_{maxAC} = 56 \text{ V}$$

Introduciendo valores y resolviendo ecuación 13:

$$\Delta V_{max} = n * \frac{\rho * L}{S} * I$$

$$\Delta V_{max} = \sqrt{3} * \frac{0.0172 * 10}{95} * 151$$

$$\Delta V_{max} = 0.47 \text{ V}$$

Por lo anterior, la selección de este conductor queda justificado. El uso de neutro incluido en los cuatro polos, de carácter accesible. Es necesario para la conexión de un banco regulador de compensación de energía reactiva, regulación de potencia y otras características de calidad de energía vistas en el capítulo dos de este trabajo de graduación. Es necesario que la interconexión entre la planta de GD y la red se dé garantizando la calidad de energía.

#### **4.3.1.4 PROTECCIONES EN CC Y CA**

En el cálculo y selección de los elementos de protección se hará la diferencia entre las de CC y AC. Siempre usando el criterio de corriente y nivel de tensión.

##### **4.3.1.4.1 INTERRUPTOR AUTOMATICO EN CC**

De acuerdo con la corriente  $I_{SC\_total}$ . Se requiere regular una corriente de 199.33 A. Se ha seleccionado el interruptor automático con caja moldeada CS-MCCB de la marca CRADYSOLAR. Específicamente el modelo: CS-MCCB1500V-250-160A. Las principales características de estos interruptores son: posee 4 polos y tiene un disparo de 20 kA para protección contra cortocircuito, junto con un voltaje de 1500Vdc de entrada y una corriente nominal desde 80 a 630 A. al poseer 4 polos, se requiere una cantidad de 5 para agrupar los strings de los 20 inversores. Ver figura 39. En el anexo A4 se podrá encontrar la hoja de datos técnicos para más información.



Figura 39. Interruptor automático en CC a 1500V. CS-MCCB1500V-250-160A.

Fuente:CradySolar.

#### 4.3.1.4.2 INTERRUPTOR AUTOMATICO EN CA

De acuerdo con el DU, ver figura 3. El gabinete AC está conformado por un fusible AC individual y dedicado para cada inversor. Además de un interruptor automático, el cual es el mecanismo de disparo ante falla, cuya función es aislar la totalidad de la generación fotovoltaica en el lado de baja del lado de alta del transformador. Los datos de este interruptor están dados en el DU, y son: 1000  $V_{AC}$  y 2500 A.

#### 4.3.1.4.3 FUSIBLE AC

Para el cálculo de los fusibles en el lado de AC, se debe considerar la corriente de salida de los inversores multiplicada por un factor de diseño de 1.25 hasta 2.4 veces. En este caso se selecciona un factor de diseño de 1.25 en coordinación con el conductor de AC.

$$I_{SALIDA\_INVERSORx1.25} = 2.4 \times 151 \text{ A}$$

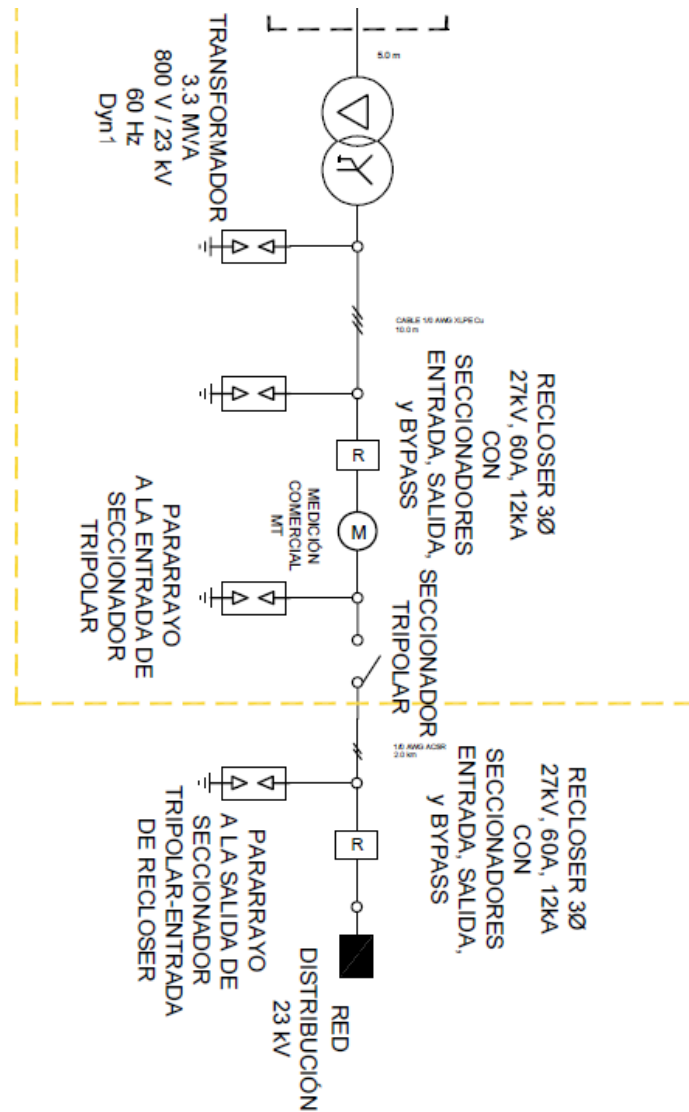


$$I_{SALIDA\_INVERSORx1.25} = 362.4 A \rightarrow 400 A$$

De tal forma que el fusible seleccionado es: fusible de alta velocidad, marca BUSSMANN. A valores de operación de 1000 V y 400 A. En el anexo A5 se podrá encontrar la hoja de datos técnicos para más información.

### 4.3.2 CALCULO DE ELEMENTOS Y EQUIPOS EN EL LADO DE ALTA DEL TRANSFORMADOR

Si se hace un zoom en el DU desde el transformador de potencia hasta el punto equivalente de la red de media tensión. Se tiene el siguiente detalle, ver figura 40:



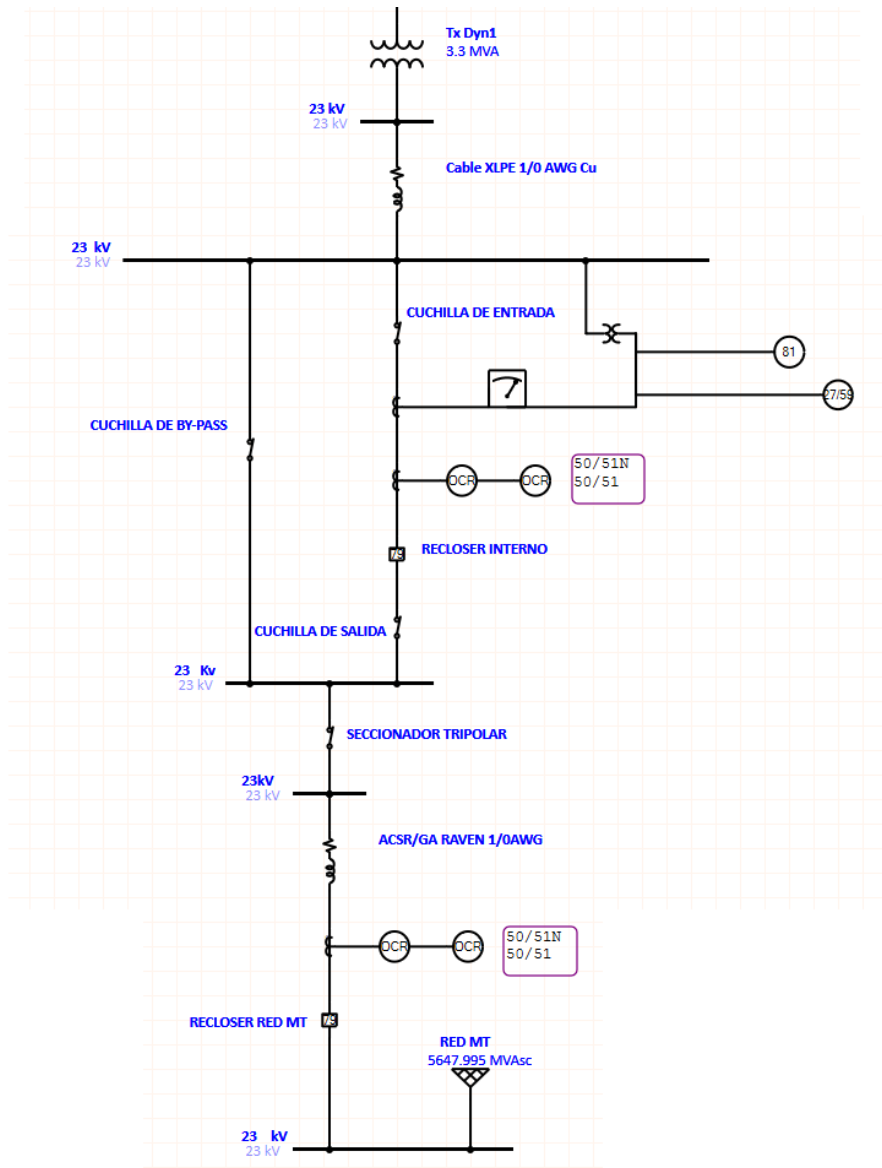


Figura 40. Diagrama unifilar con énfasis desde el transformador de potencia hasta el punto equivalente de la red de media tensión y su simulación en ETAP. Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente se presenta el diagrama unifilar del recloser interno de la planta, en coordinación con los relés y transformadores de instrumentos. Ver figura 41.

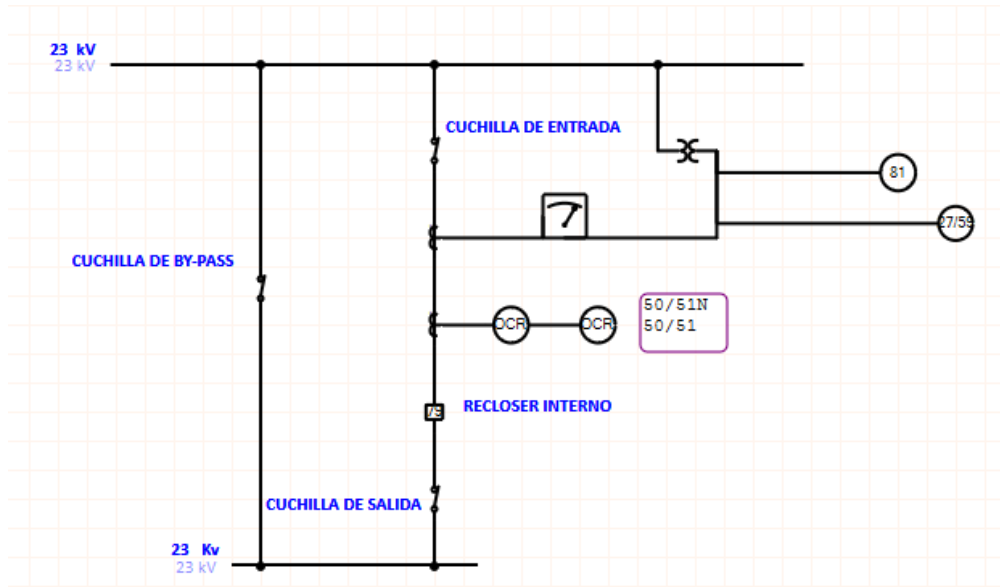
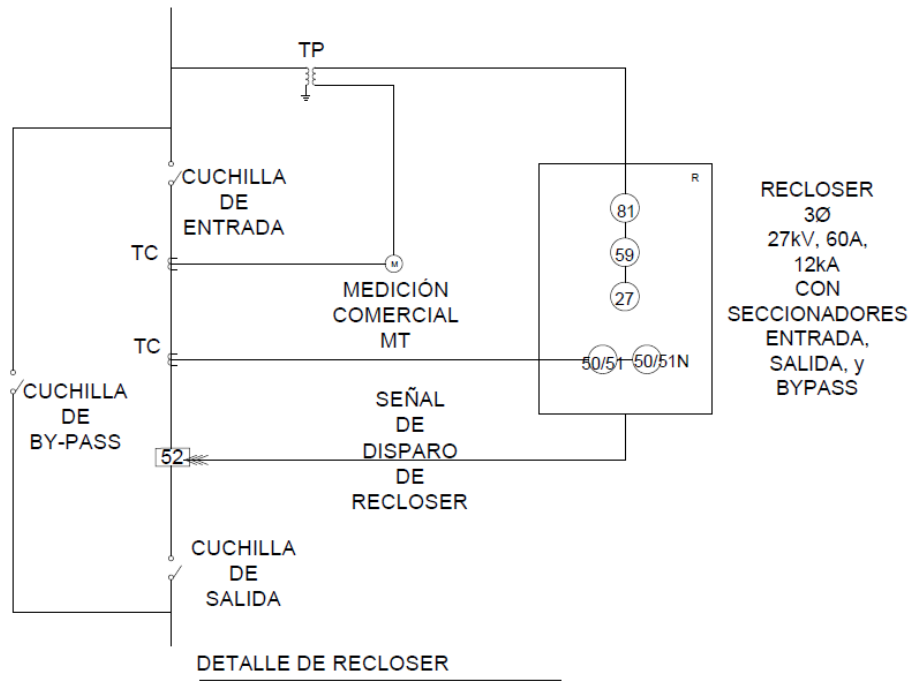


Figura 41. Diagrama unifilar del recloser interno de la planta, en coordinación con los relés y transformadores de instrumentos y su simulación en ETAP. Fuente: Elaboración propia

De lo anterior se concluye el siguiente listado de elementos según el DU, que abarca desde el transformador hasta el punto equivalente de la red de media tensión de la planta de GD.

