



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“ANÁLISIS Y DISEÑO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED PARA EL ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA A UNA ESTACIÓN DE CARGA ELÉCTRICA (ELECTROLINERA), EN EL ÁREA DE INFLUENCIA DE PUERTO SANTA ANA, EN LA CIUDAD DE GUAYAQUIL”

INFORME DE MATERIA INTEGRADORA

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

DAVID GABRIEL CUENCA ALVARADO

JOFFRE ERIK POZO VILLEGAS

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2016

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por ser el que siempre ha guiado mis pasos, el que en los momentos más duros de mi vida me ha tendido su misericordiosa mano. A él que ha sido mi maestro y protector que con su infinito amor y bendiciones me ha permitido superar diversos obstáculos y aprender muchas cosas a lo largo de este periodo de formación.

David Gabriel Cuenca Alvarado

Agradezco en primer lugar a Dios y a la Santísima Virgen María, quienes me han guiado en cada paso de mi vida y gracias a ellos ha sido posible que pueda culminar este informe de la Materia Integradora. A mis padres y queridos abuelos con quienes estuve muchos años y con mucha perseverancia estuvieron apoyándome en cada momento siempre estuvieron cerca.

Agradezco a mi novia Siulin Ríos Moscoso quien estuvo animándome en cada momento de mi informe y por el acompañamiento en esta etapa tan maravillosa de mi vida.

Joffre Erik Pozo Villegas

DEDICATORIA

A mis amados padres Gabriel y Martha ya que su amor, sacrificio y bendiciones se ven reflejados en la culminación de este largo camino recorrido.

A mis hermanas y mi familia por su apoyo incondicional, sus consejos y su aliento.

A mis amigos Luis Carlos, José Manuel y Xavier por todo su ayuda en la realización de este trabajo y su invaluable amistad.

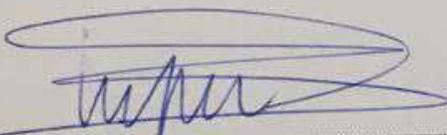
David Gabriel Cuenca Alvarado

Dedico y consagro este informe a Dios, por medio de las manos de María Santísima, para que a través de ellos, este informe pudiera ser algo insignificante pueda ser llevado a cabo y convertirse en una obra maravillosa a beneficio de tantas almas por medio de su infinito amor.

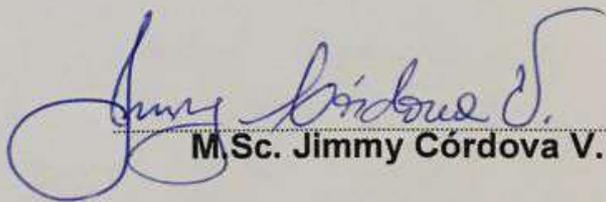
A mis bienhechores. A todas aquellas personas que en el silencio han rezado por mí y las gracias necesarias alcanzadas para que pueda elaborar este importante informe.

Joffre Erik Pozo Villegas

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN



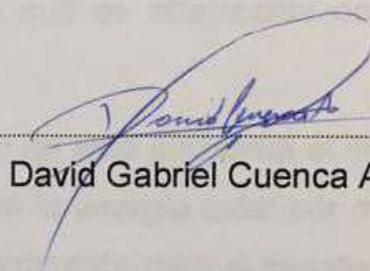
M.Sc. Jorge Montealegre G.
PROFESOR EVALUADOR



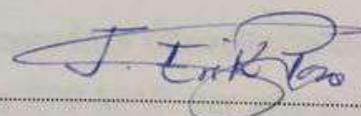
M.Sc. Jimmy Córdova V.
PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"



David Gabriel Cuenca Alvarado



Joffre Erik Pozo Villegas

RESUMEN

Se plantea el requerimiento de la disminución de pérdidas, extensión de vida útil y mantenimiento de la capacidad de transporte de energía de la línea de subtransmisión a 69 kV que une la subestación de Transmisión Norte con la subestación Puerto Santa Ana, debido al incremento de la demanda proyectada por la CNEL Unidad de Negocio Guayaquil el cual cita que son necesarios aproximadamente 1 MVA adicionales para satisfacer el aumento de dicha demanda de energía de aquí a 5 años a futuro de la carga que es abastecida por la S/E Puerto Santa Ana.

Entonces se ofrece como alternativa para la solución de este problema el diseño de una instalación generadora de electricidad que utiliza la energía solar por medio de módulos fotovoltaicos, y es conectada a la red de distribución para el abastecimiento de parte de la demanda de la subestación Puerto Santa Ana como de una estación de carga de vehículos eléctricos.

Se obtuvo como resultado el diseño de una central generadora fotovoltaica de 800 kW conectada a la red que inyectaría aproximadamente 970 MWh por año a la red de distribución de CNEL Unidad de Negocio Guayaquil con un rendimiento del 73.4% obtenido mediante la simulación del sistema por software. La instalación contará con 3,200 paneles fotovoltaicos y la inversión del proyecto ascendería a 1,618,546.00 dólares con un LCOE calculado de 0.22 \$/kWh.

Se toma en cuenta el LCOE como indicador económico debido a que a partir del año 2013 el Estado no se encuentra retribuyendo económicamente a las generadoras ERNC por la producción de electricidad. Por tanto la estimación del LCOE nos hace prever que el proyecto no sería rentable debido a la apreciable diferencia existente entre el costo de energía producida por nuestra planta generadora fotovoltaica y el precio de la electricidad en el país que rodea los 0.09 \$/kWh.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
TRIBUNAL DE EVALUACIÓN.....	iv
DECLARACIÓN EXPRESA.....	v
RESUMEN.....	vii
ÍNDICE GENERAL.....	viii
ABREVIATURAS	x
SIMBOLOGÍA.....	xi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xviii
ÍNDICE DE ECUACIONES	xxi
CAPÍTULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Objetivo General.....	2
1.2 Objetivos Específicos	2
1.3 Alcance.....	2
1.4 Antecedentes.....	3
1.4.1 La generación distribuida con ERNC.....	6
1.5 Justificación	7
1.6 Metodología.....	12

CAPÍTULO 2.....	14
2. MARCO TEÓRICO.....	14
2.1 Las energías renovables	14
2.2 Producción de energía eléctrica y la energía solar	15
2.2.1 Radiación solar.....	15
2.2.2 Tipos de radiación solar	17
2.3 Coordenadas y declinación solar.....	18
2.4 Panel Solar Fotovoltaico.....	19
2.4.1 Tipos de células fotovoltaicas.....	19
2.4.2 Fabricación de paneles fotovoltaicos.....	21
2.4.3 Parámetros de los paneles fotovoltaicos	22
2.4.4 Curva característica de los paneles fotovoltaicos.....	24
2.5 Estación de carga eléctrica de autos (Electrolinera).....	25
2.5.1 Vehículos eléctricos.....	25
2.5.2 Baterías	27
2.5.3 Estaciones de recarga.....	29
2.5.4 Recarga del vehículo eléctrico.....	31
CAPÍTULO 3.....	32
3. DESARROLLO DEL DISEÑO.....	32
3.1 Análisis de la capacidad de la PGFV.....	32
3.1.1 Subestación Puerto Santa Ana.....	32
3.1.2 Ubicación del proyecto	35
3.2 Irradiación solar del terreno.....	38
3.3 Selección de los paneles solares FV	42
3.4 Selección del inversor CC/CA	44
3.5 Supervisor de ramas en paralelo (strings box)	46
3.6 Dimensionamiento teórico del campo fotovoltaico.....	48

3.6.1	Producción energética anual	52
3.6.2	Separación de los paneles	53
3.7	Simulación del sistema.....	57
3.7.1	Ingreso de parámetros al software	57
3.7.2	Estudio de sombreado.....	61
3.7.3	Resultados de la simulación	75
3.8	Distribución del campo solar del generador fotovoltaico	84
3.9	Puesta a tierra	88
3.9.1	Configuración de puesta a tierra del generador FV	88
3.9.2	Diseño de puesta a tierra.....	90
3.10	Conexión de la Planta Generadora a la red de distribución.....	94
3.10.1	Actuación de las protecciones en el sistema	117
3.11	Diseño de una estación de carga eléctrica (electrolinera)	128
3.11.1	Elección del tipo de cargador	129
3.11.2	Diseño de la instalación.....	131
3.11.3	Memoria descriptiva de la instalación eléctrica.....	132
CAPÍTULO 4.....		146
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	146
4.1	Inversión de equipos y terreno	146
4.2	Costo de inversión en dirección de obra	149
4.3	Inversión inicial del proyecto.....	149
4.4	Gastos generales	150
4.5	Paridad de red y LCOE	151
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		168
BIBLIOGRAFÍA		171
ANEXOS		174

ABREVIATURAS

CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
SENPLADES	Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo
NEC	Norma Ecuatoriana de Construcción
INEN	Instituto Ecuatoriano de Normalización
MPP	Punto de Máxima Potencia
NASA	National Aeronautics and Space Administration
SNI	Sistema Nacional Interconectado
PIB	Producto Interno Bruto
PGFV	Planta Generadora Fotovoltaica
ERNOC	Energía Renovable No Convencional
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
SC	Subcampo Fotovoltaico
LCOE	Costo Nivelado de la Energía

SIMBOLOGÍA

CA	Corriente Alterna
CC	Corriente Continua
FV	Fotovoltaica
BT	Baja Tensión
MT	Media Tensión
S/E	Subestación de Energía Eléctrica
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio por hora
W_p	Vatio Pico
W/m^2	Vatio por metro cuadrado

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Demanda energética y PIB.....	7
Figura 1.2: Ilustración del esquema de la generación fotovoltaica conectada a la red.....	9
Figura 2.1: Energía solar que llega a la Tierra.....	15
Figura 2.2: Insolación global promedio en el Ecuador.....	16
Figura 2.3: Ángulos y posiciones con respecto al sol.....	18
Figura 2.4: Célula de Silicio Monocristalina.....	20
Figura 2.5: Célula de Silicio Policristalina.....	20
Figura 2.6: Silicio Amorfo.....	21
Figura 2.7: Estructura paneles fotovoltaicos Yingly Solar.....	22
Figura 2.8: Curvas características a diferentes niveles de Irradiación de los paneles fotovoltaicos Yingly Solar.....	24
Figura 2.9: Característica de vehículo híbrido.....	26
Figura 2.10: Característica de vehículo enchufable.....	26
Figura 2.11: Característica vehículo eléctrico puro.....	27
Figura 2.12: Tipos de tomas de corriente.....	30
Figura 3.1: Subestación Puerto Santa Ana.....	32
Figura 3.2: Diagrama Unifilar S/E Puerto Santa Ana.....	33

Figura 3.3: Ubicación del proyecto.....	35
Figura 3.4: Fotos de los lugares donde se desarrollará el proyecto.....	36
Figura 3.5: Características térmicas del módulo FV.....	43
Figura 3.6: Módulo FV Yingly Solar YGE 60 series 2.....	43
Figura 3.7: Módulo inversor Sunny Central de SMA.....	45
Figura 3.8: Esquema del inversor Sunny Central 200.....	46
Figura 3.9: Sunny String Monitor SSM 16.....	47
Figura 3.10: Esquema del Sunny String Monitor.....	47
Figura 3.11: Dimensiones del módulo fotovoltaico y de la estructura que contendrá los paneles.....	54
Figura 3.12: Separación entre dos estructuras para la configuración de 1, 2, 3 y 4 strings.....	55
Figura 3.13: Separación entre dos estructuras para la configuración de 6 strings....	56
Figura 3.14: Configuraciones de strings para el campo generador fotovoltaico (Vista superior).....	56
Figura 3.15: Datos meteorológicos y geográficos de simulación en PVSYST (versión de evaluación).....	58
Figura 3.16: Ejemplo del ingreso de los datos de inclinación de los paneles fotovoltaicos para el caso de orientación en dirección Norte.....	58
Figura 3.17: Dimensionamiento de la planta realizado por PVSYST (versión de evaluación).....	59
Figura 3.18: Fotografía del terreno y los potenciales obstáculos.....	61

Figura 3.19: Orientación para el Caso 1.....	63
Figura 3.20: Dibujo del campo fotovoltaico y los obstáculos para el estudio de sombreado para el Caso 1.....	63
Figura 3.21: Captura de pantalla de animación de afectación de sombras.....	64
Figura 3.22: Curvas de iso-sombreados y factor de sombreado para el Caso 1.....	65
Figura 3.23: Resultados de la simulación con respecto a las pérdidas del sistema y factor de rendimiento para el Caso 1.....	66
Figura 3.24: Orientación para el Caso 2.....	67
Figura 3.25: Dibujo del campo fotovoltaico y los obstáculos para el estudio de sombreado para el Caso 2.....	67
Figura 3.26: Captura de pantalla de animación de afectación de sombras.....	68
Figura 3.27: Curvas de iso-sombreados y factor de sombreado para el Caso 2.....	69
Figura 3.28: Resultados de la simulación con respecto a las pérdidas del sistema y factor de rendimiento para el Caso 2.....	70
Figura 3.29: Orientación para el Caso 3.....	70
Figura 3.30: Dibujo del campo fotovoltaico y los obstáculos para el estudio de sombreado para el Caso 3.....	71
Figura 3.31: Captura de pantalla de animación de afectación de sombras.....	72
Figura 3.32: Curvas de iso-sombreados y factor de sombreado para el Caso 3.....	73
Figura 3.33: Resultados de la simulación con respecto a las pérdidas del sistema y factor de rendimiento para el Caso 3.....	73
Figura 3.34: Pantalla de presentación de resultados de la simulación del sistema en PVSYST (versión de evaluación).....	75

Figura 3.35: Diagrama de pérdidas anuales de la Planta Generadora.....	77
Figura 3.36: Gráficas de producción normalizada y factores de pérdida mensual.....	81
Figura 3.37: Tabla de balances y resultados principales.....	82
Figura 3.38: Energía entregada a la red por mes.....	84
Figura 3.39: Ubicación y distribución de los módulos solares de la Planta Generadora FV.....	86
Figura 3.40: Ejemplo de conexión puesta a tierra entre estructuras.....	91
Figura 3.41: Ejemplo de conexión a malla de puesta a tierra estructuras.....	93
Figura 3.42: Transformador de distribución 800 kVA marca INATRA.....	98
Figura 3.43: Disposición típica de equipos en un centro de transformación BT/MT.....	100
Figura 3.44: Interruptor Fusible ABB OT315 - 315E04.....	103
Figura 3.45: Interruptor Automático ABB Emax E1B con Relé PR123/P.....	106
Figura 3.46: Relé electrónico de protección ABB SACE PR123/P.....	108
Figura 3.47: Ilustración del Panel General de Protección y Medida en BT.....	110
Figura 3.48: Ilustración Celdas de Media Tensión SM6 de Schneider Electric.....	114
Figura 3.49: Unidades DM1-A y GBC-B módulo SM6 de Schneider Electric.....	115
Figura 3.50: Medidor de energía PowerLogic ION 8800 de Schneider Electric.....	116
Figura 3.51: Relé de protección SEPAM S40 de Schneider Electric.....	117
Figura 3.52: Esquema general de las protecciones en CA de la PGFV.....	117