Según DU en el nivel de alta del transformador

1. Transformador de potencia (Tx). 3.3 MVA, 800V/23kV, 60Hz, Dyn1
2. Pararrayo a la salida del Tx
3. Conductor en la zona de alta del transformador. Cable XLPE 1/0 AWG XLPE Cu, 10m
4. Pararrayo a la entrada del recloser (Rx)
5. Recloser (Rx) 3F, 27kV, 60A, 12kA. Con cuchillas de entrada, salida y bypass
6. Medidor comercial MT, Bidireccional.
7. Pararrayo a la entrada del Seccionador tripolar
8. Seccionador tripolar
9. Conductor en la zona de alta del transformador. Cable 1/0 AWG ACSR, 2km
10. Pararrayo a la entrada del Rx de la RED
11. Recloser (Rx) de RED 3F, 27kV, 60A, 12kA. Con cuchillas de entrada, salida y bypass
12. RED de la distribuidora
13. Detalles de coordinación de RELES, TCs y TPs

#### 4.3.2.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

La función primaria de un transformador de potencia es transformar la tensión del sistema de un nivel nominal a otro, normalmente aumentando o disminuyendo el voltaje y corriente eléctrica.

Para el dimensionamiento de este transformador se utilizando los datos proporcionados. Los cuales son: (Tx). 3.3 MVA, 800V/23kV, 60Hz, Dyn1. Se calcula la corriente del mismo en base a:

$$I_{Tx} = \frac{MVA_{Tx}}{Nivel\ de\ tension\ de\ linea\ x\ \sqrt{3}}$$

Ecuación. 14

$$I_{T_x} = \frac{3,300,000}{23,000 \times \sqrt{3}}$$

$$I_{T_x} = 82.9354 \text{ A}$$

Reliability	Remarks	Comment
Info	Tap	Protection
Rating	Grounding	Harmonic
Impedance	Sizing	

3.3 MVA ANSI Liquid-Fill Other 65 C 0.8 23 kV

Impedance	Z Base
Positive %Z: 1.77	MVA: 3.3
X/R: 3.734	Other 65
R/X: 0.268	
%X: 1.71	
%R: 0.458	
Zero %Z: 1.253	
X/R: 3.712	
R/X: 0.269	
%X: 1.21	
%R: 0.326	

Typical Z & X/R Typical X/R

Z Variation	Z Tolerance
@ -5 % Tap %Z: 1.77 % Z Variation: 0	+ 0 %
@ 5 % Tap %Z: 1.77 % Z Variation: 0	- 0 %

No Load Test Data (Used for Unbalanced Load Elements)

Figura 42. Impedancia del transformador en ETAP. Fuente: Elaboración propia

#### 4.3.2.2 PARARRAYOS

De forma general se llaman pararrayos a aquellos dispositivos destinados a absorber las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, fallas y/o maniobras. Los pararrayos están de acorde a lo indicado en el acuerdo 301-E-2003 emitido por SIGET. Dentro de sus funciones esta:

- ✓ Soportar el voltaje continuo para la cual ha sido diseñado a operar.
- ✓ Descargar cualquier energía transitoria del sistema en la forma de corriente, a la vez que prevenga que el voltaje a través del equipo sea excesivo.
- ✓ Operar en el mismo ambiente que el equipo protegido.

Las figuras 43 y 44 presentan características del tipo de pararrayo más utilizado en El Salvador en cuando a sistemas de distribución estimados para un nivel de tensión de 23,000 V.

VOLTAJE NOMINAL (KV rms)	DIMENSIONES cm	
	A	B
3	23.3	13.2
6	29.6	13.2
9	37.5	14.8
10	37.5	14.8
12	43.8	16.4
15	43.8	16.4
18	53.3	17.9
21	53.3	17.9
24	61.1	19.5
27	61.1	19.5
30	70.6	21.1
36	70.6	21.1

1 : Medido desde desde el eje axial del pararrayo

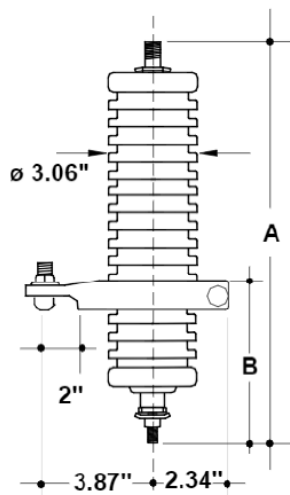


Figura 43. Aislador de porcelana con sus dimensiones sugeridas. Fuente: CAESS.

VOLTAJE NOMINAL (KV rms)	DIMENSIONES cm	
	A	B
3	15.24	23.41
6	15.24	23.41
9	15.24	23.41
10	15.24	23.41
12	25.65	33.57
15	25.65	33.57
18	25.65	33.57
21	36.07	44.20
24	36.07	44.20
27	36.07	44.20
30	36.07	44.20

1 : Medido desde desde el eje axial del pararrayo.

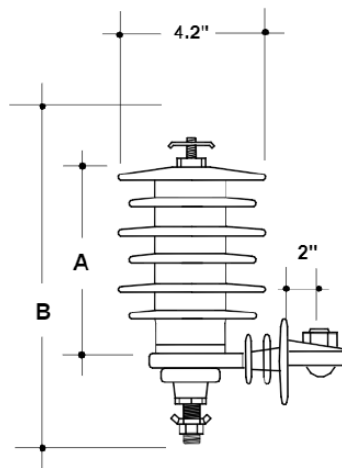


Figura 44. Aislador polimérico con sus dimensiones sugeridas. Fuente: CAESS.

### 4.3.2.3 CONDUCTOR

Para determinar y seleccionar el conductor en el nivel CA del lado del alta del transformador se utilizarán los datos proporcionados para la simulación del modelo.

### 4.3.2.3.1 CONDUCTOR AGUAS ABAJO DEL TRANSFORMADOR.

Las características son: CABLE XLPE 1/0 AWG XLPE CU para una distancia de 10m. Este conductor de cobre en configuración cableado compactado. Blindaje del conductor en polietileno reticulado semiconductor, aislamiento en polietileno reticulado (XLPE) y blindaje del aislamiento en polietileno reticulado semiconductor removible para instalación. Pantalla metálica en cinta de cobre (PC) con aplicación helicoidal y una cubierta externa con característica extra deslizable en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, al calor y la humedad. Ver figura 44. En el anexo A6 se podrá encontrar la hoja de datos técnicos para más información.

Para la distancia de 2.00 Km, desde el seccionador tripolar hasta el recloser de la red de distribución en media tensión se selecciona el cable tipo ACSR/GA RAVEN 1/0AWG de CENTELSA, que son usados en líneas aéreas de transmisión y distribución de energía eléctrica. También son usados como neutro portante para cables de distribución aérea tipo multiplex. Ver figura 45. En el anexo A6 se podrá encontrar la hoja de datos técnicos para mayor información.

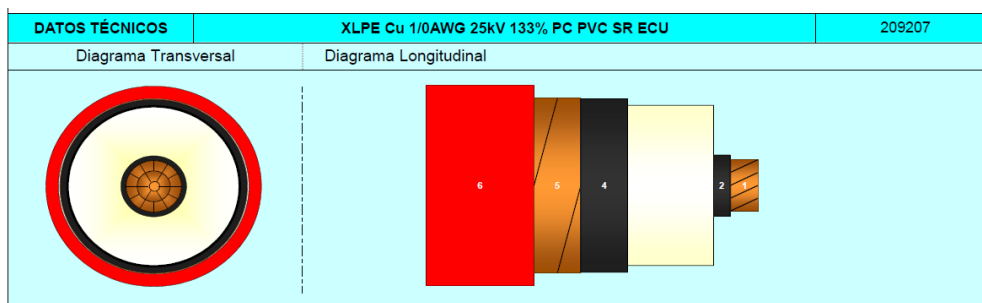


Figura 45. Cable XLPE 1/0 AWG CU, 10m. Fuente: Fabricante

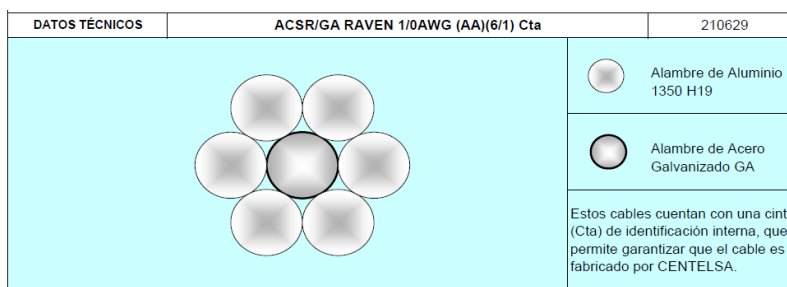


Figura 46. Cable XLPE 1/0 AWG CU, 2.00 Km. Fuente: Fabricante

### 4.3.2.3 MEDIDOR BIDIRECCIONAL

En El Salvador, se determina como: aparato que como mínimo registra el flujo de energía eléctrica en ambas direcciones, consumo e inyección y es capaz de registrar las diferencias entre consumo e inyección del sistema que está monitoreando.

### 4.3.2.4 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL Y TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

#### 4.3.2.4.1 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE (TC)

La función de un transformador de corriente es la reducir, a valores normales y no peligrosos, las características de corriente en un sistema eléctrico con el fin de permitir el empleo de aparatos de medición normalizados, por consiguiente, más económicos y que pueden manipularse sin peligro.

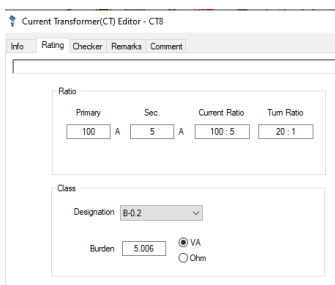


Figura 47. TC en ETAP. Fuente: Elaboración propia

#### 4.3.2.4.2 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP)

Los transformadores de tensión contienen un solo núcleo magnético, y normalmente están diseñados con tan solo un arrollamiento secundario. En caso necesario, los transformadores de tensión puestos a tierra (monofásicos) disponen de un arrollamiento de tensión residual adicional, aparte del arrollamiento secundario (arrollamiento de medida).



Figura 48. TP en ETAP. Fuente: Elaboración propia



## **4.4 SIMULACIÓN DEL MODELO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA PLANTAS FOTOVOLTAICAS CONECTADAS AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN EN ETAP 19.0.1**

### **4.4.1 ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES**

El estudio de coordinaciones de protecciones tiene por objetivo realizar una propuesta para los equipos de protección instalados en el punto de interconexión de la planta con la red, de tal manera que alguna posible falla no afecte a la red adyacente y/o otras redes cumpliendo con los principios de sensibilidad, selectividad, rapidez, confiabilidad y robustez.

Como se mencionó anteriormente, la simulación se realizó en ETAP 19.0.1 bajo los criterios de diseño del estándar IEEE 1547. Dicha norma se resumió en el capítulo 2 de este trabajo de graduación.

### **4.4.2 PUNTOS IMPORTANTES PARA LA OPERACIÓN**

La protección del punto de interconexión debe permitir la operación normal del sistema de la planta de GD de acuerdo con el esquema de operación de la red. Debe existir coordinación entre esta protección y la de usuarios y otras subestaciones en el mismo circuito. De manera que se respete el principio de selectividad en su conjunto.

Según el STD IEEE 1547:

- ✓ La planta de GD no debe energizar el área del sistema eléctrico de potencia cuando este fuera de servicio.
- ✓ Cuando una falla es despejada por los equipos aguas arriba, se recomienda sincronizar la planta de GD de 5 a 600 s.
- ✓ La planta de GD debe dejar de energizar el área que este alimentando en caso de fallas instantáneamente.
- ✓ La planta de GD no debe causar problemas en la calidad de energía.
- ✓ La protección de la planta de GD debe garantizar que cuando el equipo de protección aguas arriba realice una apertura, la planta quede fuera de servicio.

#### **4.4.3 PUNTOS IMPORTANTES PARA LA COORDINACION DE PROTECCIONES**

Ante alguna falla en la red de distribución, las protecciones de la planta de GD deben ser tan sensibles para aislarla y evitar una condición insegura en la red. Como en el caso de esta tecnología de generación no existe un aporte considerable por corrientes de falla provenientes de plantas fotovoltaicas el recloser no estará ajustado para sobrecorrientes sino por las protecciones de tensión y frecuencia. Dichas protecciones deberán cumplir con el principio de selectividad para proteger los equipos de la planta.

En este trabajo de graduación se considera la instalación de un recloser propio en la planta de GD, así como otras aguas arriba del lado de la red de distribución en media tensión. Este recloser propio debe proveer señales de estados y telemetría de parámetros de acuerdo con el STD IEEE 1547. Las protecciones mínimas instaladas que recogerán datos son los relés: 25, 27, 32, 50, 51, 59 y 81. Para alimentar estos dispositivos el recloser tendrá un transformador de corriente y potencial.

Ante cualquier falla en las instalaciones internas de la planta de GD, considérese desde las cadenas de módulos fotovoltaicos hasta aguas abajo del recloser. Deberán ser despejadas por los equipos respectivos sin afectar la red de eléctrica de distribución en media tensión. En caso de no ser así, el recloser debe aislar la planta de GD de la red de distribución.