Figura 3.53: Esquema de falla interna en el inversor.....	118
Figura 3.54: Esquema de falla entre la salida del Inversor y la barra de interconexión.....	119
Figura 3.55: Esquema de falla en la barra de interconexión.....	120
Figura 3.56: Esquema de falla en el transformador.....	121
Figura 3.57: Protecciones barra 13.8 kV S/E Puerto Santa Ana.....	122
Figura 3.58: Esquema falla en Alimentadora Puerto Santa Ana 2.....	124
Figura 3.59: Esquema falla en otras alimentadoras de la S/E Puerto Santa Ana.....	125
Figura 3.60: Esquema del aporte de corriente de la red de distribución hacia una falla dentro de la Planta Generadora Fotovoltaica.....	127
Figura 3.61: Imagen de una estación de abastecimiento de recarga para vehículos eléctricos.....	128
Figura 3.62: Estación de servicio de recarga para vehículos EVQ1ARVG.....	129
Figura 3.63: Esquema básico del diseño de nuestra estación de carga para vehículos eléctricos.....	132
Figura 3.64: Celdas de seccionamiento marca Schneider.....	137
Figura 3.65: Diagrama Unifilar Electrolinera.....	143
Figura 3.66: Perfil de la instalación de la estación de recarga de energía.....	144
Figura 3.67: Ubicación de las estaciones de carga.....	145
Figura 3.68: Obras de ingeniería civil por realizarse para la construcción de la electrolinera.....	145

Figura 4.1: Ilustración de las fases de la paridad de red.....	152
Figura 4.2: Evolución del precio de un inversor fotovoltaico en base a su curva de aprendizaje.....	156
Figura 4.3: Paridad de Red en el Escenario 1.....	162
Figura 4.4: Costo total del servicio eléctrico, precio medio y déficit tarifario.....	163
Figura 4.5: Paridad de red en el Escenario 2.....	166

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Capacidad efectiva de generación eléctrica.....	5
Tabla 2: Tipos de conexión de tomas de corrientes.....	8
Tabla 3: Historial de Potencia y Energía S/E Puerto Santa Ana.....	34
Tabla 4: Datos de la ubicación de la central generadora fotovoltaica.....	36
Tabla 5: Datos de irradiación mensual estimada por NASA-SEE.....	39
Tabla 6: Datos meteorológicos Meteonorm.....	40
Tabla 7: Datos meteorológicos proporcionados por NEC 2011.....	41
Tabla 8: Promedio de irradiación mensual entre las tres bases de datos.....	41
Tabla 9: Características eléctricas del módulo en condiciones de test estándar.....	42
Tabla 10: Parámetros eléctricos del módulo a temperatura nominal de célula.....	43
Tabla 11: Parámetros eléctricos del inversor.....	45
Tabla 12: Parámetros de los componentes del sistema.....	49
Tabla 13: Resumen de parámetros para las diferentes alternativas de orientación de los módulos fotovoltaicos.....	74
Tabla 14: Resumen de datos de irradiación, pérdidas ópticas y producción energética del generador fotovoltaico por mes.....	79
Tabla 15: Valores parciales y totales de paneles solares e inversores para el diseño de la planta generadora fotovoltaica.....	87

Tabla 16: Potencia de Cortocircuito en máxima y mínima generación barra de 13.8 kV S/E Puerto Santa Ana.....	112
Tabla 17: Características ambientales del módulo EVQ1ARVG.....	130
Tabla 18: Características de la red de alimentación.....	130
Tabla 19: Características de la salida de la estación de carga en CC.....	131
Tabla 20: Previsión de la carga de la estación de servicio de recarga para vehículos eléctricos.....	133
Tabla 21: Características del conductor para las tres fases.....	134
Tabla 22: Características del conductor para el neutro.....	134
Tabla 23: Características del cable para la línea tierra.....	135
Tabla 24: Características del cable para las tres fases.....	135
Tabla 25: Características del cable para el neutro y la línea de tierra.....	136
Tabla 26: Características de las celdas seccionadoras marca Schneider.....	137
Tabla 27: Costo de equipos principales de la instalación fotovoltaica con su respectivo traslado.....	147
Tabla 28: Costo de mano de obra por ingeniería realizada.....	148
Tabla 29: Costo de dirección de obra y gastos administrativos.....	149
Tabla 30: Costo total de inversión.....	150
Tabla 31: Gastos técnicos y administrativos.....	151
Tabla 32: Costo Nivelado de Energía del proyecto.....	158
Tabla 33: Precios medios a clientes finales de distribuidoras.....	160

Tabla 34: Proyección del precio de la electricidad Escenario 1.....	161
Tabla 35: Proyección del precio de la electricidad Escenario 2.....	165

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2.1	24
Ecuación 2.2	25
Ecuación 2.3	25
Ecuación 3.1	49
Ecuación 3.2	49
Ecuación 3.3	50
Ecuación 3.4	50
Ecuación 3.5	50
Ecuación 3.6	51
Ecuación 3.7	51
Ecuación 3.8	51
Ecuación 3.9	51
Ecuación 3.10	52
Ecuación 3.11	52
Ecuación 3.12	52
Ecuación 3.13	52
Ecuación 3.14	52
Ecuación 3.15	52

Ecuación 3.16	53
Ecuación 3.17	55
Ecuación 3.18	55
Ecuación 3.19	104
Ecuación 3.20	104
Ecuación 3.21	105
Ecuación 3.22	105
Ecuación 3.23	106
Ecuación 3.24	111
Ecuación 3.25	111
Ecuación 3.26	112
Ecuación 3.27	112
Ecuación 3.28	112
Ecuación 3.29	138
Ecuación 3.30	139
Ecuación 3.31	140
Ecuación 3.32	140
Ecuación 3.33	140
Ecuación 3.34	141
Ecuación 3.35	142

Ecuación 3.36	142
Ecuación 3.37	142
Ecuación 3.38	142
Ecuación 4.1	153

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN.

En la actualidad, el aprovechamiento de las energías renovables en el mundo entero ha tomado un impulso notable debido a diferentes factores tanto sociales, políticos como económicos. Uno de estos factores es el "Calentamiento Global" el cual ha acelerado dicho aprovechamiento por lo que la concientización de las personas a utilizar energía que haya sido generada en forma amigable con el ambiente, ha tomado un importante interés para todos los gobiernos y sectores productivos.

En el Ecuador, se está llevando a cabo la transformación de la matriz energética, en donde se están incorporando nuevas tecnologías para la mejora del sector energético en donde los recursos naturales son fundamentales para la implementación de dicho proceso. Así también crece la preocupación por la reducción de las reservas de petróleo y la contaminación ambiental producida por la utilización masiva de hidrocarburos, lo cual genera que el gobierno promueva mecanismos para el uso de energías alternativas.

El Plan Nacional del Buen Vivir 2013 – 2017 en su objetivo # 11 marca como objetivo principal el impulso a la restructuración de la matriz energética con el incremento de la participación en las energías renovables pero debido a que el gobierno ha tenido una muy fuerte participación en proyectos de generación de energía hidroeléctrica; se está considerando el uso de energías renovables no convencionales, siendo una de ellas la generación de energía fotovoltaica por ser una fuente de energía amigable con el medio ambiente.

Así, nos enfocaremos en realizar un estudio de factibilidad para la implementación de un proyecto de generación de electricidad utilizando energías renovables las cuales puedan ser utilizadas en situaciones concretas donde sea necesaria la inyección de energía eléctrica, favoreciendo el esquema de generación descentralizada y dar el impulso a la energía solar fotovoltaica a nivel de construcciones fijas, con inversión privada o pública y para beneficio de la sociedad.

1.1 Objetivo General

Realizar el análisis técnico y económico de una planta fotovoltaica de generación de energía eléctrica que será conectada a la red de distribución pública de una alimentadora de la subestación "Puerto Santa Ana" perteneciente a la CNEL-EP unidad de negocio Guayaquil como también el abastecimiento a una estación de carga eléctrica para automóviles ubicada en el sector de Puerto Santa Ana en la ciudad de Guayaquil.

1.2 Objetivos Específicos

- Analizar la factibilidad técnica de la instalación de una central fotovoltaica de generación eléctrica en el sistema de distribución de electricidad de la ciudad de Guayaquil.
- Realizar el diseño y la selección de los respectivos componentes del sistema generador fotovoltaico de energía eléctrica.
- Realizar el diseño de una estación de carga para automóviles eléctricos y el análisis de su implementación en el área de Puerto Santa Ana.
- Analizar la factibilidad económica de la hipotética implementación del proyecto y establecer las ventajas y desventajas del mismo.

1.3 Alcance

Mediante el siguiente proyecto integrador se pretende analizar el recurso solar fotovoltaico en la ciudad de Guayaquil para la generación de energía eléctrica, analizar el marco legal y las respectivas regulaciones dictadas por el ARCONEL como normativa para la realización de proyectos de energía renovable.

Elaborar un estudio técnico y económico para el desarrollo e implementación de una central de generación con paneles solares el cual genere electricidad para ser conectada a una alimentadora de la red pública de distribución y así satisfacer la demanda de energía en ese sector, lo cual hará que la capacidad de las líneas de distribución aumenten y la subestación también extienda su tiempo de utilización antes de una repotenciación por aumento de demanda de carga.

Análisis del aprovechamiento de parte de la energía fotovoltaica generada para el abastecimiento a una electrolinera para carga de autos eléctricos y así tener otra fuente de ingresos para la viabilidad del proyecto.

1.4 Antecedentes

El sector eléctrico del Ecuador atravesó en el 2009 una de las crisis más severas de la historia debido a diversos factores como:

- Disminución de lluvias y decaimiento de los caudales de agua, lo que provocó que la Central Hidroeléctrica Paute redujera su producción del 60% en condiciones normales al 35% de la demanda total.
- El déficit de generación eléctrica para el corto plazo.
- El aumento de la demanda energética por parte de los consumidores tanto residenciales como comerciales e industriales.
- El marcado déficit en la generación de electricidad por falta de inversión en infraestructura.

Algunos de estos factores ya desataron un sinnúmero de crisis cíclicas desde el año 1992 pero lo que terminó de colapsar al sistema fue la disminución del 10% al 1% de la venta de energía por parte de Colombia, el cual cubría parte de la demanda total del país lo que obligó a tomar medidas extremas como el racionamiento de la energía en algunos casos de hasta ocho horas diarias en todo el territorio nacional. [1]

Esto permitió evidenciar los gravísimos problemas del sector eléctrico ecuatoriano derivados de una falta de planificación integral en el ámbito eléctrico y productivo y la falta de inversión en el sector eléctrico por más de 20 años.

En respuesta a esto el gobierno del Ecuador puso en marcha el Plan Nacional para el Buen vivir 2009 - 2013 publicado por la SENPLADES, cuyos principios están establecidos en la Constitución del 2008 lo cual fomentó el trabajo de las instituciones relacionadas con el sector eléctrico, retomando la planificación en corto, mediano y largo plazo.

Dos de los objetivos de dicho plan permiten que el Estado ecuatoriano dé prioridad al desarrollo energético y así optimizar la estructura social y económica que depende del mejoramiento del sector eléctrico; estos son:

- Objetivo 4, política 4.3: “Diversificar la matriz energética nacional, promoviendo la eficiencia y una mayor participación de energías renovables sostenibles”, cuya estrategia indica: “Impulsar la generación de energía de fuentes renovables o alternativas con enfoque de sostenibilidad social y ambiental”. [2]
- Objetivo 11, política 11.5: “Fortalecer y ampliar la cobertura de infraestructura básica y de servicios públicos para extender las capacidades y oportunidades económicas”. donde su estrategia señala: “Mejorar y ampliar la cobertura del sistema eléctrico, promoviendo el aprovechamiento sustentable de los recursos renovables”. [2]

En la actualidad gracias a la inversión estatal en el área de sectores estratégicos, el país ha desarrollado y potencializado diversas formas de generación de energía eléctrica. En el Ecuador a julio del 2015, la capacidad efectiva de generación es de 5518.69 MW de los cuales el 43.51% corresponde a la energía hidráulica, el 0.48% a la energía solar fotovoltaica, el 0.38% a la energía eólica, el 2.47% a la energía térmica y el 54.11% a las no renovables como se puede observar en la Tabla 1. [3]

En el campo de la energía solar fotovoltaica, el Ecuador actualmente produce 31.46 GWh, un 0.12% del total de la energía producida siendo este indicador aún bajo en nuestro país en comparación con otros países del mundo. [3]

Capacidad Efectiva de Generación		MW	%
Energía Renovable	Hidroeléctrica	2,400.94	43.51
	Eólica	21.15	0.38
	Fotovoltaica	26.37	0.48
	Biomasa	136.40	2.47
Total Energía Renovable		2,584.86	46.84
Energía No Renovable	Térmica MCI	1,508.29	27.33
	Térmica Turbogas	977.30	17.71
	Térmica Turbo vapor	448.27	8.12
Total Energía No Renovable		2,933.86	53.16
Total Capacidad Efectiva		5,518.72	100

Tabla 1: Capacidad efectiva de generación eléctrica. [3]

El país cuenta con fuentes de energía eólica y fotovoltaica en diversas partes de la geografía nacional. En la isla Floreana perteneciente a las Islas Galápagos se dispone de un servicio ininterrumpido de energía eléctrica durante las 24 horas del día en contraste con lo que pasaba anteriormente donde el suministro era de sólo 12 horas; el sistema fotovoltaico contribuye con la provisión del 30% de la energía demandada en dicha Isla. En lo correspondiente a la energía eólica en la provincia de Galápagos, actualmente se encuentran en funcionamiento dos parques eólicos (Cerro Tropezón en la isla San Cristóbal y Baltra en la isla del mismo nombre) con una potencia instalada de 2.4 MW y 2.25 MW respectivamente. La primera central cubre aproximadamente el 32% de la demanda energética de la isla San Cristóbal mientras que la segunda central aporta con 6 GWh/año de energía y reduce el consumo en las islas Santa Cruz y Baltra de al menos 550,000.00 galones de diésel al año usados para generación de electricidad.

A su vez en el Ecuador continental, la Central Eólica Villonaco produce 59.57 GW/año, lo que permite cubrir el 30% de la demanda de las provincias de Loja, Zamora Chinchipe y el cantón Gualaquiza de la provincia de Morona Santiago.

Alrededor del planeta, la potencia fotovoltaica instalada supera los 100 GW, esto hace que se dejen de emitir unas 53 millones de toneladas de CO₂ a la atmosfera. Observando tan buenos números, varios expertos en el área de energías renovables concuerdan con la idea de que la generación eléctrica fotovoltaica a nivel mundial disfruta de un positivo panorama y experimentará un fuerte crecimiento con el transcurrir de los años. Según datos de la EPIA (European Photovoltaic Industry Association), en el año 2012, Alemania lideraba el mercado con unos 36 GW de potencia instalada, seguida por orden de China, Italia, Estados Unidos y Japón, siendo estos países por tanto, líderes en el sector de la producción de energía fotovoltaica. [4]

Las estadísticas de cómo en otras economías como la Unión Europea dan un impulso muy grande a proyectos de generación fotovoltaica tanto para disminuir la contaminación como para abaratar costos de producción de electricidad, conllevan a que el país aproveche esta fuente de energía y desarrolle más proyectos con inversión tanto pública como privada para que la cantidad de generación fotovoltaica crezca con el transcurrir del tiempo y el Ecuador pueda convertirse en un país desarrollado en generación de electricidad a partir de fuentes renovables en América Latina.