En la figura 40 de este capítulo se muestra el diagrama propuesto. De este se destaca:

- Uso de cuchillas de entrada y salida, así como de by-pass al recloser de interconexión.
- Instalación de un TP de doble devanado para medición y protección
- Instalación de un TC para medición. (El recloser ya posee su propio TC para protección)
- Usar las funciones 25, 27, 32, 50, 51, 59 y 81 según el STD IEEE 1547

#### **4.4.4 RELES IMPLEMENTADOS**

En la tabla 10 del capítulo dos de este trabajo de graduación se presenta los tipos de relés para GD. De acuerdo con el tipo de tecnología de la planta de GD en estudio, se definirán los siguientes:

Los relés de estudio para este trabajo de graduación son los siguiente:

<b>Función y número IEEE de relé</b>	<b>Descripción</b>
<i>Sync-check</i> (25). Verificación de sincronización.	Relé de sincronización o comprobación de sincronismo. Dispositivo de sincronización que produce una salida que causa el cierre cuando hay diferencia de ángulo en la fase cero de dos circuitos. Podría incluir el control de voltaje y velocidad. Un relé de verificación de sincronización permite conectar en paralelo dos circuitos que están dentro de los límites prescritos de magnitud de voltaje, ángulo de fase y frecuencia.
<i>Under/overvoltage</i> (27/59). Bajo/sobrevoltaje	Un dispositivo que opera cuando su voltaje de entrada es menor que un valor predeterminado (27). Un dispositivo que opera cuando su voltaje de entrada excede un valor predeterminado (59).
<i>Directional power</i> (32). Dirección del flujo de potencia	Un dispositivo que opera con un valor predeterminado de flujo de potencia en una dirección determinada.
<i>Negative phase sequence current</i> (46). Corriente de secuencia de fase negativa	Un dispositivo en un circuito polifásico que funciona sobre un valor predeterminado de corriente polifásica en una determinada secuencia o cuando la corriente de secuencia de fase negativa excede un valor preestablecido.
<i>Instantaneous phase overcurrent</i> (50). Fase instantánea de sobrecorriente	Un dispositivo que opera sin coordinación o tiempo de retraso cuando la corriente excede un valor predeterminado.
<i>Phase overcurrent</i> (51). Sobrecorriente de fase	Un dispositivo que funciona cuando la entrada de corriente alterna (CA) excede un valor predeterminado y en el cual la corriente de entrada y el tiempo de operación están inversamente relacionados a través del rendimiento.
<i>Voltage-restrained overcurrent</i> (59). Sobrecorriente restringida por voltaje	Un relé de sobrecorriente que cambia su sensibilidad según los diferentes niveles de voltaje.
<i>Under/overfrequency</i> (81 U/O). Baja/alta frecuencia	Un dispositivo que responde a la frecuencia de una cantidad eléctrica. Opera cuando la frecuencia excede o disminuye según un valor predeterminado.

Tabla 10. Tipos de relés a usar en la planta de GD, según tecnología fotovoltaica. Fuente:

IEEE 1547-2003

#### 4.4.5 DEFICION DE PROTECCIONES

Usando como referencia un voltaje de salida de 120 V para los TPs. Se calculan las protecciones 27, 59 y 81 según el STD IEEE 1547 y ANSI C84.1 (descritos en el capítulo 2do de este trabajo de graduación).

El STD IEEE 1547 establece los siguientes criterios para proteger la planta de GD por variaciones de tensión (puede verse en el capítulo 2, apartado 2.3.8 Voltaje):

Las funciones de protección del sistema de interconexión deben detectar los valores RMS o de tensión fase-fase, exceptuando cuando el transformador que se conecta a la red sea de configuración estrella-estrella sólidamente aterrizada.

Cuando algún valor de tensión este dentro de los rangos incluidos en la tabla 26, el equipo de generación tiene que dejar de energizar a la red en el tiempo de despeje mostrado.

Rango de voltaje (% de la tension base. a*)	Tiempo de despeje (s) b*
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

Tabla 26. Respuesta del sistema de interconexión a voltajes anormales. Fuente: IEEE 1547-2003

**a\*:** El voltaje base es el voltaje nominal del sistema indicado en ANSI C84.1 Tabla 1.

**b\*:**  $GD \leq 30$  kW, tiempo máximo de despeje.  $GD > 30$  kW, tiempos de despeje predeterminados.

#### RELÉ 27

Este relé se calibra de acuerdo con la tabla 26. Se calcula usando la relación de transformación de los TPs en 120 V:

$$V_{(fase-fase)} = 23kV \Rightarrow RTP = \frac{23000}{120} = 191.67 V$$

$$Disparo = \frac{V_{(fase-fase)} * 0.80}{RTP} = \frac{23,000 * 0.80}{191.67} = 96 V$$

$$Alarma = \frac{V_{(fase-fase)} * 0.88}{RTP} = \frac{23,000 * 0.88}{191.67} = 106 V$$

Según la tabla 17, para la planta de GD > 30kW se usa el tiempo de despeje de la tercera fila. Para la planta de GD se define el tiempo de disparo del relé 27 en 1.00 segundos. De esta forma se evita disparos indeseados por sobretensiones temporales que pueda soportar la planta.

### **RELÉ 59**

Este relé se calibra de acuerdo con la tabla 26. Se calcula usando la relación de transformación de los TPs en 120 V:

$$V_{(fase-fase)} = 23kV \Rightarrow RTP = \frac{23000}{120} = 191.67 V$$

$$Disparo = \frac{V_{(fase-fase)} * 1.2}{RTP} = \frac{23,000 * 1.2}{191.67} = 144V$$

$$Alarma = \frac{V_{(fase-fase)} * 1.1}{RTP} = \frac{23,000 * 1.1}{191.67} = 132 V$$

Según la tabla 17, para la planta de GD > 30kW se usa el tiempo de despeje de la tercera fila. Para la planta de GD se define el tiempo de disparo del relé 59 en 1.00 segundos. De esta forma se evita disparos indeseados por sobretensiones temporales que pueda soportar la planta.

El relé 27 y 59 no son direccionales. Por lo tanto, cualquier variación en la red podría hacer que el recloser entre en operación si se configuran tiempos muy sensibles. Además, este valor está acorde al ROBCP anexo 12.

## RELÉ 81

Para definir los ajustes de protección por frecuencia anormal de este relé se usa la tabla 27.

Tamaño de GD	Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo de despeje (s)
≤ 30kW	> 60.5	0.16
	< 59.3	0.16
> 30kW	> 60.5	0.16
	< {59.8 a 57} (ajustable)	Ajustable 0.16 a 300
	< 57	0.16

Tabla 27: Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales. Fuente: IEEE 1547-2003

GD ≤ 30 kW, tiempo máximo de despeje. GD > 30kW, tiempos de despeje predeterminados.

### RELÉ 81U (baja frecuencia)

Para este relé 81u se va a emplear solo una de las etapas de protección de baja frecuencia. Para una frecuencia de 57 Hz y según la tabla 27 del STD IEEE 1547 el tiempo de despeje es de 0.16 s. Que además está de acorde al ROBCP anexo 12. Pero para mantener en coordinación los ajustes de los equipos y evitar disparos indeseados se ajusta en 1.00 segundo.

### RELÉ 81O (sobre frecuencia)

Para este relé 81o se va a emplear solo una de las etapas de protección de sobre frecuencia. Para una frecuencia de 63 Hz y según la tabla 27 del STD IEEE 1547 el tiempo de despeje es de 0.16 s. Que además está de acorde al ROBCP anexo 12. Pero para mantener en coordinación los ajustes de los equipos y evitar disparos indeseados se ajusta en 1.00 segundo.

En la tabla 28 se resumen los ajustes de los relés definidos anteriormente. Estos valores deberán ser parametrizados en todos los inversores de la planta de GD y en el recloser de protección.

Protección	Descripción	Unidad	Ajuste	Tipo	Tiempo (s)
27	Bajo Voltaje	PU	0.80	Disparo	1.00
59	Sobrevoltaje	PU	1.20	Disparo	1.00
81u	Baja Frecuencia	Hz	57.00	Disparo	1.00
81o	Sobrefrecuencia	Hz	63.00	Disparo	1.00

Tabla 28. Relés definidos. Fuente: Elaboración propia

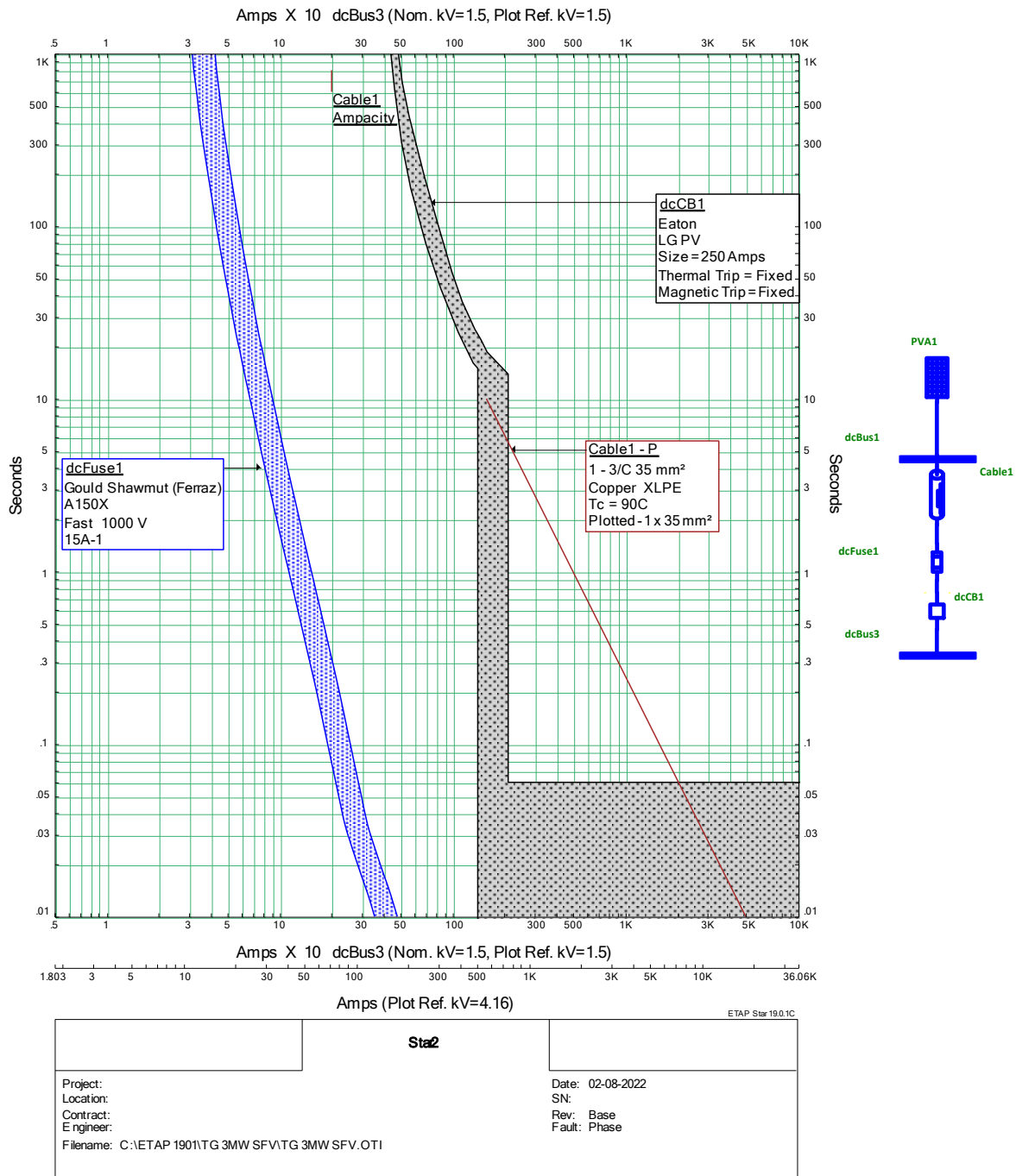
### **RELÉ 50/51P y 50N/51N**

Para el cálculo de las protecciones 50/51. En el punto de interconexión se tomará en cuenta la máxima potencia disponible por el transformador y la inyección de la máxima de la planta. La configuración del transformador definido en este capítulo es DYn1, es decir que el equipo dispondrá de una corriente de falla monofásica.