1.4.1 La generación distribuida con ERNC

Ya el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables nos deja ver la intención de que entre el 2013 - 2017 el Ecuador vaya integrándose a las redes inteligentes y generación distribuida. En el ámbito de generación proponen una actualización de las centrales existentes, estudios del potencial de pequeñas centrales hidráulicas, eólicas, fotovoltaicas como también la ejecución del planeamiento de la expansión de la generación y la generación distribuida para zonas aisladas o sin suministro y la integración de energías renovables a la red. [5] Lo que deja entrever que el sector eléctrico ecuatoriano está predispuesto al diseño e implementación de proyectos como el nuestro en donde se aporte generación con energía limpia y a su vez darle a las

distribuidoras la capacidad de controlar de mejor manera la red de electricidad de manera local.

1.5 Justificación

El marco regulatorio a la cual está enmarcado nuestro proyecto lo proporciona el CONELEC con la Regulación CONELEC - 004/11 donde textualmente se hace referencia a que el estado fomentará el desarrollo de los recursos energéticos no convencionales a través de organismos públicos como privados y que se debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efecto de disminuir la dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles todo esto amparado por la Ley de régimen del Sector Eléctrico en su artículo 63.

Se sabe que el consumo de energía eléctrica aumenta de manera proporcional según el crecimiento de la población, pero este crecimiento es más pronunciado con respecto al desarrollo tecnológico, industrial y el crecimiento de la economía en una sociedad (comúnmente uno de los parámetros que se utiliza para la proyección de la demanda energética es el PIB de un país). Ver Figura 1.1.

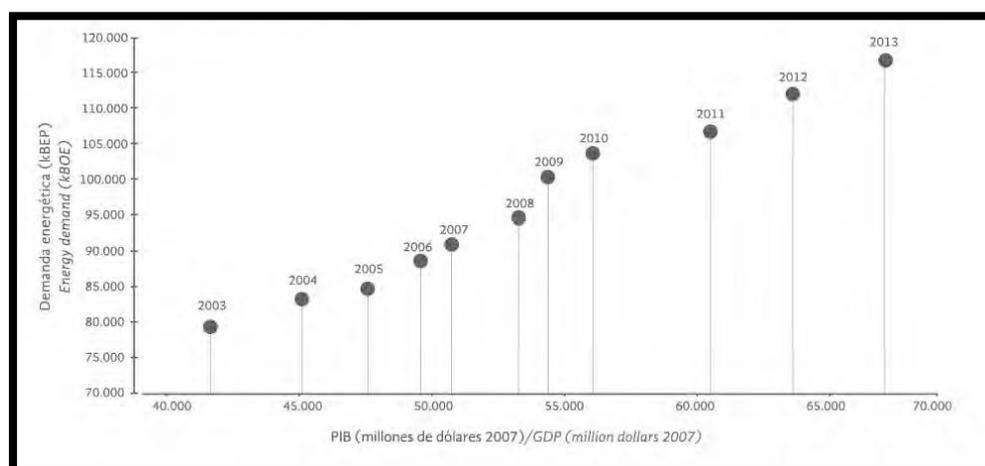


Figura 1.1: Demanda energética y PIB. [6]

Debido a que el Ecuador es un país en vías de desarrollo, el PIB tiende a crecer cada año según la producción y el mejoramiento de la economía por ende el consumo industrial, comercial y residencial también aumenta.

Si nos enfocamos solo en el consumo de energía por habitante según cifras del INEC publicadas en el Balance Energético del 2014, el consumo de energía eléctrica per cápita paso de 19,756 GWh a 20,834 GWh entre los años 2012 y 2013, un incremento anual de alrededor del 5.45%. [6]

Debido a esto el Gobierno ha venido planeando necesariamente la reforma de la matriz energética, ya que el sistema energético actual no lograría abastecer de electricidad el crecimiento de la demanda per cápita proyectada; lo que conlleva a buscar nuevas fuentes alternativas de energía que contribuyan a las actuales y se pueda hacer frente al incremento del consumo. Las energías renovables son la principal alternativa a tomar en cuenta ya que su elemental recurso es inagotable y brinda un reducido impacto al medio ambiente.

La justificación de impulsar este tipo de proyectos es que los beneficios de usar energía solar fotovoltaica en el Ecuador dan una opción de generación de electricidad que no contamine el ambiente, la transferencia de tecnología y el incentivo a la investigación y desarrollo, la creación de fuentes de trabajo locales para dinamizar la economía, la diversificación de la matriz energética nacional para no volver a cometer los errores del pasado y la contribución al cambio de la matriz productiva del Ecuador.

Dados todos los factores tanto económicos como tecnológicos para la puesta en marcha de una central generadora fotovoltaica, es normal tener una duda de cuán rápido se podrá recuperar la inversión realizada y además que utilidad podemos generar con la venta de la energía producida a la empresa distribuidora. Ya que tanto las leyes como reglamentos del sector eléctrico ecuatoriano norman los costes de venta de la energía y la cantidad de energía que podemos suministrar a la red pública es necesario explicar los beneficios en costos de lo que las empresas distribuidoras pueden ahorrar si tienen suministrando paralelamente a una central generadora de energía renovable en el punto, que haga por ejemplo demorar en un par de años más la

repotenciación de una subestación de distribución eléctrica por el crecimiento de la demanda en el sector etc.

La implementación de unidades de generación fotovoltaica distribuida pueden servir de gran ayuda para el alivio de la carga en las líneas de distribución en las horas pico después del mediodía.

Este estudio pretende el análisis de la implementación de una generadora fotovoltaica conectada a una alimentadora con carga comercial y residencia y con disponibilidad de áreas lo suficientemente amplias para albergar una planta generadora de al menos 1 MWp. En la Figura 1.2 se observa el esquema de la conexión a la red de una central generadora fotovoltaica.

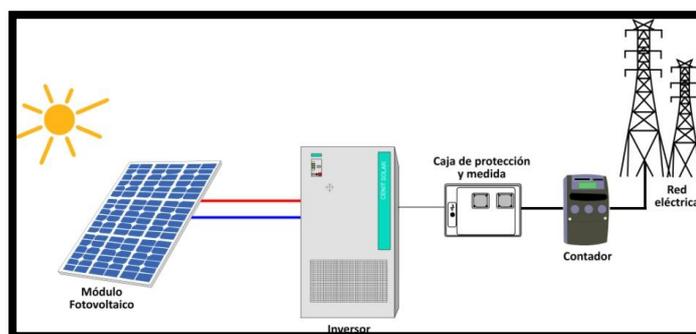


Figura 1.2: Ilustración del esquema de la generación fotovoltaica conectada a la red. [7]

Una de las principales razones para la justificación de nuestro estudio es el hecho de proponer la no dependencia al 100% de unidades generadoras centralizadas, ya que estas producen pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución que a largo plazo representarán un alto costo en comparación a una planta de generación distribuida, la cual será conectada lo más cerca posible a la carga con mayor consumo.

Teniendo en cuenta de que no existe ningún proyecto de generación eléctrica con energías renovables a gran escala que esté situada dentro del área urbana de alguna de las grandes ciudades del Ecuador; ¿Por qué no se puede realizar lo mismo aquí en la ciudad de Guayaquil y ser unos de los pioneros en el tema?

Es obvio que se deben salvar algunos obstáculos como por ejemplo la apertura para que la empresa pública de distribución de energía CNEL-EP esté obligada a comprar kWh de producción eléctrica con energías renovables como pasa en algunos países de Europa como España o al menos den facilidades como el mantenimiento de los incentivos monetarios por venta de kWh a proyectos de energías renovables no convencionales.

Finalmente otro punto de análisis será el aprovechamiento de la energía generada por la central fotovoltaica para el abastecimiento de una electrolinera en el edificio de parqueo. Esta es una interesante apuesta que puede incrementar los ingresos tanto para el vendedor de energía como para el propietario del negocio de parqueo y así poder sustentar la inversión y posibles extras como por ejemplo la adquisición de bancos de baterías para almacenar el posible exceso de la energía producida en el día.

Esta nueva hipótesis se justifica debido a que existe la intención del gobierno de incentivar la llegada de autos eléctrico a partir del segundo semestre del año 2015 para que estos se puedan ser comercializados fácilmente en el mercado ecuatoriano. Estos autos son más amigables con el medio ambiente y bajo esta premisa el Gobierno prepara incentivos para que las personas puedan optar por este tipo de autos como por ejemplo, los autos eléctricos de hasta 40 mil dólares puedan ingresar al país sin aplicarles el 40% de arancel, que deben pagar los autos que utilizan gasolina como también se ofrece no gravar el impuesto a los consumos especiales (ICE) ni el impuesto al valor agregado (IVA), a los vehículos eléctricos de hasta 35 mil dólares. También se pretende que los beneficios no solo se vean cuando el producto sea importado, sino que se puede tener acceso preferencial a sitios de parqueos restringidos y tarifas preferenciales en parqueo.

Uno de los beneficios de este tipo de autos radica en que el precio que los conductores deberán pagar por la electricidad consumida para cargarlos será inferior a lo que se paga en la actualidad por combustible cuyo costo está subsidiado por el Estado. Ramiro Cornejo, subgerente de la empresa Kia Motors en Ecuador explicó que “el costo que va a tener el kilovatio hora será de

\$ 1.50, aproximadamente, y con eso se puede recorrer 100 km mientras que con la misma cantidad en gasolina apenas se puede recorrer 60 km”. [8]

Como anteriormente se recalcó como parte del plan de renovación de la matriz energética el gobierno trabaja en acciones para establecer distintos puntos de carga de vehículos eléctricos o electrolineras como por ejemplo establecer cuáles deben ser las distancias en donde deben estar ubicadas estas estaciones de servicio.

Según la agencia de noticias ANDES, a pesar de que en un primer momento se fomentará el proceso de carga en los hogares, las autoridades explicaron que en las Electrolineras existirán dos dispositivos, aquellos que permiten cargar el vehículo en cuatro horas y las que permiten cargar en 30 minutos. La construcción de estas costará entre 20.000 y 40.000 dólares y también existe la posibilidad de colocar puntos de carga en lugares estratégicos como centros comerciales o restaurantes para que los vehículos se carguen mientras los usuarios realizan sus actividades. [9]

La misma idea propone Heinz Finke, investigador técnico de automotores el cual explicó que se requiere la disposición de electrolineras en distintos puntos de las ciudades para poder auxiliar a los usuarios, en caso de que los autos se descarguen. La carga de un vehículo toma entre 21 y 30 minutos, entonces se prepara una alianza público - privada para la instalación de las estaciones de carga eléctrica. [8]

Presentada esta información se puede demostrar que existe una oportunidad de negocio en el área ya que el gobierno desea que la empresa privada invierta en la implementación de estaciones de carga rápida para autos eléctricos debido a la posterior demanda de estos. En nuestro caso es sumamente oportuno captar el interés de las personas que puedan adquirir autos eléctricos y que laboren o realicen actividades frecuentemente en toda el área de influencia de Puerto Santa Ana para poder brindar el servicio a dichos autos y así puedan hacer uso de este, lo que nos permitiría poder contar con este rubro como ingreso al proyecto de la central fotovoltaica ya que la infraestructura necesaria estaría lista ya que el proyecto de conexión con la red pública de electricidad

demandaría la mayor parte de la inversión. Se justifica de manera la implementación de este proyecto y así empezar el cambio de la ciudad a una ciudad ecológica y sustentable.

1.6 Metodología

Es necesario para la realización del proyecto conocer el marco teórico relacionado a la energía solar y su utilización en generación eléctrica por medio de paneles solares fotovoltaicos, su construcción, tipos de paneles etc.

Luego se procederá a realizar un estudio de la ubicación donde se realizará la implementación de la futura planta tomando como factores principales la cercanía de una subestación eléctrica de distribución donde alguna de sus alimentadoras este sobrecargada actualmente o en un futuro cercano esta se sobrecargue por efecto de la demanda en el sector y que dicha ubicación tenga el área suficiente para albergar los paneles fotovoltaicos requeridos en el diseño.

Posteriormente se procede a estimar la radiación del lugar seleccionado utilizando las bases de datos de radiación que estén disponibles como por ejemplo (Meteonorm, NASA, Atlas Solar del CONELEC) para después de ello obtener un promedio ponderado de la radiación y estimar el valor más cercano al lugar donde se encontrará ubicada la central de generación.

Una vez estudiado todos los elementos anteriores se procede al cálculo de cantidades de paneles solares en serie o en paralelo, así como también la cantidad de inversores y sus especificaciones.

Sabiendo la cantidad de paneles solares e instrumentación requerida para la capacidad de generación de la planta se estimará el área total de la central la cual estará situada en un área adyacente a la Subestación Puerto Santa Ana, además de realizar el análisis para la implementación de una electrolinera que se abastezca con parte de la energía generada por la central fotovoltaica.

Por último se realizará un análisis económico de la implementación del proyecto, en ella se estudiará la paridad de la red, el pliego tarifario, el costo de la energía vendida a los usuarios de vehículos eléctricos por carga lenta o rápida; determinando la rentabilidad de la misma.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO.

2.1 Las energías renovables

El consumo de energía crece considerablemente al pasar de los años debido a una sociedad altamente consumista, en consecuencia los recursos energéticos disponibles actualmente corren el riesgo de agotarse. Por otra parte, el modelo energético que actualmente se utiliza y está basado ampliamente en la generación de electricidad de forma térmica y nuclear presenta serios inconvenientes al medio ambiente ya que los residuos que estos tipos de generación de energía producen son un foco de alta contaminación. Por lo tanto es necesaria la búsqueda de nuevas alternativas para la producción de energía que ayuden a renovar la actual oferta energética de tal manera que se cumplan con dos principales objetivos que son la protección del medio ambiente y satisfacer el incremento del consumo de energía.

Entonces se puede decir que las energías renovables se presentan como una importante alternativa para la diversificación de la actual oferta energética y éstas se caracterizan por utilizar recursos ilimitados que tienen un impacto ambiental muy reducido en comparación por ejemplo de los combustibles fósiles y radiactivos. Teniendo en cuenta estas ventajas se debería tener como objetivo que estos recursos ilimitados sean aprovechados de la mejor manera y que se puedan afianzar como fuentes estables de energía en el futuro.