En las figuras 39 y 40 se muestran diagramas unifilares de las protecciones a ser implementados en la planta de GD y la red en el punto de interconexión considerando las recomendaciones del STD IEEE 242-2001. Debido a la configuración, potencia y distancia de la planta se puede destacar:

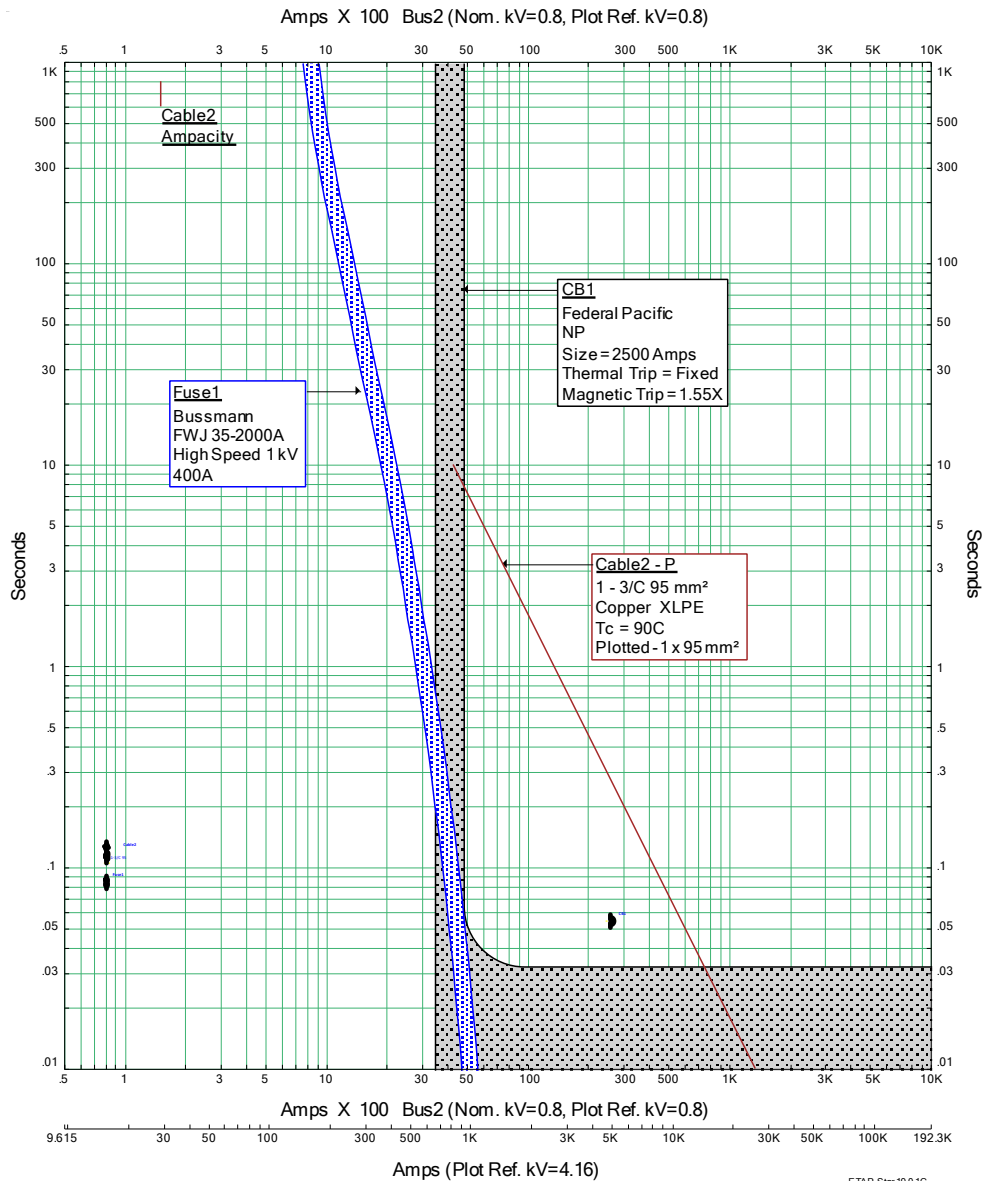
1. El punto de interconexión con la red de distribución en media tensión el recloser debe operar con las funciones 50/51 por fase y tierra.
2. El recloser servirá de protección para el transformador de la planta de GD, por lo que no se requiere de otro equipo adicional. Según el STD IEEE 242-2001 y que la potencia del transformador es de 3.3MVA, no se requiere el uso de una protección diferencial de corriente.
3. Para los inversores, se debe implementar tiempos de ajuste en coordinación con los relés definidos en la tabla 28.
4. Para las protecciones en general, usar equipos adecuados al nivel de falla.

## 4.4.6 CURVAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES



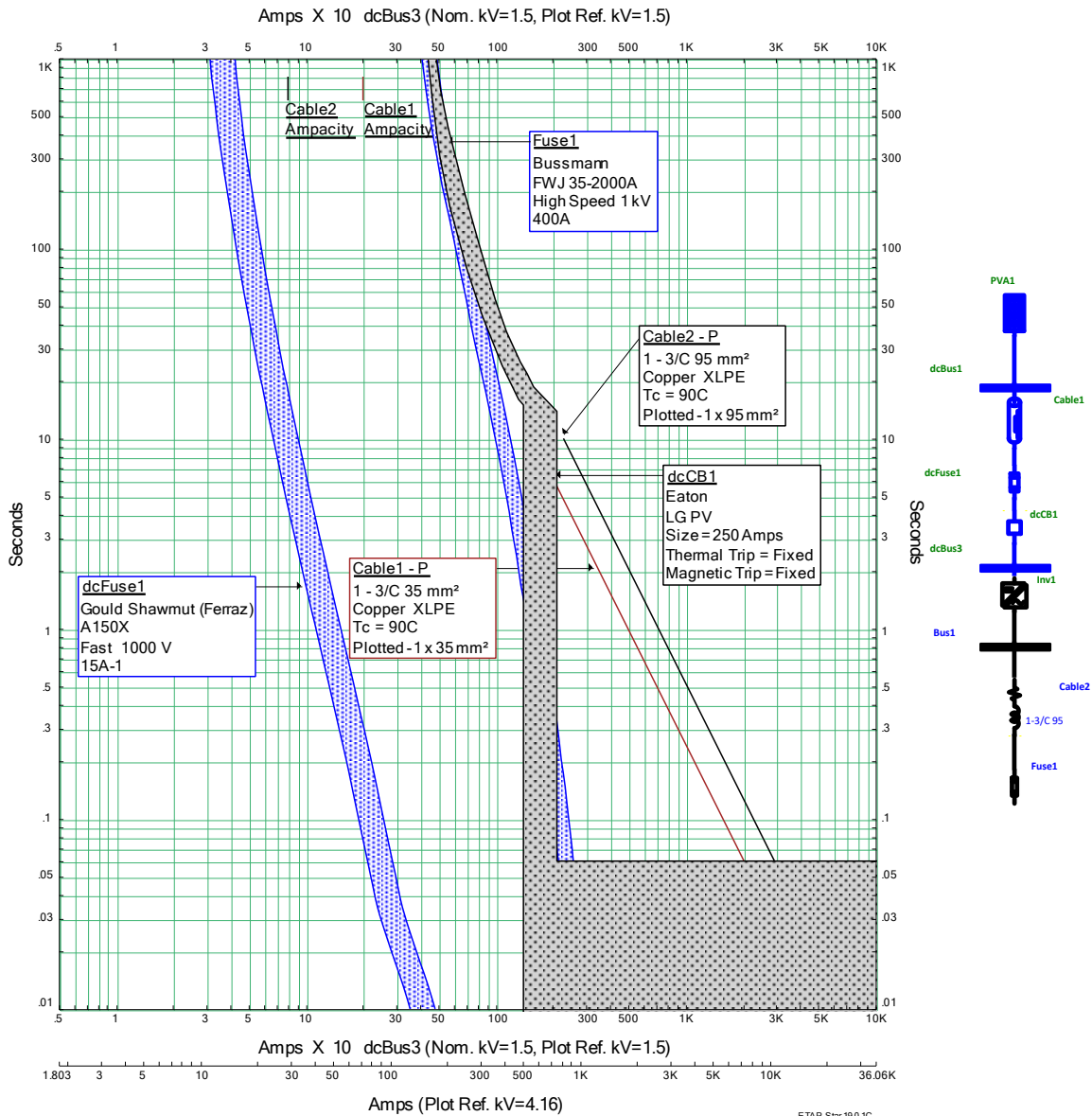
Cdp 1. Diagrama unifilar de los elementos en CC y su coordinación de protecciones en ETAP. Fuente: Elaboración propia





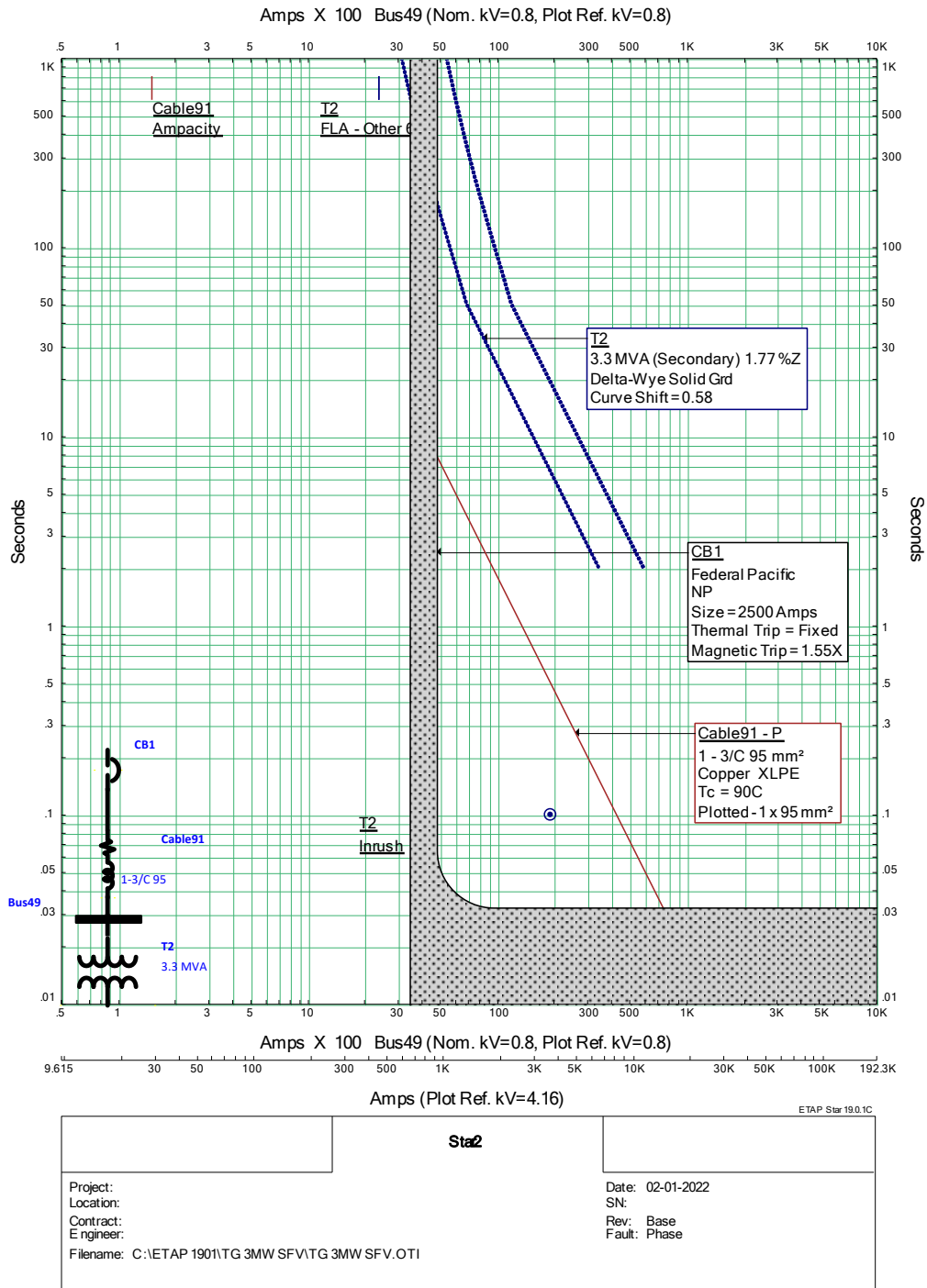
Sta2	
Project:	Date: 02-08-2022
Location:	SN:
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Phase
Filename: C:\ETAP 1901\TG 3MW SFV\TG 3MW SFV.OTI	

Cdp 2. Coordinación de protecciones en ETAP del fusible y circuit breaker en CA en el lado de baja del transformador. Fuente: Elaboración propia.

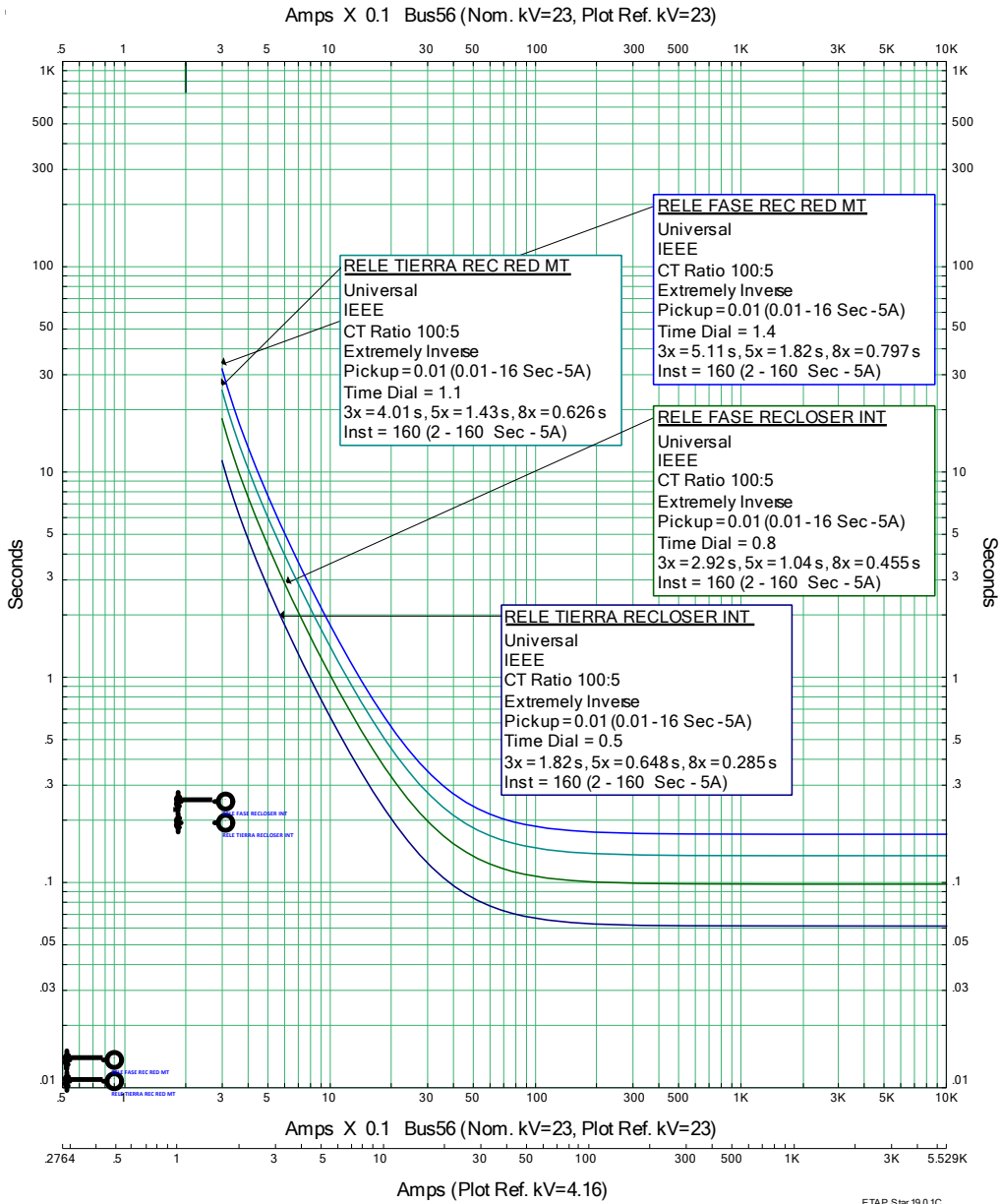


<b>Sta2</b>		ETAP Star 19.0.1C
Project:		Date: 02-08-2022
Location:		SN:
Contract:		Rev: Base
Engineer:		Fault: Phase
Filename: C:\ETAP 1901\TG 3MW SFV\TG 3MW SFV.OTI		

Cdp 3. Diagrama unifilar desde el MFV hasta el fusible CA y su coordinación de protecciones en ETAP. Fuente: Elaboración propia.