De todo el grupo de energías renovables que existen nos referiremos a la energía solar fotovoltaica; ésta consiste en la conversión de la energía que proviene del sol en forma de radiación electromagnética a energía eléctrica. Los sistemas que utilizan elementos fotovoltaicos se caracterizan por disminuir la emisión de agentes contaminantes que son conocidos como desechos de producción industrial como los Óxidos de Azufre y Nitrógeno, Dióxido de Carbono etc. Una característica de los sistemas fotovoltaicos es que no precisan de ningún abastecimiento exterior, también necesitan poco

mantenimiento y algo muy importante es que utilizan al sol como fuente ilimitada de energía.

Los sistemas fotovoltaicos tienen diversas aplicaciones pero una de las más utilizadas son los sistemas con conexión a la red de distribución ya que es el área que mayores expectativas tienen como negocio en el mercado de las energías renovables. Esta aplicación se caracteriza por la inyección parcial o total de la energía generada por el sistema fotovoltaico a la red eléctrica de una empresa de distribución, esta conexión se puede hacer tanto en baja tensión como en media y alta tensión dependiendo de la capacidad instalada en MW de la generadora.

2.2 Producción de energía eléctrica y la energía solar

2.2.1 Radiación Solar

Mediante la energía generada por el Sol la cual es constante, se dice que en el momento de incidir sobre la superficie de la tierra pierde parte de su potencia debido a distintos fenómenos ambientales que se consideraron para este capítulo.

La potencia radiante que llega a la superficie terrestre no es la que finalmente alcanza a irradiar la superficie de la Tierra debido a factores atmosféricos, climáticos, la actividad humana, la propia forma del planeta y el cambio temporal y estacional que se tiene.

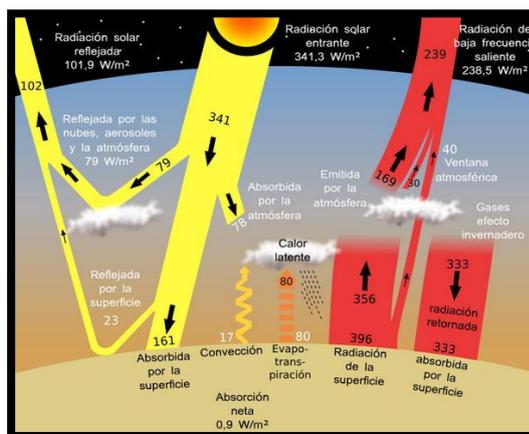


Figura 2.1: Energía solar que llega a la Tierra. [10]

La atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos producen sobre ésta.

Teniendo en cuenta estos parámetros, la irradiación que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre en un día sin nubosidad al mediodía alcanza un valor máximo de 1000 W/m^2 aproximadamente. Este valor depende de factores meteorológicos como la nubosidad en el lugar donde se analiza la situación.

Para obtener la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un período de tiempo definido se obtiene la energía en kWh/m o en MJ/m^2 . Estos valores tendrán a variar dependiendo de la región en donde se plantee realizar el proyecto.

Para proceder a realizar el diseño de una planta generadora fotovoltaica es necesario conocer la radiación solar del lugar tomando como referencia cualquier información meteorológica disponible, en el Ecuador se tiene un atlas solar que brinda valores aproximados de la radiación solar en el país.

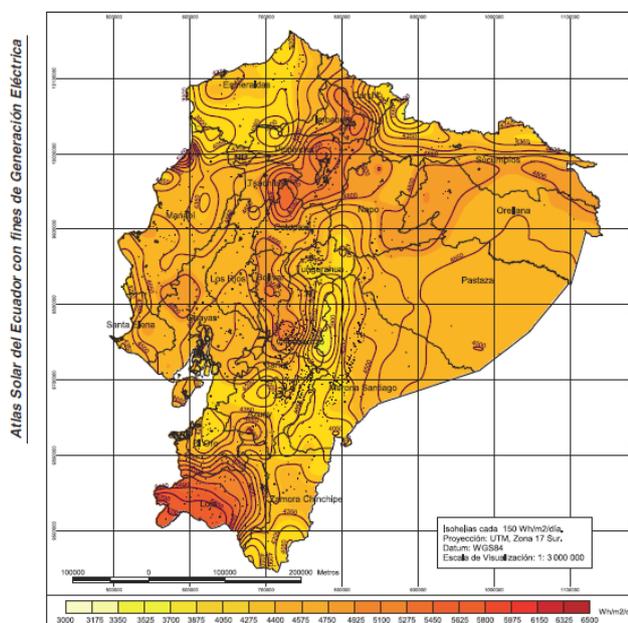


Figura 2.2: Insolación global promedio en el Ecuador. [11]

La radiación solar promedio en el Ecuador alcanza aproximadamente los 4.3 y 4.6 kWh/m² por día, tal como se puede observar en la figura 2.2.

2.2.2 Tipos de radiación solar

Existen tres formas en que la radiación solar se manifiesta, la cual depende de cómo recogen los objetos situados en la superficie terrestre dicha radiación. Estas son:

- Radiación Directa: Este tipo de radiación llega directamente desde el sol sin sufrir modificación alguna en su trayectoria. La radiación directa induce la proyección de una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.
- Radiación Difusa: La radiación directa que traspasa la atmósfera es reflejada o absorbida por las nubes en la atmósfera. Este tipo de radiación se propaga en todas las direcciones gracias a las reflexiones y absorciones que sufre dicha radiación, tanto de las nubes como de las partículas de polvo atmosféricos. La radiación difusa no produce sombra alguna respecto a los objetos opacos que se interponen en su trayectoria, debido a esto las superficies horizontales de los objetos son las que reciben más radiación difusa.
- Radiación Reflejada: Es aquella que se refleja por efecto de la superficie terrestre, en donde la cantidad de dicha radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie más conocido como albedo. La radiación reflejada no alcanza las superficies horizontales de objetos. Al contrario las superficies que reciben más radiación reflejada son las superficies verticales de objetos.

En días soleados y sin nubosidad, la cantidad de radiación directa es mayor que la cantidad de radiación difusa medida en un lugar específico, mientras que en un día nublado la cantidad de radiación directa llega a valores muy pequeños por lo que casi la totalidad de la radiación solar incidente sobre la superficie es difusa.

2.3 Coordenadas y declinación solar

Debido a que el plano de la eclíptica tiene una diferencia de 23.5° con el eje de rotación de la Tierra producido por la inclinación que presenta el planeta, este ángulo permanece constante lo que provoca algunos de los fenómenos que definen las estaciones. Por ejemplo en época de verano en el hemisferio sur, dicho hemisferio se encuentra mayormente inclinado hacia el sol con respecto al hemisferio norte; producto de esto la temperatura alcanza valores más elevados por lo que existen algunas fechas que establecen fenómenos análogos o contrarios tanto para el hemisferio norte como el hemisferio sur.

A continuación se citan algunos conceptos importantes:

- Cenit: Punto más alto que alcanza el sol en su elevación sobre el horizonte.
- Ángulo Cenit solar: Diferencia angular entre cenit y el ángulo del sol y su valor varía entre 0° y 90° .
- Altura Solar: Ángulo complementario al ángulo cenit solar en donde la suma de ambos es equivalente a 90° .

Si observamos la figura 2.3, ésta nos muestra todas las mediciones angulares que se deben conocer para el diseño e instalación de colectores solares (paneles solares fotovoltaicos). Estos objetos tendrán una inclinación con respecto al plano horizontal (β) que dependerá de la mayor o menor captación de radiación solar.

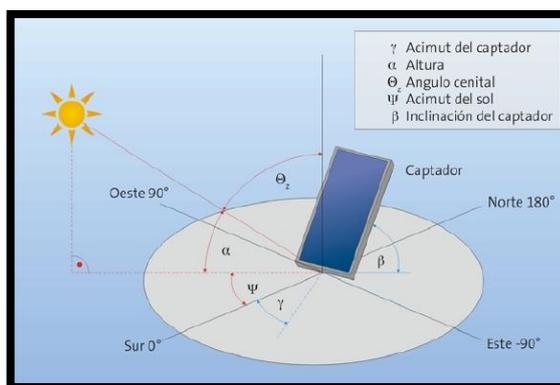


Figura 2.3: Ángulos y posiciones con respecto al sol. [12]

2.4 Panel Solar Fotovoltaico

Es el elemento más importante de un sistema fotovoltaico ya que es el encargado de realizar la transformación de energía. El elemento fundamental es llamado célula fotovoltaica el cual es un dispositivo desarrollado con materiales semiconductores que convierten la energía producida por el sol en energía eléctrica por medio del efecto fotoeléctrico. El material comúnmente más usado para la fabricación de las células fotovoltaicas es el Silicio. Cada célula aporta con un voltaje y corriente dado pero que no es suficiente para usarlo en aplicaciones eléctricas por lo que estas células se agrupan en una estructura llamada módulo o paneles solar que conectan en serie una cantidad de células fotovoltaicas que cada fabricante de estos considere necesaria para su aplicación. Comúnmente los fabricantes suelen ubicar 60 células fotovoltaicas conectadas en serie por módulo para alcanzar voltajes de alrededor de 30 VCC.

2.4.1 Tipos de células fotovoltaicas

Como se mencionó anteriormente el material más utilizado en la fabricación de las células fotovoltaicas que conforman los paneles solares es el Silicio. A su vez existen tres tipos de material de Silicio para producir las células fotovoltaicas y estos son el silicio monocristalino, silicio policristalino y el silicio amorfo.

- Silicio Monocristalino: Las células fotovoltaicas de silicio monocristalino están formadas por un único cristal de silicio en estado natural en donde los átomos de silicio se encuentran alineados perfectamente, aumentando la conductividad del material. Al tener dicho material más pureza, una de las características importantes es que el rendimiento del módulo que contienen las células fotovoltaicas será mayor. Visualmente las células fabricadas con silicio monocristalino son de color azul oscuro uniforme y su forma es generalmente octogonal tal como se puede observar en la figura 2.4.



Figura 2.4: Célula de Silicio Monocristalina

- Silicio Policristalino: Las células fotovoltaicas de silicio policristalino están formadas por una acumulación de cristal de silicio. Esta acumulación hace disminuir la pureza del material lo que se traduce en un rendimiento menor de la célula en comparación con el rendimiento que puede alcanzar una célula fabricada con silicio monocristalino. Visualmente las células fabricadas con silicio policristalino son de color azul no uniforme como se puede observar en la figura 2.5 y generalmente son las más utilizadas en proyectos fotovoltaicos de gran escala debido a su costo.

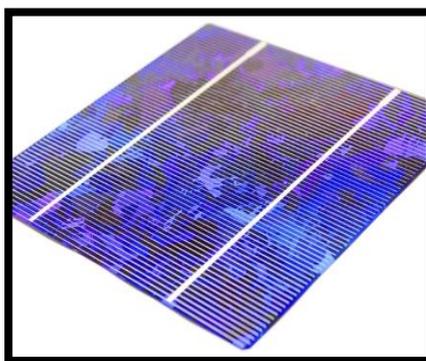


Figura 2.5: Célula de Silicio Policristalina.

- Silicio Amorfo: La principal característica de este material es que no existe red cristalina por lo que su rendimiento es mucho menor al de los materiales cristalinos. Una de sus principales ventajas además de su bajo costo es que es un material que capta con más facilidad

la radiación solar y puede ser adaptado a cualquier forma u objeto. Se puede observar en la figura 2.6 un ejemplo de material hecho con silicio amorfo.



Figura 2.6: Silicio Amorfo.

2.4.2 Fabricación de paneles fotovoltaicos

En el proceso de fabricación de un módulo fotovoltaico con material cristalino se conectan varias células en serie (entre 50 y 60) con un fundente para soldaduras, luego se procede a una limpieza por ultrasonido sumergido en agua a 60°C. Se pasa por un proceso de secado y cuando las células se encuentren perfectamente limpias se procede a modificarlas y soldarlas entre sí según el arreglo deseado. Posteriormente se realiza una prueba donde se verifica el voltaje en cada sección fabricada, a continuación se procede a colocar una lámina de cristal estratificado la cual será la base rígida y transparente que sujetará los módulos. La rigidez de la base es reforzada con una plancha laminada donde es colocada una película de sellado para la protección del módulo contra la humedad y suciedad.

Finalmente el módulo se ubica en un horno sellado herméticamente aproximadamente de 14 a 15 minutos, a 85°C para adherir todos los componentes tal como se muestra en la figura 2.7.

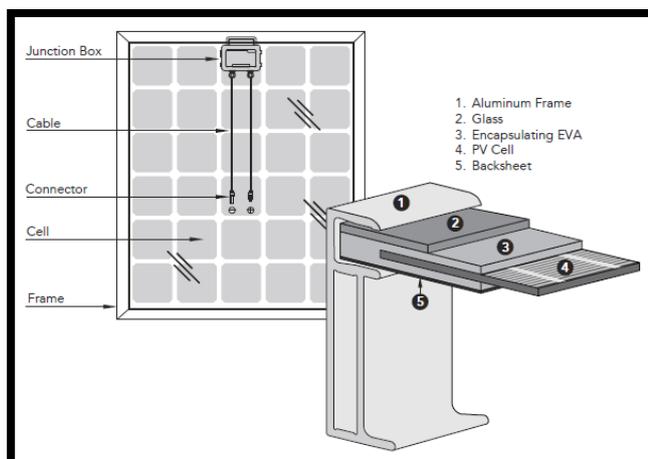


Figura 2.7: Estructura paneles fotovoltaicos Yingly Solar. [13]

2.4.3 Parámetros de los paneles fotovoltaicos

Para comprender el funcionamiento de los paneles solares fotovoltaicos, se debe saber que existe una relación entre los parámetros eléctricos de éstos con las condiciones climáticas a las que están expuestos, por ende estos parámetros variarán dependiendo del lugar donde se encuentren ubicados los módulos es decir de donde se situará el proyecto.

Debido a esto los fabricantes de módulos fotovoltaicos referencian la potencia que producen sus equipos estableciendo condiciones de prueba estándares más conocida como STC. Algunas de estas condiciones se citan a continuación:

- Radiación solar: 1000 W/m²
- Temperatura de célula fotovoltaica: 25°C
- AM (Masa de Aire): 1.5

Entonces los parámetros eléctricos de los paneles fotovoltaicos son clasificados según estas condiciones aquí citadas. Podemos señalar un ejemplo en donde el fabricante de los módulos FV indica que la potencia máxima de sus paneles (llamada potencia pico) es de 230 Wp, esto significa que los paneles conseguirán esta potencia en STC, es decir en

condiciones meteorológicas similares a las condiciones de prueba estándar.

Algunos de los parámetros eléctricos más importantes dados por la mayoría de fabricantes de módulos fotovoltaicos son:

- Potencia pico: Máxima potencia generada por un panel solar fotovoltaico.
- Punto de máxima potencia (MPP): Punto correspondiente a la curva característica donde el producto entre el voltaje y la corriente es el máximo posible.
- Voltaje en MPP: corresponde al valor de voltaje en el punto de máxima potencia de la curva característica de un panel fotovoltaico.
- Corriente en MPP: corresponde al valor de corriente en el punto de máxima potencia de la curva característica de un panel fotovoltaico.
- Voltaje de circuito abierto (V_{OC}): Voltaje máximo generado por el panel fotovoltaico estando sus terminales en circuito abierto.
- Corriente de cortocircuito (I_{SC}): Corriente máxima generada por el panel fotovoltaico estando sus terminales en cortocircuito.
- Factor de forma: Corresponde al cociente entre la potencia pico del módulo y el producto entre el voltaje de circuito abierto y la corriente de cortocircuito. Dicho factor representa un índice de calidad del elemento fotovoltaico por lo que se puede decir que si el factor de forma se aproxima al 100%, el panel solar fotovoltaico posee un mejor rendimiento.

2.4.4 Curva característica de los paneles fotovoltaicos

La curva característica de un panel fotovoltaico muestra las potenciales variaciones de voltaje y corriente en condiciones ambientales establecidas. El punto en el que trabajará el elemento fotovoltaico (que será la potencia generada en dicha condición) viene dado por la carga que este tenga conectado en sus terminales.

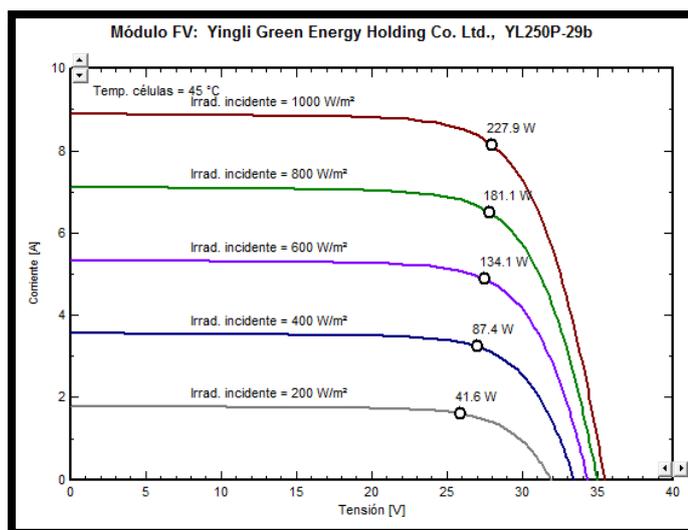


Figura 2.8: Curvas características a diferentes niveles de Irradiación de los paneles fotovoltaicos Yingly Solar.

La ecuación para representar la curva característica voltaje vs corriente de una célula fotovoltaica está dada por:

$$= I_L - I_{dinv} \left[10^{\left(\frac{V+I \cdot R_s}{m \cdot V_t} \right)} - 1 \right] - \frac{V+I \cdot R_s}{R_p} \quad (2.1)$$

- I_L : Corriente fotogenerada
- I_{dinv} : Corriente inversa de saturación del diodo
- V_t : Voltaje térmico que es igual a $\frac{K \cdot T}{e}$ siendo "K" la constante de Boltzman, "T" la temperatura en grados Kelvin y "e" la carga del electrón.
- m: Factor de idealidad del diodo.

- R_s : Resistencia en serie
- R_p : Resistencia en paralelo

Las características eléctricas de los paneles solares fotovoltaicos van a depender de cuantas células en serie y paralelo posea. Si presumimos que todas las células que estructuran el panel fotovoltaico son de idénticas características, la corriente generada por el módulo sería igual al voltaje de la célula fotovoltaica multiplicado por el número de células en serie.

$$I_{panel} = I_c \cdot N_p \quad (2.2)$$

$$V_{panel} = V_c \cdot N_s \quad (2.3)$$

Donde N_s y N_p son el número de células en serie y paralelo que contiene el panel fotovoltaico.

2.5 Estación de carga eléctrica de autos (Electrolinera)

En la actualidad el conocimiento humano se va actualizando tanto en cuanto la tecnología va avanzando y nuevos adelantos emergen en la sociedad cambiando rápidamente y en muchos casos mejorando sobre el cómo hacer algo bien en hacerlo algo mejor. Este capítulo presenta las nuevas tecnologías que veremos en una electrolinera.

2.5.1 Vehículos eléctricos

Resumiendo, los tipos de vehículos eléctricos los podemos clasificar en tres tipos:

- Vehículo Híbrido eléctrico: Son aquellos vehículos que utilizan únicamente como fuente energética el combustible y no permite la carga de la materia mediante una fuente exterior. Principalmente las baterías se cargan mediante ciclos de carga y descarga. El freno regenerativo de la energía cinética obtiene energía para cargar las baterías cuando el conductor utiliza al presionar el freno.



Figura 2.9: Característica vehículo híbrido.

- Vehículo Híbrido enchufable: Este tipo de vehículos combinan el motor de combustión interna con una batería y el motor eléctrico. Caso particular este tipo de vehículos para las baterías puedan ser cargadas mediante el motor de gasolina, freno regenerativo y conectarlo a un punto de AVF.



Figura 2.10: Característica vehículo enchufable.

- Vehículo Eléctrico puro: Impulsado por un motor eléctrico que obtiene la energía de unas baterías acumuladoras recargables.



Figura 2.11: Característica vehículo eléctrico puro.

2.5.2 Baterías

Estos dispositivos almacenan energía eléctrica utilizando procesos electroquímicos en los cuales hay pérdidas pero que tiene un buen rendimiento.

- **Funcionamiento:** Las baterías tienen un principio de funcionamiento conocido como Redox, es decir un proceso reversible llamado reducción – oxidación. Este proceso se puede explicar de manera sencilla ya que uno de sus componentes se oxida es decir que pierde electrones, y el otro se reduce, o también se dice que gana electrones.
- **Tipos de Baterías:** Las siguientes baterías son las más utilizadas en los vehículos eléctricos y pertenecen a los siguientes tipos:
 - a. **Baterías de Plomo – Ácido:** La mayoría de los vehículos eléctricos son de este tipo debido a que poseen una tecnología actual, bajo costo y alta disponibilidad.

Ventajas:

- Poseen una tensión elevada mayor de 2 V.
- Capaces de suministrar alta corriente y por tanto potencia.

- Componentes reciclables.

Problemas:

- El número de ciclos de carga y descarga de este tipo de baterías es bajo entre 400 y 800.
- El impacto ambiental es nocivo, debido a que poseen componentes como el antimonio y el arsénico.

- b. Baterías de Níquel – Hidruro metálico: Este tipo se suele emplear sobre todos los vehículos híbridos:

Ventajas:

- Admiten carga rápida, con una duración de entre 1 – 3 horas.
- No requieren ningún tipo de mantenimiento adicional.

Problemas:

- El coste es más elevado que en el caso de las baterías de plomo.
- Su comportamiento no es óptimo en climas fríos.

- c. Baterías de Ion - Litio: Es el tipo de baterías más conocidas ya que son utilizadas por la telefonía móvil, computadoras portátiles.

Ventajas:

- Poseen un voltaje nominal más elevado a hecho se espera que la tecnología se extienda en el futuro.
- Presentan un bajo efecto memoria por lo que tienen una mayor capacidad de recarga.

2.5.3 Estaciones de recarga

Se denomina estación de recarga al conjunto de equipos destinados a suministrar CA o CC a vehículos eléctricos. Contiene la toma de corriente, que son cada uno de los puntos de alimentación para los vehículos presentes en una estación de recarga.

- **Tipos de carga**

Atendiendo a las distintas potencias, corrientes de circulación y tiempos de carga podemos hablar de carga lenta y carga rápida.

- a. Carga lenta: Entendemos por carga lenta la carga en la que la potencia demandada por el VE está comprendida entre 3.5 - 22 kW, y el tiempo de carga esté comprendido entre 8 - 6 horas.
- b. Carga semi-rápida: solo lo aceptan algunos vehículos, aunque se espera que sea una forma de carga común. El tiempo de carga oscila entre 3 - 4 horas.
- c. Carga rápida: Es aquella carga, en la que potencia demandada oscila entre los 43 - 150 kW, y el tiempo de carga varía en 10 - 30 minutos.

- **Modos de carga**

- a. Infraestructura de recarga: Hoy día existen distintos tipos de infraestructuras de recarga, según se realicen la instalación en la vía pública, en superficie en un entorno controlado o en el interior de garajes.

Con el fin de solucionar el problema de autonomía que tienen los VE, y permitir que los usuarios puedan utilizar estos con la mayor libertad posible, nacen los distintos tipos de infraestructuras de recarga del VE, para poner al alcance de todos los usuarios una energía accesible y en cualquier lugar y momento.

- b. Tipos de tomas corrientes: La toma de corriente Tipo 3 posee además de lo mencionado, obturadores que evitan el contacto directo con las partes en tensión, bajo un grado de protección IPXXD, denominada "child protection", como se muestra en la figura 2.12 y la Tabla 2.

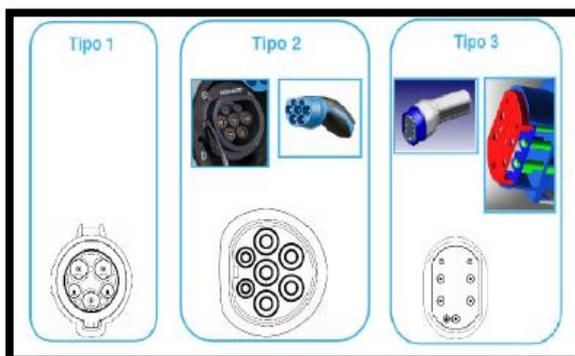


Figura 2.12: Tipos de tomas de corriente.

Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
Conexión Monofásica	Conexión Monofásica/Trifásica.	Conexión Monofásica/Trifásica.
Intensidad máxima: 32 A	Intensidad máxima: 70 A (monofásica) y 63 A (trifásica).	Intensidad máxima: 32 A.
Tensión máxima: 250 V	Tensión máxima: 500 A	Tensión máxima: 500V.
Nº patillas: 5	Nº patillas: 7.	Nº patillas: 5 o 7.

Tabla 2: Tipos de conexión de tomas de corrientes.

2.5.4 Recarga del vehículo eléctrico

- Conexión: Podemos seguir los siguientes pasos:
 - a. Mediante una identificación (tarjeta) acceder al sistema.
 - b. Puerta de seguridad anti robo.
 - c. Punto de conexión abierto para acceso a recarga.
 - d. Bloquear punto de recarga.
 - e. Iniciar recarga.
- Desconexión: También podemos seguir los siguientes pasos:
 - a. Mediante la identificación acceder al sistema.
 - b. Apertura del sistema antirrobo y desconexión de la red eléctrica renovable.
 - c. El punto de recarga permite la desconexión del vehículo eléctrico.
 - d. Clausura del sistema antirrobo.

CAPÍTULO 3

3. DESARROLLO DEL DISEÑO.

3.1 Análisis de la capacidad de la PGFV

Como requisito inicial para el diseño se tiene que establecer la capacidad instalada que tendrá la central generadora fotovoltaica, para esto primero analizaremos algunos datos de la Subestación Puerto Santa Ana y el lugar de ubicación de la generadora fotovoltaica.

3.1.1 Subestación Puerto Santa Ana

La subestación fue construida para abastecer de energía eléctrica a los sectores aledaños a ésta, específicamente al área de Puerto Santa Ana, Ciudadela Bella Aurora, Cooperativa 29 de julio y una pequeña parte del Barrio Las Peñas en la ciudad de Guayaquil. Es alimentada por líneas de subtransmisión conectadas a la línea de 69 kV la cual pasa cerca del Hospital Psiquiátrico Lorenzo Ponce.

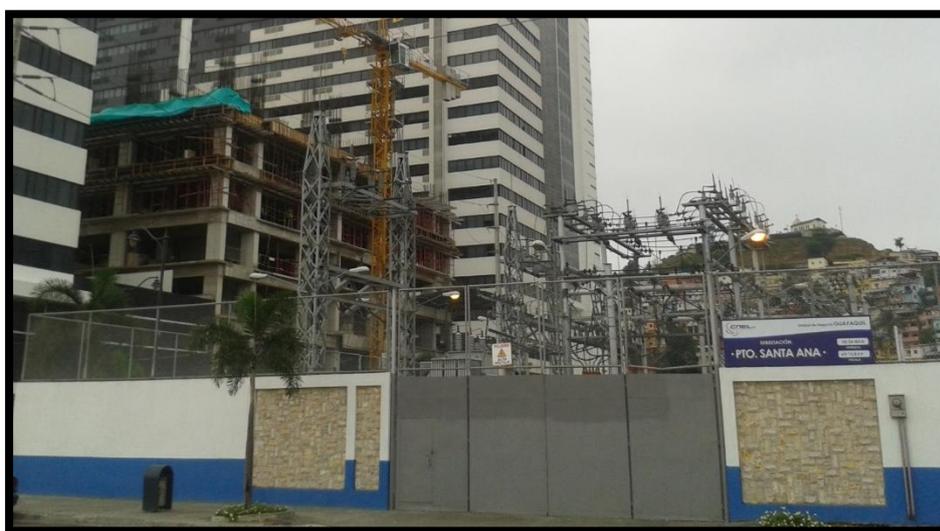


Figura 3.1: Subestación Puerto Santa Ana.

Esta subestación fue diseñada para una capacidad máxima de 36/48 MVA la cual será suministrada por dos transformadores de poder de 18/24 MVA cada uno, pero en la actualidad se encuentra abastecida por un solo transformador de 18/24 MVA con una estructura a 69 kV y otra a 13.8 kV, el cuál es suficiente para cubrir la demanda energética existente en el sector actualmente.

Una vez que los niveles de demanda se vayan incrementando, se pretende ampliar la subestación para albergar un segundo transformador de potencia.

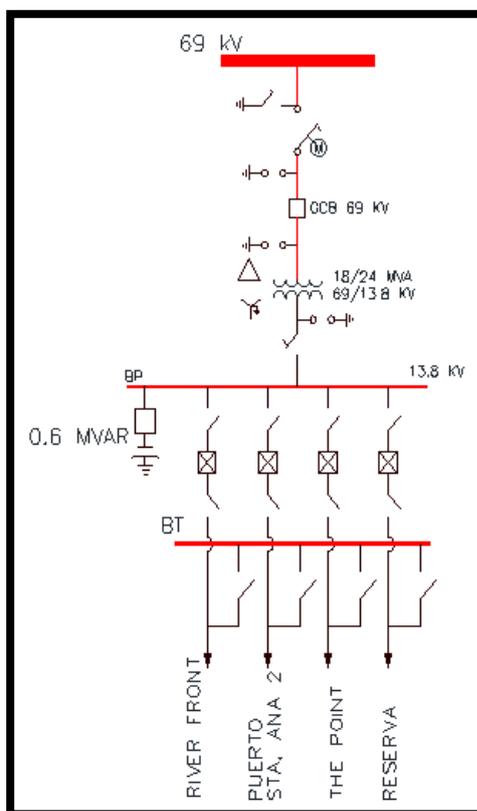


Figura 3.2: Diagrama Unifilar de la S/E Puerto Santa Ana.

Observamos en el Figura 3.2 que la subestación tiene tres alimentadoras activas las cuales son:

- River Front
- Puerto Santa Ana 2
- The Point

Según los datos de la CNEL Unidad de Negocio Guayaquil la alimentadora que suministra el servicio eléctrico a una mayor área y por ende es la que toma la mayor parte de la carga de la subestación es la alimentadora Puerto Santa Ana 2. Nuestro estudio realizará el diseño de la generadora fotovoltaica para que inyecte la energía producida a esta alimentadora ya que es la que mayor consumo de carga demanda de la subestación.