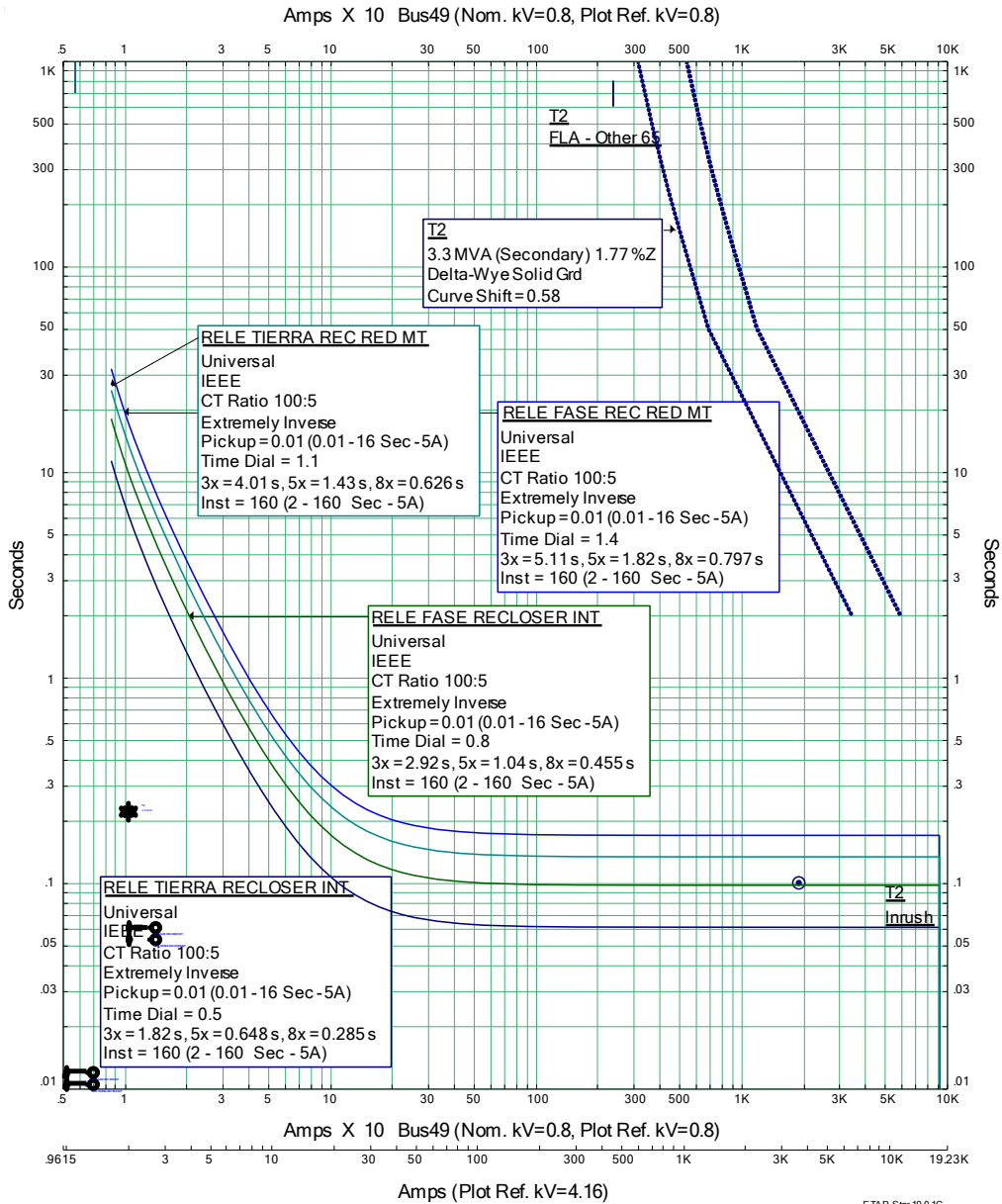


Cdp 4. Diagrama unifilar del transformador de la planta y CB principal de los inversores de la planta y coordinación de protecciones en ETAP. Fuente: Elaboración propia



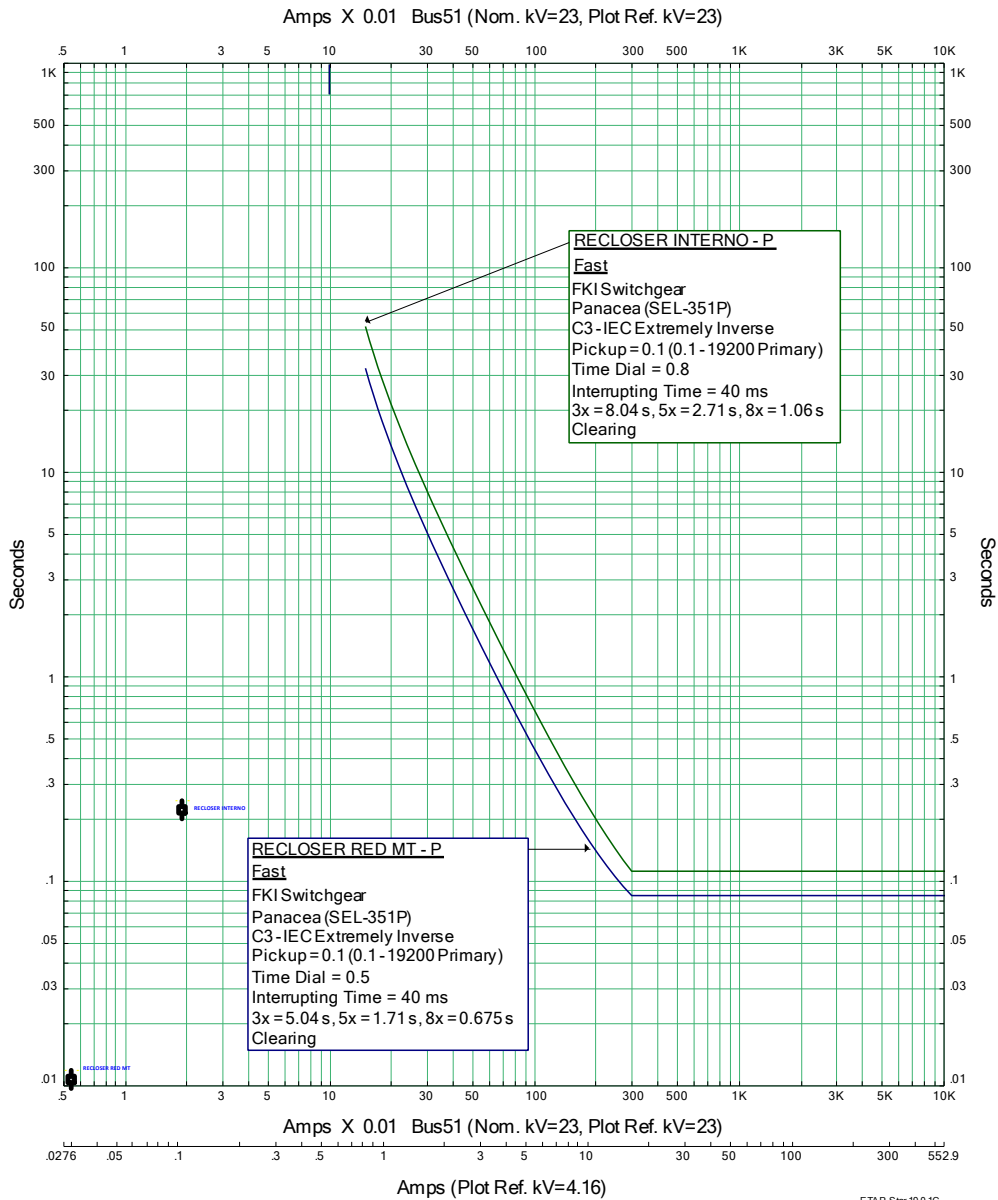
<b>Sta2</b>		
Project: Location: Contract: Engineer: Filename: C:\ETAP 1901\TG 3MW SFV\TG 3MW SFV.OTI	Date: 02-08-2022 SN: Rev: Base Fault: Phase	

Cdp 5. Coordinación de protecciones de relés en ETAP. Fuente: Elaboración propia



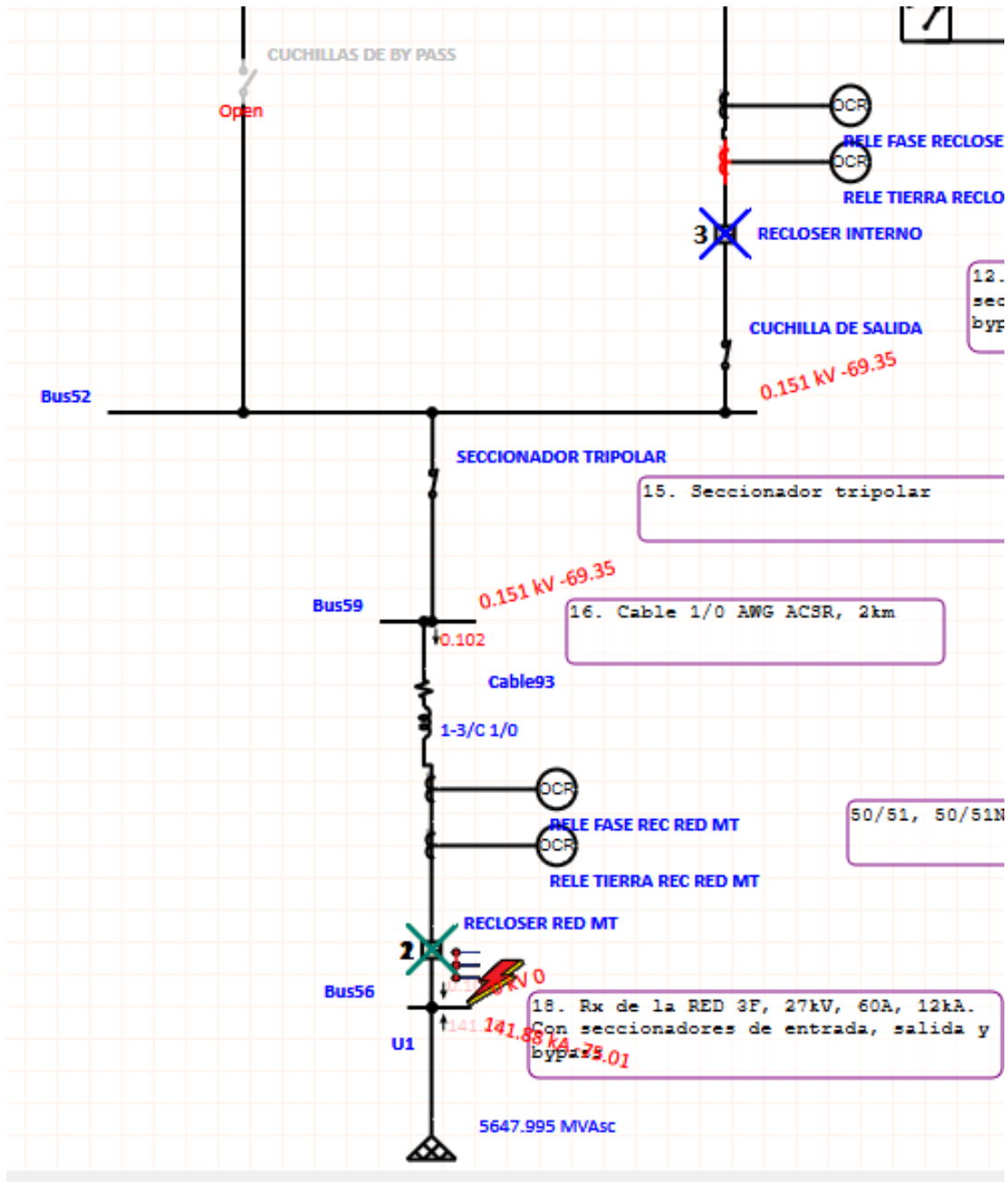
<b>Sta2</b>	
Project: Location: Contract: Engineer: Filename: C:\ETAP1901\TG 3MW SFV\TG 3MW SFV.OTI	Date: 02-08-2022 SN: Rev: Base Fault: Phase

Cdp 6. Coordinación de protecciones de relés y transformador en ETAP. Fuente:  
Elaboración propia

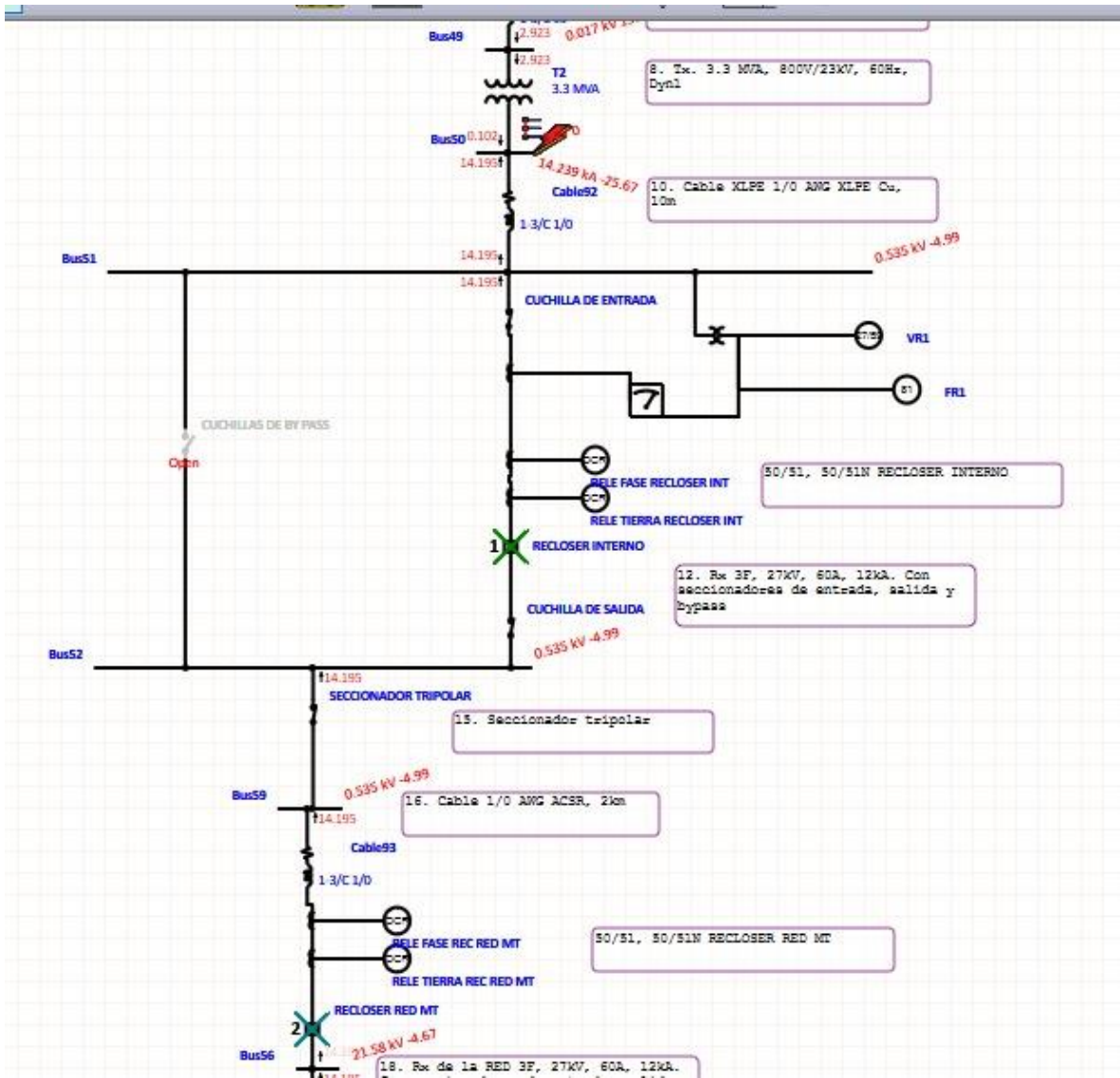


<b>Sta2</b>		ETAP Star 19.0.1C
Project: Location: Contract: Engineer: Filename: C:\ETAP 1901\TG 3MW SFV\TG 3MW SFV.OTI	Date: 02-08-2022 SN: Rev: Base Fault: Phase	

Cdp 7. Coordinación de protecciones de recloser en ETAP. Fuente: Elaboración propia.

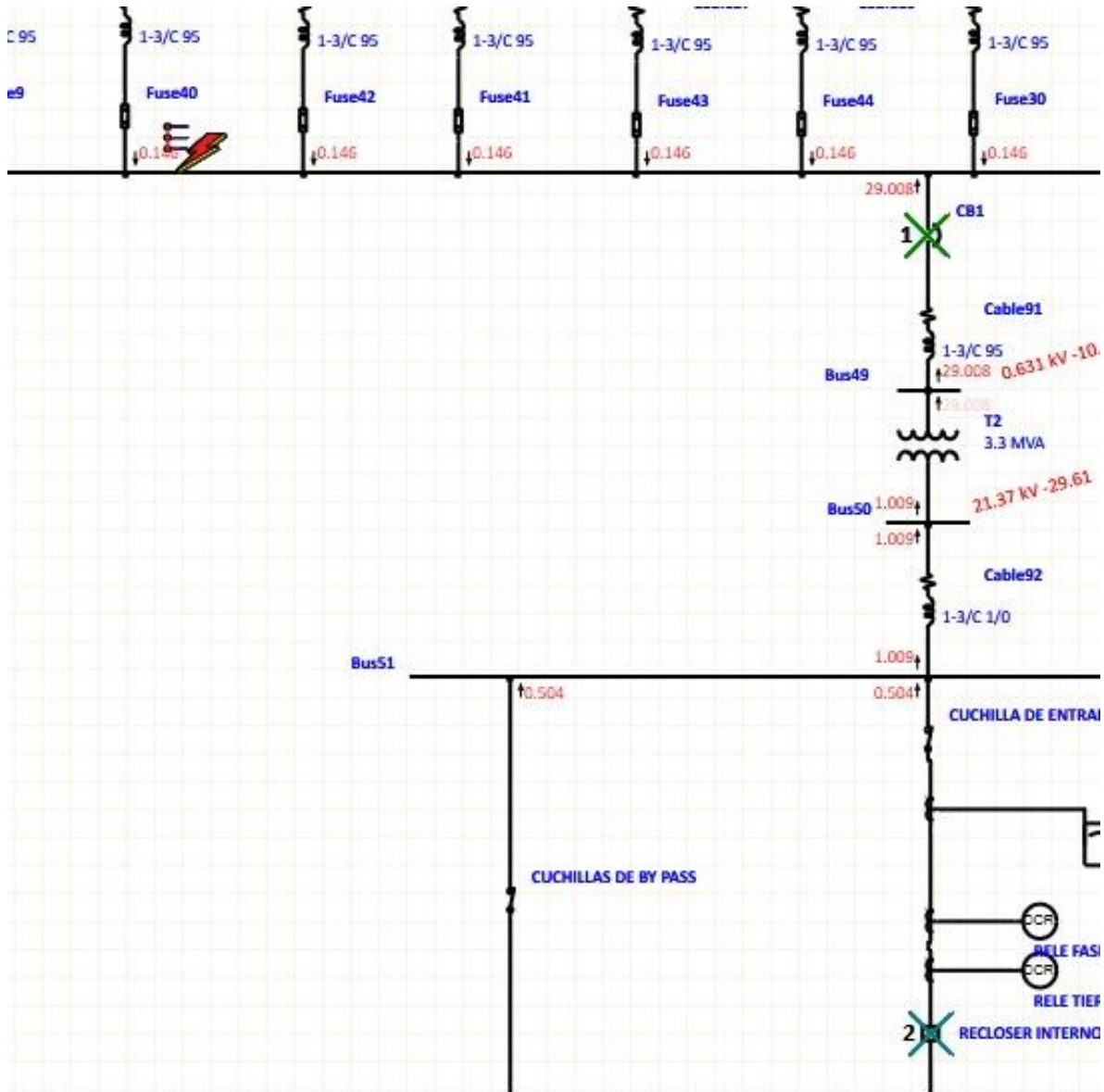


Cdp 8. Simulación de disparo, falla en bus de la red exterior en ETAP. Fuente: Elaboración propia.



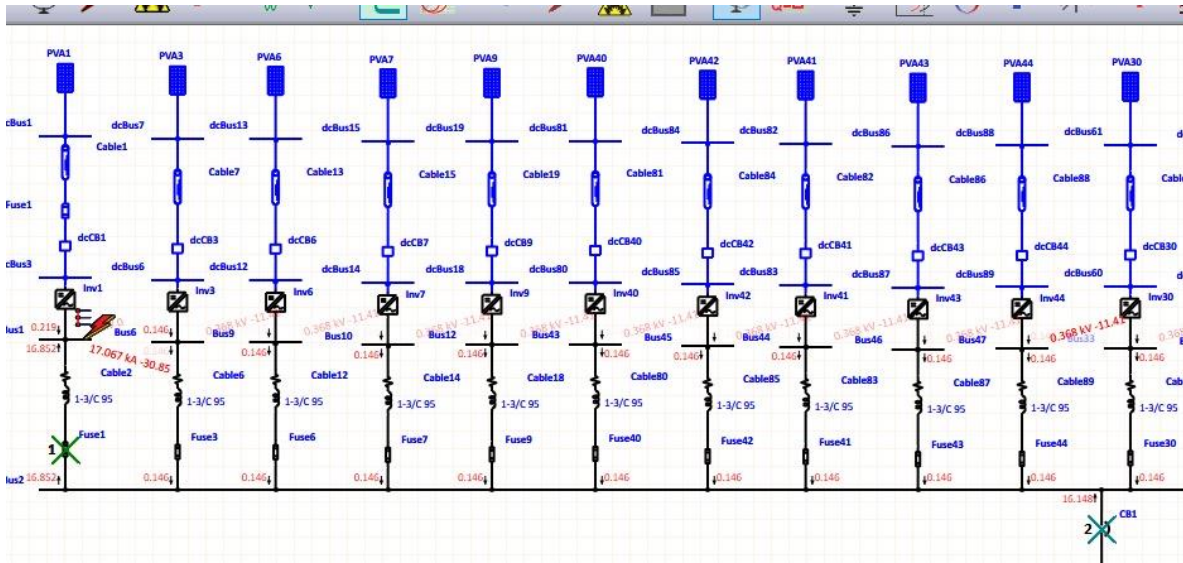
Cdp 9. Simulación de disparo, falla en bus aguas abajo del transformador en ETAP. Fuente: Elaboración propia.





Cdp 10. Simulación de disparo, falla en bus aguas abajo del arreglo de MFV en ETAP.

Fuente: Elaboración propia.



Cdp 11. Simulación de disparo, falla en el fusible aguas abajo del inversor de MFV en ETAP. Fuente: Elaboración propia.

## CONCLUSIONES

- A. El diagrama unifilar para la operación de un sistema fotovoltaico de 3.00 MW conectado a la red de distribución en media tensión del sistema eléctrico de El Salvador debería incluir todos los equipos y elementos seleccionados en base al Estándar IEEE 1547.
- B. La coordinación de tiempos de plantas fotovoltaicas conectadas en distribución debe estar en base Estándar IEEE 241 en coordinación con reglamentación nacional y detalles particulares de la planta.
- C. Se llevo a cabo un análisis de cortocircuito en cuatro buses distintos utilizando el software ETAP generando las curvas de coordinación respectivas, donde se verifico el correcto disparo de los equipos a despejar la falla según el caso con base a los tiempos establecidos en el Estándar IEEE 1547.
- D. La confiabilidad del Estándar IEEE 1547 y el IEEE 241 en relación con la nueva tendencia del tipo de generación distribuida permitió diseñar y simular una planta fotovoltaica conectada a la red de distribución en media tensión. Cumpliendo los esquemas tradicionales de la red utilizados por las empresas distribuidoras de energía eléctrica.
- E. El esquema propuesto en este trabajo de graduación determina un modelo confiable, moderno y eficaz para interconectar este tipo de generación distribuida a las redes convencionales en distribución a un nivel de media tensión.
- F. Los tiempos seleccionados para esta planta de generación distribuida aseguran la correcta coordinación de protecciones entre la planta y el recloser de la red de distribución en media tensión garantizando el cumplimiento de los requerimientos de seguridad, selectividad, rapidez, confiabilidad y robustez en la coordinación de protecciones.

## RECOMENDACIONES

- A. Se recomienda realizar un trabajo de graduación enfocado en el análisis transitorio y estudio de flujo de potencia, como una continuación a la investigación realizada en este trabajo de graduación.
- B. Se recomienda que la SIGET elabore normas enfocadas a la regulación de plantas de generación conectadas en la red de distribución para garantizar una estabilidad y confiabilidad en el mercado eléctrico nacional.
- C. La SIGET debe aprobar normas técnicas que consideren la coordinación de protecciones de plantas de generación conectadas en distribución para garantizar la operación correcta con la red de distribución en media tensión y evitar que la planta opere en modo isla o en condiciones inseguras, las protecciones sugeridas se detallan a continuación.