En la Tabla 3 se muestra el historial de potencia y energía aportada a la red por la S/E Puerto Santa Ana en el periodo de 1 año; cabe indicar que la subestación tiene tres años de funcionamiento (fue puesta en servicio a finales del año 2012). Consultando con los técnicos de la CNEL Unidad de Negocio Guayaquil, un estudio de proyección de demanda arrojaba que la subestación necesitaría alrededor de 1MVA adicional para suplir el aumento de la demanda de aquí a 5 años a futuro.

Mes \ S/E	Puerto Santa Ana	
	MVA	MWh
abr-14	4.08	1,866.641
may-14	6.94	1,953.805
jun-14	4.16	1,850.228
jul-14	6.49	1,854.237
ago-14	3.86	1,783,491
sep-14	9.55	1,758.586
oct-14	6.04	1,790.909
nov-14	4.18	1,746.739
dic-14	6.96	1,941.829
ene-15	4.41	1,922.714
feb-15	4.38	1,764.723
mar-15	4.41	1,988.346
abr-15	4.55	1,984.651

Tabla 3: Historial de Potencia y Energía S/E Puerto Santa Ana.

3.1.2 Ubicación del proyecto

Para el desarrollo del estudio se optó por buscar una subestación la cual posea en sus cercanías un espacio lo suficientemente grande para albergar la central de generación fotovoltaica además de otras consideraciones. Se seleccionó la S/E Puerto Santa Ana porque está localizada muy cerca de un predio, el cual puede brindar las facilidades para la instalación de los paneles fotovoltaicos. El área de dicho predio será un parámetro fundamental para la selección de la capacidad instalada de la planta generadora fotovoltaica ya que dependiendo de cuantos paneles podremos colocar en el predio, la capacidad en MW de la generadora podrá ser más alta o más baja dentro de los límites permitidos para el desarrollo del estudio.

Además de esto, se eligió este sector ya que la implementación de este proyecto podrá suplir las necesidades energéticas a futuro de esta subestación, específicamente de la Alimentadora Puerto Santa Ana 2 la cual abastece una zona comercial y residencial de alto desarrollo e importancia para la ciudad de Guayaquil. También se tiene disponible un terreno al frente de la subestación Puerto Santa Ana y es donde se desarrollará el estudio para la implementación de la estación de carga de autos eléctricos (electrolinera) el cual también forma parte del proyecto.



Figura 3.3: Ubicación del proyecto. [14]



Terrenos PGF

Terrenos Electrolinera

Figura 3.4: Fotos de los lugares donde se desarrollará el proyecto.

País	Ecuador
Provincia	Guayas
Ciudad	Guayaquil
Dirección	Entre 2do Pasaje 5 NE y 3er Pasaje 5 NE, salida Norte de los Túneles del Cerro Santa Ana.
Coordenadas UTM	Huso:17M X: 624795.48 m E Y: 9759211.62 m S
Coordenadas Geográficas (grados, minutos y segundos)	Latitud: -2.17° Longitud: -79.87°
Coordenadas Geográficas (grados decimales)	2°10'40.97" S 79°52'40.01" O
Hemisferio	Sur
Altura	10 msnm

Tabla 4: Datos de la ubicación de la central generadora fotovoltaica.

Una vez analizados los datos de la subestación podemos concluir que nuestra generadora fotovoltaica debería ser diseñada para que provea 1 MVA de potencia a la subestación Puerto Santa Ana y específicamente a la Alimentadora Puerto Santa Ana 2 que es la que concentra la mayor parte de la carga de la subestación.

Esto provocaría que las líneas de subtransmisión a 69 kV que abastecen a la subestación no tengan que transportar este 1 MVA adicional en los 5 años en que fue pronosticada que la demanda aumentaría.

Ahora tenemos que tomar en cuenta cuales son las regulaciones que permitirían proveer de 1 MVA a la red pública de distribución.

Según la página web de la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL) las regulaciones vigentes para este tipo de proyectos son las siguientes:

- Regulación No. CONELEC - 002/11
- Regulación No. CONELEC - 002/13
- Codificación Regulación No. CONELEC - 001/13
- Regulación No. CONELEC - 004/11

En este caso puntual se muestra como válida la Regulación No. CONELEC - 004/11 que rige para las centrales generadoras de energía no convencionales por su importancia para el estudio pero no existe información clara de que dicha regulación se encuentra vigente o fue absorbida por la Codificación Regulación No. CONELEC - 001/13.

Un análisis de las regulaciones aquí propuestas nos dan la pauta de que existe una clara regulación para unidades generadoras no convencionales las cuales tienen capacidades menores a 1 MW además de mayores facilidades en los tramites de certificaciones y permisos comparadas con generadoras de 1 MW en adelante por lo que estimamos que para mayor facilidad en la factibilidad del proyecto se debería elegir una capacidad instalada menor a 1 MW para el estudio.

Otra consideración a tomar en cuenta es el espacio necesario para la instalación de los paneles solares. Tomando el ejemplo de un proyecto de generación fotovoltaica ubicada en Briceño provincia de Manabí, esta planta generadora fotovoltaica de 1 MW fue implementado en un terreno de entre 1 y 2 hectáreas (entre 10,000 m² y 20,000 m²) para la instalación de 4,400 paneles solares.

En nuestro caso tenemos disponibles alrededor de 9,700 m² para la colocación de los paneles solares y también los cuartos donde estarán colocados los inversores y el transformador por lo que será difícil que se pueda implementar una capacidad de generación de 1 MW en el terreno disponible.

Analizada toda esta información, se considera que el diseño debe ser ajustado para una potencia nominal instalada de 800 MW al menos como primer paso para empezar el diseño de la planta generadora; en los apartados siguientes se justificará o rebatirá la hipótesis aquí planteada.

3.2 Irradiación solar del terreno

Como segundo paso tenemos que cuantificar el recurso solar en la ubicación de nuestro proyecto, para esto tenemos que cotejar los datos de la irradiación solar que llegará a los paneles solares.

Estos datos son difíciles de conseguir aquí en el Ecuador ya que los datos más fidedignos son los que se consiguen con una estación meteorológica existente en el lugar donde se ubicará la planta fotovoltaica y la recolección de dichos datos debe de ser por un tiempo considerable (generalmente unos 12 meses). Se tomarán en cuenta datos de irradiación global y difusa de bases de datos tanto internas como externas las cuales pueden ser algunas más realistas que otras por lo que se realizará un promedio de los datos entre todas éstas.

Se tiene en cuenta para la elección de los datos de irradiación solar, el ángulo de inclinación que tendrán los paneles solares para el aprovechamiento de la mayor cantidad de energía solar durante el año. Debido a que el Ecuador se encuentra sobre la línea equinoccial el aprovechamiento máximo de la energía solar se obtendría con los paneles solares colocados de forma horizontal pero

por factores de limpieza y mantenimiento de los paneles, se elegirá un ángulo de inclinación de los paneles de 10°.

- **Datos de Irradiación solar de la base de datos de NASA**

La base de datos meteorológica de NASA-SEE nos brinda datos de irradiación global y difusa mensual para la ciudad de Guayaquil.

Mes	Irradiación Global (kWh/m ² x mes)	Irradiación Difusa (kWh/m ² x mes)
enero	139.2	68.2
febrero	128.5	64.7
marzo	156.2	72.2
abril	147.3	64.2
mayo	139.8	60.8
junio	125.4	56.1
julio	124.3	59.8
agosto	139.5	64.2
septiembre	142.2	67.5
octubre	139.8	71.3
noviembre	141.6	66.0
diciembre	146.0	66.7
Anual	1,669.9	781.6

Tabla 5: Datos de Irradiación mensual estimada por NASA-SEE.

- **Datos Meteorológicos Meteonorm**

El programa Meteonorm nos brinda datos climatológicos tomados de una estación meteorológica cercana al lugar donde se estudiará la implantación de la planta generadora fotovoltaica como es la del Aeropuerto Internacional José Joaquín de Olmedo. Se brindarán los siguientes datos los cuales son los valores promedios por cada mes del año.

- Gh (kWh/m²): Irradiación global horizontal (0° de inclinación)
- Dh (kWh/m²): Irradiación difusa horizontal (0° de inclinación)
- Gk (kWh/m²): Irradiación global a 10° de inclinación
- Ta (°C): Temperatura ambiente
- Td (°C): Temperatura mínima
- FF (m/s): Velocidad del viento

Mes	Gh (kWh/m ²)	FF (m/s)	Gk (kWh/m ²)	Dh (kWh/m ²)	Bn (kWh/m ²)	Ta (°C)	Td (°C)
enero	138	2.1	143	87	74	26.3	19.9
febrero	142	1.8	145	70	101	26	21.2
marzo	167	1.9	166	88	108	26.3	21.7
abril	150	2.1	144	76	104	26.6	21
mayo	149	2.4	138	69	120	25.7	20
junio	132	3.1	121	66	102	24.2	18.6
julio	122	3.4	113	72	74	23.6	18.1
agosto	128	3.6	122	82	63	23.5	17.8
septiembre	157	3.7	154	84	99	23.8	17.7
octubre	156	3.7	158	89	91	24	17.9
noviembre	136	3.5	141	76	90	24.6	17.9
diciembre	142	3	150	73	100	26	18.5
Anual	1,721	2.9	1,696	933	1,124	25.1	19.2

Tabla 6: Datos meteorológicos Meteonorm.

- **Datos Meteorológicos NEC 2011**

Estos datos son proporcionados por la NEC 2011 capítulo 14 concerniente a las Energías Renovables. En lo concerniente a datos de irradiación el NEC nos brinda datos en MJ/m² x día para una inclinación de 0° (horizontal). Para conseguir los datos para una inclinación de 10° estos datos deben ser multiplicados por un factor k el cual depende de la latitud de la ubicación del predio, en este caso se toma el valor de la latitud de la ciudad de Guayaquil que es -2.2°.

Mes	H (MJ/m ² *día)	Factor k Latitud -2° Incl:10°	H (kWh/m ² *mes) Latitud -2° Incl: 10°	Ta (°C)	T red (°C)	V media viento a 10m (m/s)
enero	14.04	0.93	112.44	26.7	18.7	3.6
febrero	15.12	0.96	112.90	26.7	18.7	2.6
marzo	16.74	0.99	142.71	27.1	19.1	3.1
abril	15.66	1.02	133.11	27.1	19.1	3.1
mayo	16.2	1.04	145.08	26.4	18.4	3.6
junio	15.12	1.05	132.30	25.2	17.2	4.1
julio	15.66	1.04	140.25	24.4	16.4	4.1
agosto	16.74	1.02	147.03	24.3	16.3	4.6
septiembre	18.36	0.99	151.47	24.8	16.8	4.1
octubre	16.2	0.96	133.92	24.9	16.9	4.1
noviembre	17.82	0.93	138.11	25.4	17.4	4.1
diciembre	17.28	0.92	136.90	26.4	18.4	4.1

Tabla 7: Datos meteorológicos proporcionados por NEC 2011. [30]

Realizando un promedio de valores de irradiación de las tres bases de datos, los valores tomados para el diseño de la planta generadora fotovoltaica son los mostrados en la Tabla 8:

Mes	Irradiación Global (kWh/m ² x mes)	Irradiación Difusa (kWh/m ² x mes)
enero	131.5	77.6
febrero	128.8	67.4
marzo	155.0	80.1
abril	141.5	70.1
mayo	141.0	64.9
junio	126.2	61.1
julio	125.8	65.9
agosto	136.2	73.1
septiembre	149.2	75.8
octubre	143.9	80.2
noviembre	140.2	71.0
diciembre	144.3	69.9
Anual	1,663.7	856.9

Tabla 8: Promedio de Irradiación mensual entre las tres bases de datos.

3.3 Selección de los paneles solares FV

Existen varios tipos de módulos fotovoltaicos pero se han escogido módulos policristalinos por su mayor rendimiento y relación producción/precio; el proveedor será Yingli Solar y los paneles serán del tipo YGE 60 Cell serie 2 modelos YL250-29b los cuales tienen una potencia nominal de 250 W por panel. Se optó por elegir estos paneles debido a que estos han sido utilizados en dos proyectos implementados en el Ecuador (Parque Solar Cabal Energy 1 MW en Briceño Prov. de Manabí y Parques Solares Salinas y Tren de Salinas 3.6 MW en Salinas Prov. de Imbabura) lo que nos da la certificación de que han sido utilizados en proyectos de este tipo y que la empresa que fabrica dichos paneles tiene mercado en el país.

El fabricante ofrece una eficiencia del 18% con 10 años de garantía con garantía lineal a 25 años y una tolerancia de potencia de 0 a +5W. En la Tabla 9 y 10 se muestran los valores nominales y especificaciones técnicas del panel los cuales utilizaremos para el diseño del proyecto.

Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)			
Tipo de módulo			YL250-29b
Potencia de salida	P_{max}	W	250
Tolerancias de potencia de salida	P_{max}	W	0 / +5W
Eficiencia del módulo	η_m	%	15.4
Tensión en P_{max}	V_{mpp}	V	29.8
Intensidad en P_{max}	I_{mpp}	A	8.39
Tensión en circuito abierto	V_{OC}	V	37.6
Intensidad en cortocircuito	I_{SC}	A	8.92

STC:1000 W/m² de irradiancia, 25°C de temperatura de célula

Tabla 9: Características eléctricas del módulo en condiciones de test estándar.

Parámetros eléctricos a temperatura operativa nominal de la célula (TONC)			
Tipo de módulo			YL240-29b
Potencia de salida	P_{max}	W	182.4
Tensión en P_{max}	V_{mpp}	V	27.2
Intensidad en P_{max}	I_{mpp}	A	6.71
Tensión en circuito abierto	V_{OC}	V	34.7
Intensidad en cortocircuito	I_{SC}	A	7.21

Tabla 10: Parámetros eléctricos del módulo a temperatura nominal de célula.

Las características térmicas de los paneles nos indican que medida influye en el rendimiento del panel la temperatura de funcionamiento del mismo. En la figura 3.5 se detallan los diferentes coeficientes que el fabricante ha obtenido para condiciones de operación nominales y en la figura 3.6 se observa la representación real de un panel solar fotovoltaico Yingli Solar modelo YGE 60.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS			
Temperatura operativa nominal de la célula	TONC	°C	46 +/- 2
Temperatura coeficiente de P_{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperatura coeficiente de V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	%/°C	-0.32
Temperatura coeficiente de I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	%/°C	0.05
Temperatura coeficiente de V_{mpp}	$\beta_{V_{mpp}}$	%/°C	-0.42

Figura 3.5: Características térmicas del módulo FV. [13]



Figura 3.6: Módulo FV Yingli Solar YGE 60 series 2. [13]

3.4 Selección del inversor CC/CA

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua que es generada por los paneles solares fotovoltaicos a corriente alterna con voltaje y frecuencia análoga a la de la red de distribución.