Protección	Descripción	Unidad	Ajuste	Tipo	Tiempo (s)
27	Bajo Voltaje	PU	0.80	Disparo	1.00
59	Sobrevoltaje	PU	1.20	Disparo	1.00
81u	Baja Frecuencia	Hz	57.00	Disparo	1.00
81o	Sobrefrecuencia	Hz	63.00	Disparo	1.00

Tabla 28. Relés definidos. Fuente: Propia

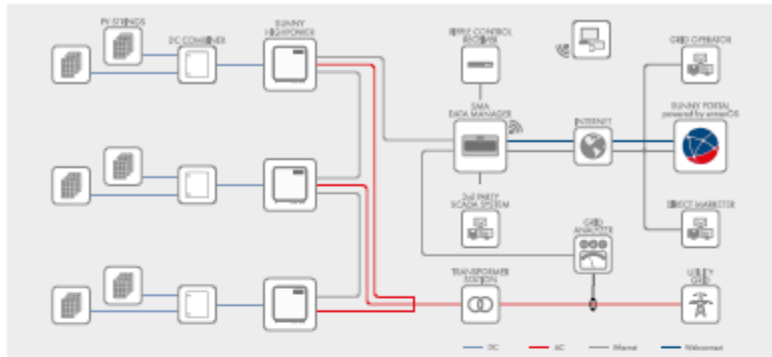
- D. La topología que presenta este trabajo de graduación es basada en el Estándar IEEE 1547, el cual es un estándar con la confiabilidad y robustez mínima necesarias.
- E. Este trabajo de graduación no debe ser tomado como una guía específica para la coordinación de una planta. Cada proyecto presenta características propias que deben ser consideradas en el diseño. Tanto como el lado de la red eléctrica como del lado del cliente.

## **BIBLIOGRAFIA**

- Energía solar pasiva: orígenes y aplicaciones. <https://www.hogarsense.es/energia-solar/energia-solar-pasiva>.
- Estimación radiación solar - CALCULATIONSOLAR BLOG
- Radiación solar, Wikipedia, la enciclopedia libre.
- Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), Categorización de actividades, obras o proyectos 2017. El Salvador, Centro América, 2017.
- Los cinco movimientos de la tierra. Astronomía, 10 de julio 2010 por Milhaud
- Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET)
- Mapa de Sistema de Referencia Territorial (SNET)
- IEEE Std 242-2001 “Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”
- 1547.2-2008 – “IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems1547.2-2008 - IEEE Application Guide for IEEE Std 1547(TM), IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”
- Reglamento General de Unidad de Transacciones.
- Acuerdo No. 29-E-2000, SIGET.
- Acuerdo No. 93-E-2008, SIGET.
- Consejo Nacional de Energía, PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2019-2028.

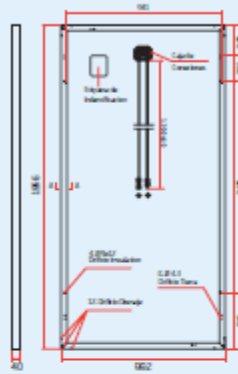
# ANEXOS

## A1

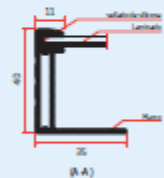


Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
<b>Input [DC]</b>		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
<b>Output [AC]</b>		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 (connected) to 0 (disconnected)	
Harmonic (THD)	< 2%	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3PE	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	99.1% / 98.8%
<b>Protective devices</b>		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -	● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Residual surge current type III AC / DC	● / ●	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC III, DC II	I / AC III, DC II
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (20.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lb)	
Operating temperature range	-25°C to 60°C (-13°F to 140°F)	
Noise emission (typical)	< 65 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
<b>Features / function / accessories</b>		
DC connection / AC connection	Terminated lug (up to 300 mm <sup>2</sup> ) / Screw terminal (up to 150 mm <sup>2</sup> )	
LED display (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedlink, Webconnect	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrack Global Peak / Integrated Peak Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Sense Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ● / ● / ●	
Certificates and approvals (known)	IEC 62109-1/2, AR-N4410, AR-N4411, CE, G116, C1/Q11, 2012, EN 50549, IFA 2017, DEWA	
● Standard feature ○ Optional feature - - Not available Data at nominal conditions Status: 12 / 2018		
Type designation	SHP 10020	SHP 15020

**DIMENSIONES DEL MÓDULO PV**  
TSM-PD14  
(Unidad: mm)

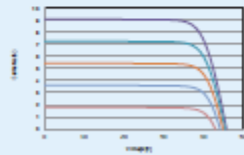


Vista trasera

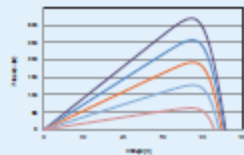


(A-A)

**CURVAS P-V DEL MÓDULO PV (320W)**



**CURVAS P-V DEL MÓDULO PV (240W)**



DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES STC	TSM-320 PD14	TSM-240 PD14	TSM-320 PD14	TSM-240 PD14
Potencia nominal P <sub>max</sub> (Wp)*	320	240	320	240
Tolerancia de potencia nominal (M)	0/+3	0/+3	0/+3	0/+3
Tensión en el punto P <sub>max</sub> -V <sub>mp</sub> (V)	32.1	32.2	32.3	32.6
Corriente en el punto P <sub>max</sub> -I <sub>mp</sub> (A)	9.93	9.76	9.97	9.95
Tensión en circuito abierto-V <sub>oc</sub> (V)	43.9	43.9	45.1	45.3
Corriente de cortocircuito-I <sub>sc</sub> (A)	9.10	9.23	9.30	9.39
Eficiencia del módulo (%)	16.3	16.0	17.0	17.3

\*V<sub>oc</sub> y I<sub>sc</sub> a 25°C y 1000 W/m<sup>2</sup>. Temperatura ambiente: 25°C. Radiación solar: 1000 W/m<sup>2</sup>. Humedad relativa: 50%.

DATOS ELÉCTRICOS EN CONDICIONES TNC	TSM-320 PD14	TSM-240 PD14	TSM-320 PD14	TSM-240 PD14
Potencia máx. P <sub>max</sub> (Wp)	230	242	246	249
Tensión en el punto P <sub>max</sub> -V <sub>mp</sub> (V)	34.4	34.3	34.6	34.9
Corriente en el punto P <sub>max</sub> -I <sub>mp</sub> (A)	6.91	7.02	7.11	7.14
Tensión en circuito abierto-V <sub>oc</sub> (V)	42.3	42.6	42.7	42.9
Corriente de cortocircuito-I <sub>sc</sub> (A)	7.23	7.47	7.37	7.38

\*V<sub>oc</sub> y I<sub>sc</sub> a 25°C y 1000 W/m<sup>2</sup>. Temperatura ambiente: 25°C y 1000 W/m<sup>2</sup>.

**DATOS MECÁNICOS**

Células solares	Múltiples células: 136.75 × 136.75 mm
Distribución de las células	72 células (6 × 12)
Dimensiones del módulo	1936 × 962 × 40 mm
Peso	22.3 kg
Vidrio	3.2 mm, alta transparencia, recubrimiento AR y vidrio solar templado
Caja trasera	Blanca
Marco	Aluacón de Aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP67 or IP68 rated
Cables	Resistencia a los rayos UV, sección de cables 4.0 mm <sup>2</sup> , 1200 mm
Conector	Pajetas de la UE: MC4 / UTX. Pajetas no miembros de la UE: QC4

**LÍMITES DE TEMPERATURA**

Temperatura de Operación	44°C (±2K)
Nominal de la Célula (T <sub>DMC</sub> )	
Coefficiente de temperatura de P <sub>max</sub>	-0.41%/K
Coefficiente de temperatura de V <sub>oc</sub>	-0.37%/K
Coefficiente de temperatura de I <sub>sc</sub>	0.05%/K

**GARANTÍA**

10 años de garantía de fabricación
25 años de garantía de potencia lineal para un tipo de instalación para su información

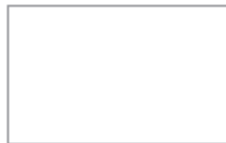
**CONFIGURACIÓN DE EMBALAJE**

Módulos por caja:	27 uds.
Módulos por contenedor de 40':	640 uds.


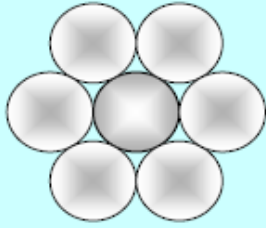
**LÍMITES OPERATIVOS**

Temperatura de operación	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Capacidad máx. model. flexible*	13 A
Carga de viento	3400 Pa
Carga de nieve	2400 Pa


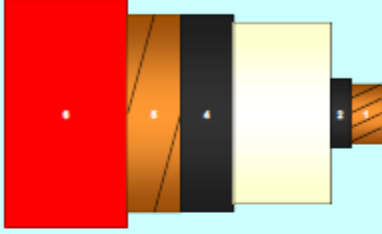
\*No conecte cables en las conexiones con cables sin siempre conectar para área



TK-0119-A

 Una empresa Nixtable		
<b>DATOS TÉCNICOS</b>	<b>ACSR/GA RAVEN 1/0AWG (AA)(6/1) Cta</b>	<b>210829</b>
		Alambre de Aluminio 1350 H19  Alambre de Acero Galvanizado GA  Estos cables cuentan con una cinta (Cta) de identificación interna, que permite garantizar que el cable es fabricado por CENTELSA.
<b>CALIBRE Y CONSTRUCCIÓN</b>		
Calibre	1/0	AWG
Material del Núcleo	Acero Galvanizado GA	
Material del Conductor	Aluminio 1350 H19	
Área del Núcleo	8.91	mm <sup>2</sup>
Área del Conductor	53.48	mm <sup>2</sup>
Área Total	62.39	mm <sup>2</sup>
Hilos de Conductor / Hilos de Núcleo	6	1
<b>ALAMBRES DEL CONDUCTOR</b>		
Norma	Aluminio 1350 H19	
Norma	ASTM B230	
Díametro	3.37	mm
Conductividad	61.2	%IACS
Carga de Rotura	17.6	kg/mm <sup>2</sup>
Elongación	1.8	%
<b>CONDUCTOR COMPLETO</b>		
Norma	ASTM B232	
Díametro externo	10.11	mm
Radio Medio Geométrico	3.25	mm
Longitud de Paso Capa externa	131.4	mm
Dirección del paso de la capa externa	Derecho	
Peso del Núcleo - Acero Galvanizado GA	69.34	kg/km
Peso del Conductor - Aluminio 1350 H19	146.82	kg/km
Peso Total	216.16	kg/km
Carga de Rotura	1985	kg
	19.5	kN
Resistencia DC a 20°C	0.53473	ohm/km
Resistencia DC a 20°C (incluye aporte del núcleo)	0.52175	ohm/km
Resistencia AC a 75°C	0.71706	ohm/km
Capacidad de corriente (Ta:25, Tc:75°C, Viento 0.61m/s, Sel 1kW/m <sup>2</sup> )	241 A	
Corriente de corto circuito para un (1.0) seg., Tc:75°C, Tt:645°C	8.0 kA	
<b>EMPAQUE EN CARRETE</b>		
Carrete N°	630/2	P. Bruto (kg)
Longitud (m)	400	251
		Díametro (mm)
		1200
		Ancho (mm)
		756
		Diám. Int (mm)
		650
Los valores aquí indicados están sujetos a las tolerancias normales de manufactura y/o de normas. Los Medidores de longitud de CENTELSA, son de Precisión Clase I, cuyo error máximo permitido de la longitud medida es del 0.25% (Nota: clase II=±0.5%; clase III=±1.0%)		



DATOS TÉCNICOS		XLPE Cu 1/0AWG 25kV 133% PC PVC SR ECU		209207	
Diagrama Transversal			Diagrama Longitudinal		
					
<b>1. CONDUCTOR DE FASE / NORMA</b>		Cu	ASTM B660	<b>FASES</b>	
Calibre / Área	AWG / mm <sup>2</sup>	1/0	53.51	Monopolar	
Clase de Cableado		B	Compactado	<b>IDENTIFICACIÓN DE FASES</b>	
Díametro / Número de Hilos	mm / Nº	8.52	mín 18	1. Color Chaqueta Rojo	
Resistencia D.C. a 20°C	(Nominal)	0.3287	ohm/km		
Carga de Rotura	(Informat.)	1194	kg		
Corriente de CC 1.00 seg (kA)	(Informat.)	7.82	kA	Los Medidores de longitud de CENTELSA, son de Precisión Clase I, cuyo error máximo permitido de la longitud medida es del 0.25% (Nota: clase II=0.5%; clase III=at.0%)	
<b>2. BLINDAJE DEL CONDUCTOR</b>		XLPE Semiconductor Extruido			
Espesor mín / Diámetro	mm	0.30	10.12		
<b>3. AISLAMIENTO</b>		XLPE			
Espesor mínimo - Diámetro	mm	7.75/8.13	26.54		
Temperatura / Tensión - Nivel Aislamiento		90°C	25kV 133%		
Tensión de prueba		84	kV AC		
Resistencia de aislamiento a 15.8°C		250	Mohm/km		
Gradiente de Tensión (a tensión de diseño)		2.96	kV / mm		
<b>4. BLINDAJE DEL AISLAMIENTO</b>		XLPE semiconductor extruido Removible		<b>5. CHAQUETA</b>	
Espesor mín / Diámetro	mm	1.02	28.75	PVC	
				Espesor mín / Diámetro mm 1.78 33.25	
2, 3 y 4 Aplicación por Proceso Extrusión Simultánea y Curado en Seco					
<b>PANTALLA METÁLICA</b>					
<b>5. CINTA DE COBRE</b>		1 Cinta de cobre 0.064 mm 15.0% Trailape			
Corriente de CC 1.00 seg (kA)		(Informat.)	0.82	kA	
<b>DATOS GENERALES</b>					
Diámetro   Peso Total (mm   kg/km)		33.23   1420			
Resistencia A.C. a 90°C		0.4195		ohm/km	
Inductancia y Capacitancia		0.332 mH/km		266 pF/m	
Reactancias Inductiva y Capacitiva		0.125 ohm/km		10.0 kohm/km	
AMPACIDAD (según NEC Tabla 310-77-7B)		200		A	
Temperatura: 90°C, Tensión: 25kV, 3 conductores en cada conducto eléctrico, PC 133%, RHO 90					
TENSION HALADO Chaqueta   Conductor(es)		145 kg   375 kg			
Radio de Curvatura / Presión Lateral		366 mm   445 kg/m			
NORMAS		ASTM B666, IEEE 5-93-036, UL 1072			
<b>EMPAQUE EN CARRETE</b>					
Carrete No		B301710	P.Bruto (kg)	1700	
Longitud (m)		1000	1725	Ancho (mm) 800	
<b>MARCAJÓN</b>					
CENTELSA XLPE Cu 90°C 1/0AWG 25kV 133% PC PVC SR - EXTRADESLEGABLE - COLOMBIA				Impresión en Tinta	
Nota: Legenda a Intervalos máximos de 1 metro.					
Observaciones y Desviaciones:					

Los valores aquí indicados están sujetos a las tolerancias normales de manufactura y/o de normas.

Square Body DIN 43 653 — 1000V (IEC): 50-1400A

1000V (IEC) 50-1400A

Specifications

**Description:** Square body mount high speed fuses.

**Dimensions:** See dimensions illustrations.

**Ratings:**

Volts — 1000Vac.

Amps — 50-1400A

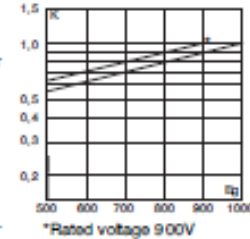
IR — 150kA RMS Sym.

**Agency Information:** CE, Designed and tested to IEC 60269: Part 4, UL Recognized.

Electrical Characteristics

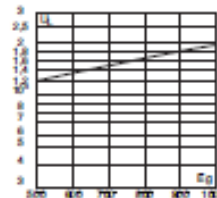
Total clearing It

The total clearing It at rated voltage and at power factor of 15% are given in the electrical characteristics. For other voltages, the clearing It is to be found by multiplying by correction factor, K, given as a function of applied working voltage,  $E_G$ , (rms).



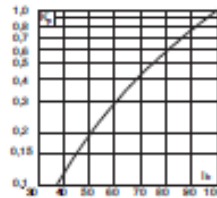
Arc Voltage

This curve gives the peak arc voltage,  $U_L$ , which may appear across the fuse during its operation as a function of the applied working voltage  $E_G$ , (rms) at a power factor of 15%.



Power Losses

Watts loss at rated current is given in the electrical characteristics. The curve allows the calculation of the power losses at load currents lower than the rated current. The correction factor,  $K_D$ , is given as a function of the RMS load current,  $I_D$ , in % of the rated current.



Features and Benefits

- Excellent DC performance
- Low arc voltage and low energy let-through (It)
- Low watts loss
- Superior cycling capability

Typical Applications

- DC common bus
- DC drives
- Power converters/rectifiers
- Reduced voltage starters

For Other Voltage Ratings in This Body Style

- See pages 122 (690V/700V) and 160 (1250V/1300V)

Dimensions (mm)

Type -KN/110

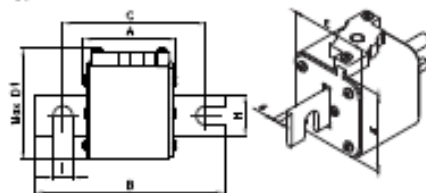
Size	A	B	C	Max D1	E	G	H	I
1KN/110	80	130	100	61	43	6	22	11
1KN/110	80	130	100	69	51	6	25	11
2KN/110	80	130	100	77	59	6	25	11
3KN/110	81	139	100	82	74	6	30	11

Type -TN/110

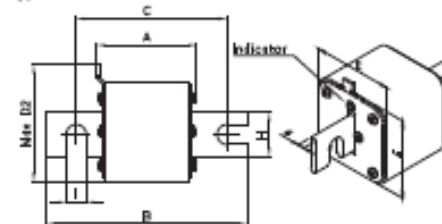
Size	A	B	C	Max D2	E	G	H	I
1TN/110	80	130	100	61	43	6	22	11
1TN/110	80	130	100	69	51	6	25	11
2TN/110	80	130	100	75	59	6	25	11
3TN/110	81	139	100	80	74	6	30	11

1mm = 0.0394" / 1" = 25.4mm

Type-KN/110



Type-TN/110



## 1500 VDC Solar Combiner Boxes Callouts

**A Enclosure**  
Durable environmentally tested enclosures are available in NEMA 3R, 4, and 4X in a variety of materials including: fiberglass, stainless steel, NEMA 4 powder coat and painted steel (not shown).

**B Positive Output Lug**  
Lug sizes may vary based on output requirement. Custom lugs are available upon request.

**C Finger Safe Fuse Holder**  
Finger safe compact design simplifies installation and removal, also protects the installer from touch hazard.

**D Direct Busbar**  
Copper busbar busses input circuits into a common conductor which is tin plated for corrosion resistance. Designed for improved heat dissipation.

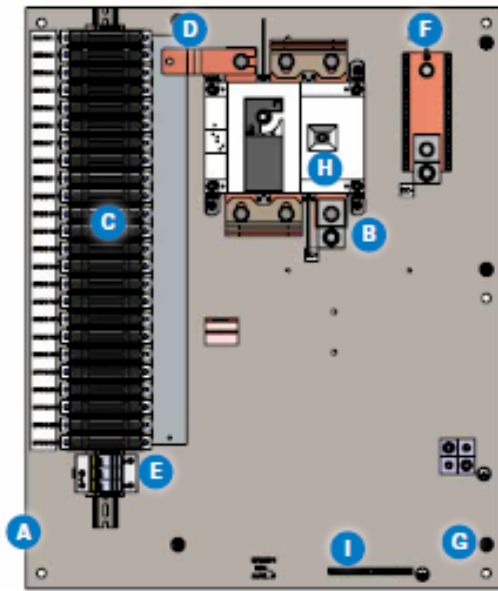
**E Surge Protection (Optional)**  
Used to limit voltage in the event of electrical surge, lightning strikes, etc. Wired to the combiner box common positive, negative, ground.

**F Negative Assembly**  
Tin plated copper negative assembly busses negative inputs into a common negative output. Lug sizes may vary by combiner box output requirement. Custom lugs available upon request.

**G Standoffs**  
Standoffs support the Lexan Shield which covers live components and protects against risk of shock.

**I Grounding Bar**  
Grounding bar allows for termination of copper or aluminum ground inputs. Tin plated for corrosion resistance. Ground output accepts a maximum of 250 MCM output. Custom ground lugs available upon request.

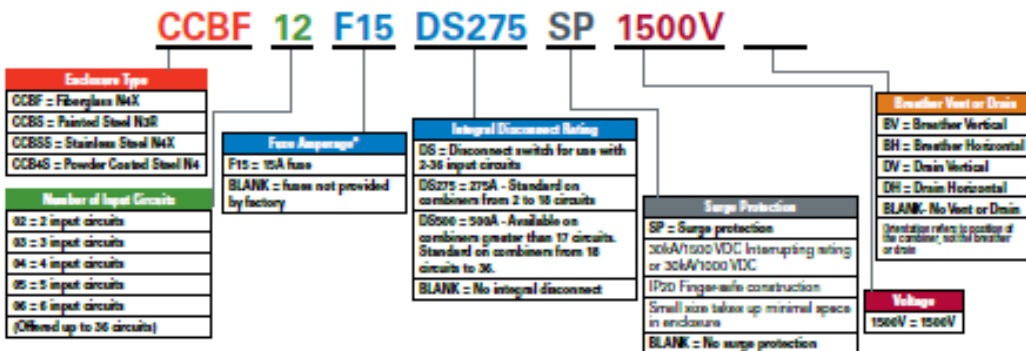
**H DC Disconnect Switch**  
Rotary DC disconnect switch comes equipped with an external handle, which allows for lock-out tag out. The disconnect switch is intended to be used to manually make/break electrical connections and disconnect modules from downstream components. Available in 275A and 500A.



## Catalog Number Matrix

Part number example  
**CCBF12 F15 DS275 SP 1500V**

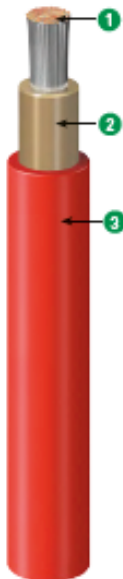
Combiner box, Fiberglass NEMA 4X enclosure, 12 string, 15A fuse, 275A integral disconnect switch, surge protection, 1500V rating



\*Negative fused configurations available for positive grounded arrays. Replace F15 with NF15 in the catalog number.



## Cable de Baja Tensión EXZHELLENT Solar ZZ-F (PV1-F TÜV), Libre de Halógenos, 0.6/1 kV c.a. - 1.8 kV c.c.



**Descripción**

1. **Conductor:** Cobre estañado, flexible clase 5.
2. **Aislamiento:** Elastómero reticulado libre de halógenos.
3. **Cubierta Exterior:** Elastómero reticulado libre de halógenos.

**Aplicaciones**

Para conexión entre placas fotovoltaicas y entre placas fotovoltaicas e inversor (sistemas de corriente continua).

**Características**

- Cable de seguridad, no propagador de la llama, libre de halógenos y de reducida opacidad de los humos emitidos.
- Resistencia a la intemperie.
- Trabajo a temperaturas ambientes extremas, desde -40 °C hasta +90 °C.

- Temperatura máx. en el conductor de 120 °C durante 20.000 horas (EN 60168, tabla A.3).
- Excelentes prestaciones mecánicas.
- Servicios móviles. No recomendado para instalación enterrada.
- Garantía de funcionamiento mínima de 25 años.
- Intensidades máx. admisibles con temperatura ambiente de 60 °C y temperatura máxima en el conductor de 120 °C.
- Producto no recomendado para instalación subterránea, ya sea entubado o enterrado directamente.
- Producto certificado por TÜV - .Cert. No. R.60034674

**Especificaciones de Referencia**

- Especificación TÜV 2Pfg 1169
- IEC 60332-1-2 - No propagador de la llama
- IEC 60754 - Baje acidez y corrosividad de los gases
- IEC 61034 - Baje opacidad de los humos emitidos

**Información Técnica**

Número de Parte	Calibre	Diámetro sobre el aislamiento	Peso total aprox.	Radio de curvatura	*Ampacidad 40°	Caída de Tensión V <sub>caída</sub> / A.km
	mm <sup>2</sup>	mm	kg/km	mm	A	V/A.km
1614107	1x2.5	5,0	50	20	41	22.87
1619108	1x4	5,8	62	23	55	14.18
1619109	1x6	6,6	85	26	70	9.445
1619110	1x10	8,0	135	32	96	5.433
1614111	1x16	8,8	200	35	132	3.455
1614112	1x25	10,5	295	42	176	2.215
1614113	1x35	11,8	395	47	218	1.574

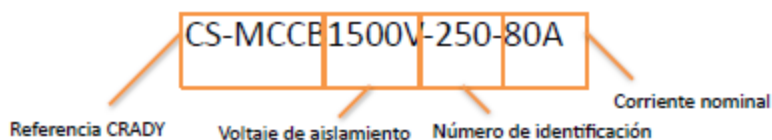
Nota: \* Variable de acuerdo a tipo y lugar de instalación.



## Interruptores automáticos

Línea Fotovoltaica

### Selección de producto. Ejemplo



### Referencias y características principales

Referencia	Código	Voltaje nominal (V)	Corriente nominal (A)	Tensión de aislamiento (V)	Polos	Poder de corte (kA)
CS-MCCB1500V-250-80A	0700100	1500	80	1500	4	20
CS-MCCB1500V-250-100A	0700101	1500	100	1500	4	20
CS-MCCB1500V-250-125A	0700102	1500	125	1500	4	20
CS-MCCB1500V-250-160A	0700103	1500	160	1500	4	20
CS-MCCB1500V-250-200A	0700104	1500	200	1500	4	20
CS-MCCB1500V-250-250A	0700105	1500	250	1500	4	20
CS-MCCB1500V-630-320A	0700106	1500	320	1500	4	20
CS-MCCB1500V-630-400A	0700107	1500	400	1500	4	20
CS-MCCB1500V-630-500A	0700108	1500	500	1500	4	20
CS-MCCB1500V-630-630A	0700109	1500	630	1500	4	20

### Características eléctricas

Interruptor automático FV DC	CS-MCCB1500V-250	CS-MCCB1500V-630
Polos	4P	
Corriente nominal (A) In (40°C Flujo de aire libre / sin ventilación)	80A, 100A, 125A, 160A, 200A, 250A	320A, 400A, 500A
Altitud	2000 m	
Tensión nominal de aislamiento (V) Ui	1500 V	
Tensión nominal soportada al impulso (KV) Uimp	8	
Tensión nominal de funcionamiento (V) Ue	1500 V	