Los inversores pueden agruparse en éstas tres categorías:

- Inversor central: donde un solo inversor es dedicado a todo el generador fotovoltaico o a un conjunto de ramas paralelas.
- Inversor orientado a rama: donde el inversor es dedicado a una sola rama paralela del generador.
- Módulo: un inversor dedicado a un módulo fotovoltaico del generador.

Se optó por la categoría de inversores centrales ya que son recomendados para instalaciones de medio o gran tamaño ya que permiten reducir costes de adquisición, instalación y mantenimiento y aumentar la fiabilidad y eficiencia del sistema.

En la actualidad los inversores más comunes son los que van desde los 5 kW hasta los 250 kW de potencia. En los últimos tiempos han aparecido en el mercado inversores de 500 kW y 1 MW, no obstante su uso no es tan común debido a su menor fabricación.

En este estudio se pretende considerar la selección de 4 inversores de 200 kW que sumados darán una potencia equivalente de 800 kW. Esto brindará más confiabilidad al funcionamiento de la planta ya que si uno de los inversores llegara a fallar o se necesite darle mantenimiento, la planta no dejaría de operar. También se escoge este tipo de configuración ya que existe una mayor oferta de inversores de 100 kW y 200 kW en el mercado.

Otra ventaja es que se podrá dividir el campo de generación fotovoltaica en cuatro subcampos que irán conectados a cada inversor, esto da la posibilidad de que cada inversor maneje un MPP diferente para cada subcampo permitiendo que cada subcampo produzca energía sin depender de los otros, esto sirve para condiciones en donde algún string tenga pérdidas por sombras

ya sea por situaciones accidentales o del entorno. Si la producción de energía baja (variación del MPP) en ese string y por ende en ese subcampo, los otros subcampos no se verán afectados (trabajarán al MPP máximo para condiciones favorables de ser el caso).

Tanto los parámetros eléctricos de cada inversor elegido como una representación gráfica de los mismos son presentados en la Tabla 11 y la figura 3.7 respectivamente.

SUNNY CENTRAL 200	
Potencia máxima de CC	230 kW _p
Rango de tensión MPP	450 V - 820 V
Tensión máxima de CC	880 V
No. de entradas de CC	5
Potencia máxima de CA	200 kW
Tensión Nominal de CA	400 V
Factor de Potencia	> 0,98
THD	< 3%
Rango de temperatura de servicio	-20°C a +40°C
Rendimiento máximo	95.7%
Monitorización de toma a tierra	Sí

Tabla 11: Parámetros eléctricos del inversor.



Figura 3.7: Módulo inversor Sunny Central de SMA. [15]

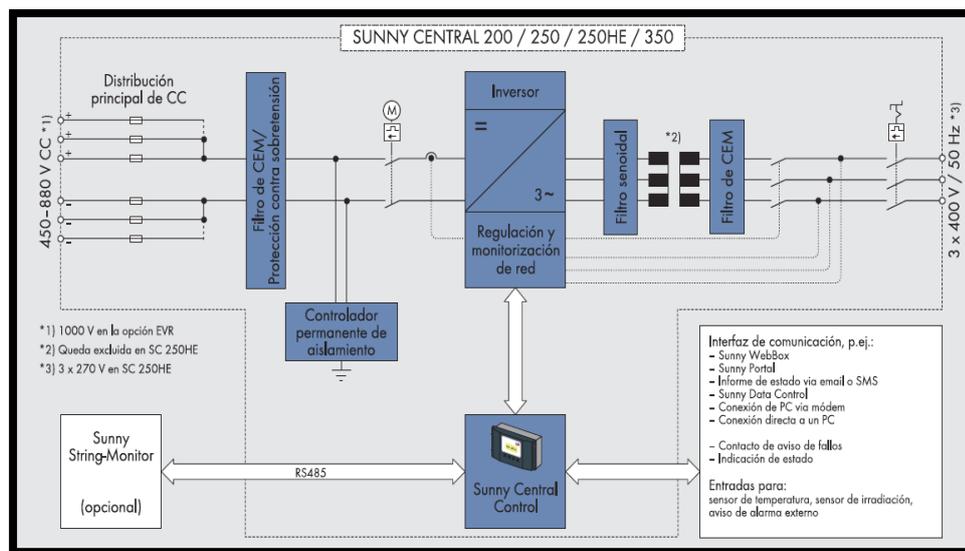


Figura 3.8: Esquema del inversor Sunny Central 200. [15]

Como se muestra en la figura 3.8, el inversor posee interruptor de emergencia, interruptor de potencia en el lado de CA, interruptor de potencia en el lado de CC con accionamiento por motor y descargadores de sobretensión monitorizados tanto en CA como CC.

También el inversor puede ser conectado con el polo negativo conectado a la tierra, y este está conectado al interruptor detector de fallas a tierra de los paneles solares garantizando la seguridad del operador dentro de las actividades de servicios de operación y mantenimiento, todo esto es debido al controlador de aislamiento que posee el inversor.

3.5 Supervisor de ramas en paralelo (strings box)

Un string box es el encargado de monitorizar las corrientes de cada sección de paneles en paralelo, lo que determinará si alguna cadena de paneles haya presentado un fallo. Para asegurar compatibilidad entre los elementos elegimos strings box es de la marca SMA al igual que los inversores.

Existen dos tipos de strings box:

- Sunny String-Monitor SSM 8: monitorización de 8 secciones de paneles.
- Sunny String-Monitor SSM 16: monitorización de 16 secciones de paneles.



Figura 3.9: Sunny String Monitor SSM 16. [15]

El Sunny String Monitor permite la monitorización precisa y fiable del rendimiento fotovoltaico mediante la comparación y el análisis de cada corriente de string. Mediante la desconexión inmediata de los strings que presenten fallas, este string box garantiza de mejor manera la seguridad de la planta y una gran protección de los módulos fotovoltaicos.

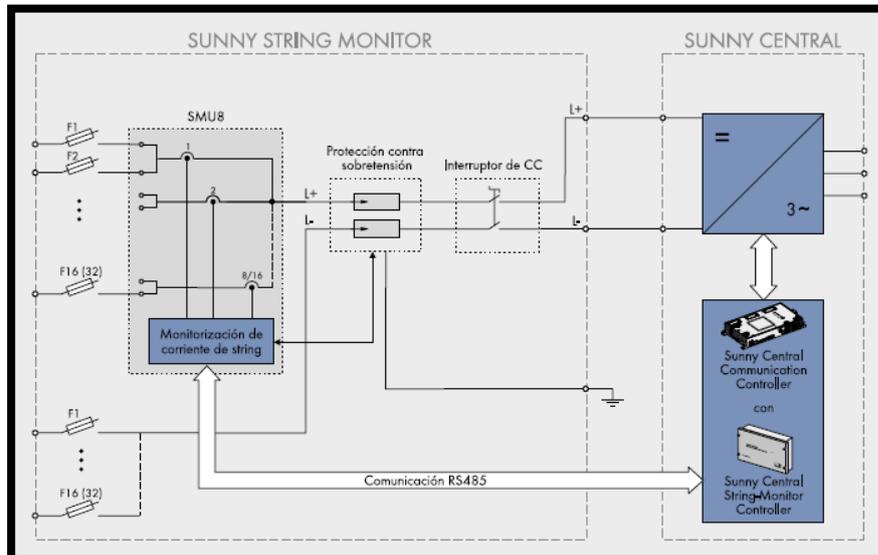


Figura 3.10: Esquema del Sunny String Monitor. [15]

Como se logra observar en la figura 3.10, existe una compatibilidad entre los strings box y el inversor. Los strings box brindan protección a cada string mediante fusibles y a la salida de la monitorización poseen protección contra sobrevoltaje y un interruptor en CC para desconexión. La salida del string box va a una entrada del inversor, como vimos anteriormente los inversores Sunny Central 200 poseen 5 entradas en CC por lo que dan opción a conectar 5 string box por cada inversor. Los datos son transmitidos al controlador del inversor mediante puerto de comunicación RS485.

La elección de la cantidad de string box por cada subcampo dependerá del cálculo de strings por cada subcampo e inversor a realizarse posteriormente por lo que se podrán usar máximo 5 string box de cualquier configuración (8 o 16) según sea el caso.

3.6 Dimensionamiento teórico del campo fotovoltaico

Una vez elegidos los equipos principales se procede al cálculo de la cantidad de paneles a utilizar para alcanzar los 800 MW de potencias propuestas en este diseño y la cantidad de paneles que serán considerados en cada configuración serie y paralelo. Además se contabilizarán cuántas de estas configuraciones en paralelo (string) irán en cada subcampo para así saber cuántos strings serán conectados en cada inversor.

A continuación en la Tabla 12 se muestran los datos más importantes de los componentes del sistema los cuales serán utilizados en el dimensionamiento del campo fotovoltaico.

Módulo Solar			
P_{max} (STC)	Wp	250	Potencia de salida en STC
V_{mpp} (STC)	V	29.8	Voltaje en punto de máxima potencia
T (STC)	°C	25	Temperatura en STC
NOCT	°C	46 +/- 2	Temperatura en condiciones nominales de operación
β_{voc}	%/°C	-0.32	Coeficiente de temperatura de Voltaje de circuito abierto
VOC (STC)	V	37.6	Voltaje de circuito abierto celda fotovoltaica STC
I (STC)	I	1 KW/m ²	Irradiación en condiciones de STC
Datos Meteorológicos			
T_{min}	°C	17.7	Temperatura ambiente mínima (Meteonorm)
Gdm(β)	kWh/m ²	1663.7	Promedio de radiación solar recibida en el año a 10° de inclinación del panel solar
Inversor			
P_{max} CC	kWp	230	Potencia máxima en corriente continua
V_{max} MPP	V	820	Voltaje máximo CC en punto de máxima potencia
V_{max}	V	880	Voltaje máximo de entrada en corriente continua

Tabla 12: Parámetros de los componentes del sistema.

Procedemos a calcular la cantidad de paneles en serie y paralelo de un subcampo al cual estará asignado a un inversor. Al final la suma de los paneles en serie y paralelo de los 4 subcampos (los cálculos para cada subcampo serán exactamente iguales) nos darán la cantidad total de paneles que se requerirán para la implementación de la central generadora fotovoltaica.

Con la ecuación 3.1 realizamos una primera estimación del número de paneles totales por subcampo.

$$\# \text{Paneles } SC1^* = \frac{P_{max}CC}{P_{max}(STC)} = \frac{230000 \text{ kW}_p}{250 \text{ W}_p} = 920 \text{ paneles} \quad (3.1)$$

A su vez con la ecuación 3.2 realizamos también una primera estimación del número máximo de paneles que se conectarán en serie para no sobrepasar el voltaje máximo del inversor en el punto de máxima potencia.

$$\#_{max} \text{Paneles serie } SC1 = \frac{V_{max}MPP}{V_{mpp}(STC)} = \frac{820 \text{ V}}{29.8 \text{ V}} \approx 27 \text{ paneles serie} \quad (3.2)$$

Comprobación para que los 27 paneles serie no superen el voltaje máximo de entrada del inversor para condiciones de baja temperatura y mínima irradiancia.

$$T_{c \min} = T_{a \min} + \frac{NOCT - T_{(STC)}}{800} \times G$$

$$T_{c \min} = 17.7^{\circ}C + \frac{48^{\circ}C - 25^{\circ}C}{800 \frac{W}{m^2}} \times 200 \frac{W}{m^2} \quad (3.3)$$

$$T_{c \min} = 23.45^{\circ}C$$

Desarrollando la ecuación 3.3 nos da una temperatura de celda de 23.45°C en las condiciones más desfavorables. Ahora procedemos a calcular el voltaje a circuito abierto para esta temperatura mínima de celda con la ecuación 3.4.

$$V_{OC}(T_{c \min}) = V_{OC(STC)} + \frac{\beta_{VOC}}{100} \times V_{OC(STC)} \times (T_{c \min} - T_{(STC)})$$

$$V_{OC}(T_{c \min}) = 37.6 V + \frac{-0.32 \frac{\%}{^{\circ}C}}{100 \%} \times 37.6 V \times (23.45^{\circ}C - 25^{\circ}C) \quad (3.4)$$

$$V_{OC}(T_{c \min}) = 37.78 V$$

Tenemos que el voltaje en vacío para el caso más desfavorable es de 37.78 V.

Una vez obtenida la tensión de vacío para el caso más desfavorable, se verifica que el número de paneles serie que determinamos anteriormente no supere la tensión máxima del inversor.

$$\#_{max} \text{Paneles serie SC1} \times V_{OC}(T_{c \min}) = 27 \text{ paneles} \times 37.78 \frac{V}{panel} \quad (3.5)$$

$$\#_{max} \text{Paneles serie SC1} \times V_{OC}(T_{c \min}) = 1,020.06 V$$

Un voltaje de 1,020.06 V supera en un 16% el voltaje de entrada máximo del inversor (880 V) en el caso más desfavorable por lo que debemos reducir de 27 a 23 paneles los conectados en serie para que el voltaje no supere el máximo permitido por el inversor.

$$\#_{max} \mathbf{Paneles\ serie\ SC1} \times V_{OC}(T_{c\ min}) = 23\ \text{paneles} \times 37.78 \frac{V}{\text{panel}} \quad (3.6)$$

$$\#_{max} \mathbf{Paneles\ serie\ SC1} \times V_{OC}(T_{c\ min}) = 868.94\ V$$

Al cumplir con el requerimiento antes indicado se concluye que serán 23 paneles los que serán conectados en serie en un string en el subcampo 1.

$$\# \mathbf{Paneles\ serie\ SC1} = 23\ \text{paneles} \quad (3.7)$$

Con la ecuación 3.8 ahora calculamos el número de strings o ramas en paralelo del subcampo 1.

$$\# \mathbf{Strings\ SC1} = \frac{\# \mathbf{Paneles\ SC1}^*}{\# \mathbf{Paneles\ serie\ SC1}} = \frac{920\ \text{paneles}}{23\ \text{paneles}} = 40\ \text{strings} \quad (3.8)$$

El resultado nos proporciona una cantidad de 40 ramas paralelo, recordemos que el número de paneles totales calculado al principio era solo una estimación inicial. Ahora con la ecuación 3.9 procederemos a calcular el número total de paneles del subcampo 1.

$$\# \mathbf{Paneles\ SC1} = \# \mathbf{Paneles\ serie\ SC1} \times \# \mathbf{Strings\ SC1} \quad (3.9)$$

$$\# \mathbf{Paneles\ SC1} = 23\ \text{paneles} \times 40$$

$$\# \mathbf{Paneles\ SC1} = 920\ \text{paneles}$$

Con el total de paneles solares hallamos la potencia total del subcampo 1.

$$P_{totalSC1} = \#Paneles SC1 \times P_{max(STC)}$$

$$P_{totalSC1} = 920 \text{ paneles} \times 250 W_p \quad (3.10)$$

$$P_{totalSC1} = 230000 W_p \approx 230 kW_p$$

La potencia total del subcampo 1 es de 230 kW_p.

Una vez realizado los cálculos para el dimensionamiento del subcampo 1 se procede a hallar los valores totales del campo de producción fotovoltaica que es la suma de los cuatro subcampos. Cabe recalcar que los valores para los cuatro subcampos serán exactamente iguales en cada caso.

$$\#Subcampos = 4 \quad (3.11)$$

$$\# \text{ strings totales} = 40 \text{ strings} \times 4 = 160 \text{ strings} \quad (3.12)$$

$$\#Paneles totales = 160 \text{ strings} \times 23 \text{ paneles serie} = 3680 \text{ paneles} \quad (3.13)$$

$$P_{totalFV} = 230 kW_p \times 4 = 920 kW_p \quad (3.14)$$

$$P_{totalCA} = 200 kW \times 4 = 800 kW \quad (3.15)$$

3.6.1 Producción energética anual

Obtenida la potencia nominal de la planta generadora fotovoltaica tenemos que calcular la energía que será producida durante un año por nuestra planta, este cálculo depende de los siguientes parámetros:

- **P_{GFV}**: Es la potencia pico total que puede entregar el generador fotovoltaico.
- **I_(STC)**: Irradiancia en STC. Parámetro dado por los paneles solares el cual es el valor de irradiancia en que fueran hechas las pruebas en condiciones estándar.
- **FS**: Factor que considera las perdidas por sombreado.

- **PR:** Es la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo. En nuestro caso utilizaremos la eficiencia de una instalación común que gira alrededor del 75%.
- **$G_{dm}(\beta)$:** Radiación solar recibida sobre la superficie inclinada del panel.

$$E = P_{GFV} \cdot \frac{G_{dm}(\beta)}{I_{STC}} \cdot FS \cdot PR$$

$$E = 920 \text{ kW}_p \cdot \frac{1663.7 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}}{1 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2}} \cdot 0.75 \quad (3.16)$$

$$E = 1,147.95 \text{ MWh Anual}$$

Según la ecuación 3.16, la producción energética para estas condiciones será de 1,147.953 MWh anual. Este cálculo nos da una referencia de lo que la central fotovoltaica puede producir en condiciones normales pero no se ha considerado el factor de pérdidas por sombreado que producen los edificios circundantes debido a que por mayor facilidad se lo realizará en un estudio de sombreado realizado con el programa de simulación PVSYST 5.0 (versión de evaluación) posteriormente.

3.6.2 Separación de los paneles

Encontraremos la separación mínima que debe existir entre las estructuras que contendrán los paneles solares.

Para esto primero observamos en la figura 3.11 las dimensiones de un panel solar fotovoltaico Yingli Solar YGE 60 y las dimensiones aproximadas de las estructuras que contendrán los módulos fotovoltaicos.

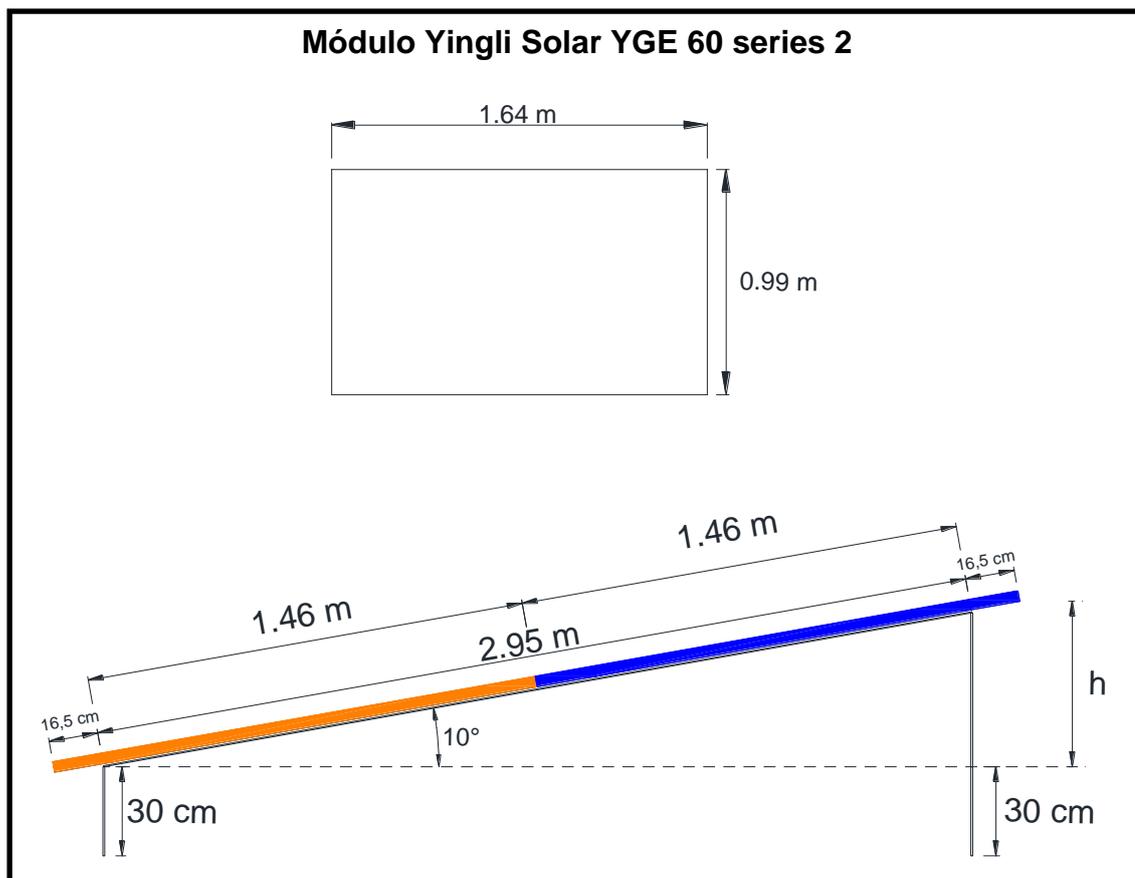


Figura 3.11: Dimensiones del módulo fotovoltaico y de la estructura que contendrá los paneles.

Se observa que los colores naranja y azul representan la colocación de dos módulos fotovoltaicos en la estructura. Las medidas de la estructura son preliminares y aproximadas, estas medidas pueden ser sugeridas al proveedor que suministrará las estructuras pero también podrán variar según el estudio estructural que estos provean.

Para estas medidas debemos hallar el valor de la altura h en la estructura, para esto utilizamos la ecuación 3.17.

$$h = \text{sen}(10^\circ) \cdot (2.95 \text{ m} + 0.165 \text{ m}) \quad (3.17)$$

$$h = 0.541 \text{ m}$$

Utilizaremos la ecuación 3.18 para calcular la separación mínima que debe existir entre las estructuras:

$$d = \frac{h + 30 \text{ cm}}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

$$d = \frac{54.1 \text{ cm} + 30 \text{ cm}}{\tan(61^\circ - (-2.17^\circ))} \quad (3.18)$$

$$d = \frac{84.1 \text{ cm}}{\tan(63.17^\circ)}$$

$$d = 46.29 \text{ cm}$$

La distancia mínima que debe existir entre las estructuras que contienen los módulos fotovoltaicos es de 46.29 cm pero es aconsejable ampliar más esta distancia por factores técnicos, en nuestro estudio dejaremos esta distancia en 1 m para las estructuras que tendrán la configuración de uno, dos, tres y cuatro strings y para la configuración de 6 strings la dejaremos en 1.5 m tal como se puede observar en las figuras 3.12, 3.13 y 3.14.

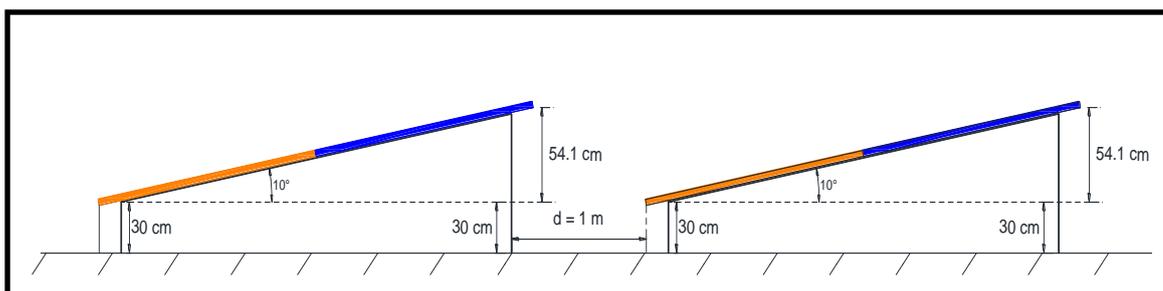


Figura 3.12: Separación entre dos estructuras para la configuración de 1, 2, 3 y 4 strings.

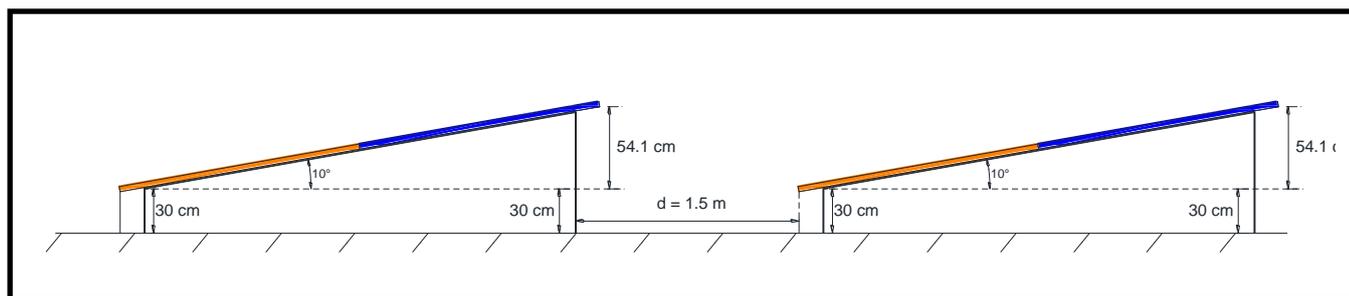


Figura 3.13: Separación entre dos estructuras para la configuración de 6 strings.

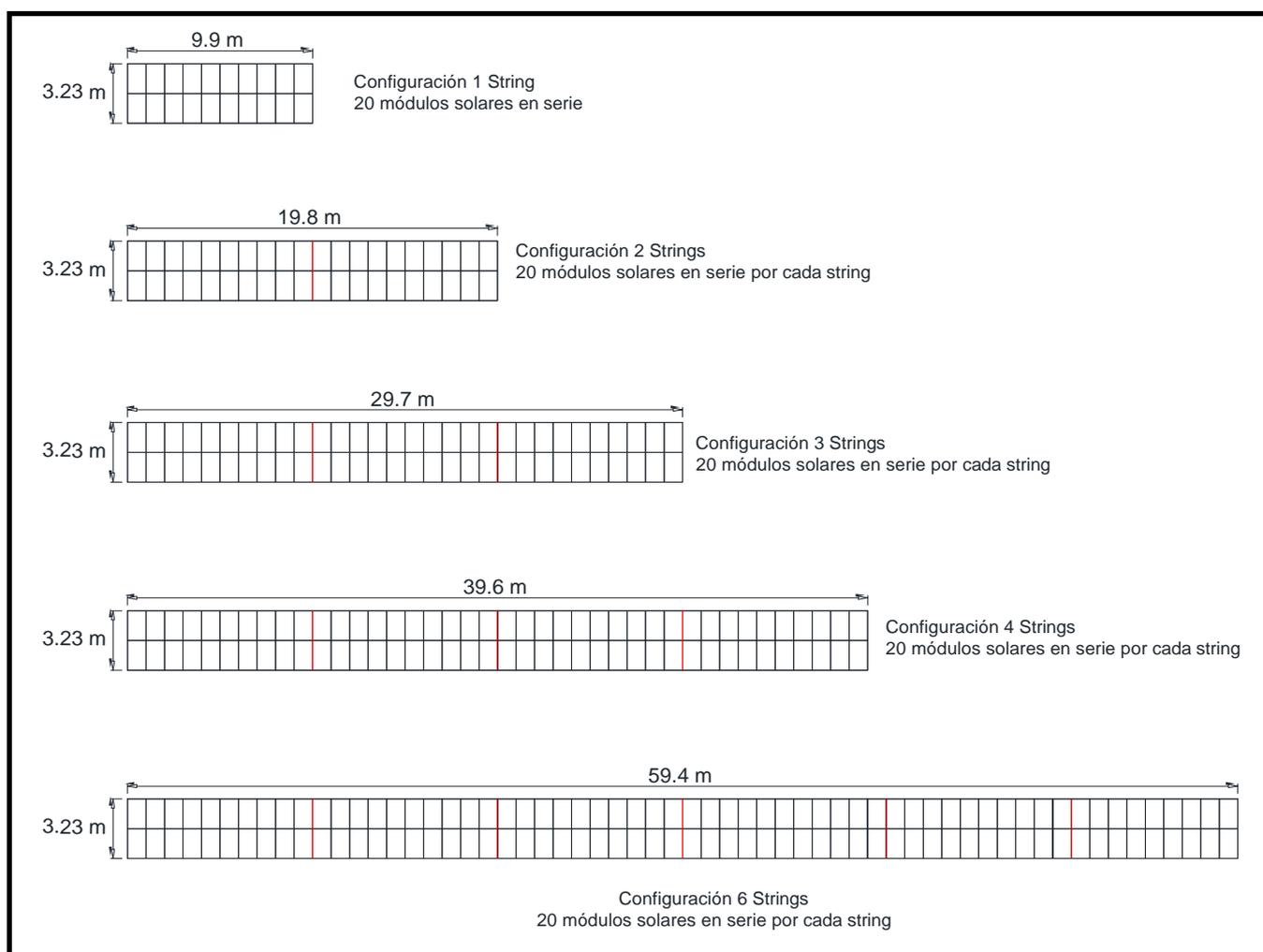


Figura 3.14: Configuraciones de strings para el campo generador fotovoltaico (Vista superior).

3.7 Simulación del sistema

La simulación de operación de la planta generadora fotovoltaica nos permitirá observar el comportamiento del sistema en el hipotético caso de que éste entre en funcionamiento, para esto se deben ingresar en el software las situaciones más parecidas posibles a la situación real de la ubicación de la planta (base de datos de clima, ubicación geográfica y perfil de sombras etc.) por lo que el software PVSYST 5.0 ha sido el elegido por este estudio para la realización de la simulación ya que es muy completo y nos arrojará datos más certeros a una puesta en marcha de la planta generadora que los que podremos conseguir haciendo un análisis completamente teórico.

Debido a lo útil de sus herramientas vamos a valernos de este software en su versión de evaluación de 30 días para realizar nuevamente el dimensionamiento del campo solar fotovoltaico (número de paneles y configuración de los mismos) y compararlo con el realizado teóricamente en el apartado anterior para a su vez elegir con cual modelo quedarnos y finalmente recomendar su implementación.

Otra parte importante de la simulación será el estudio de sombras ya que el software nos dará la capacidad de evaluar las pérdidas por sombreado producidas por estructuras cercanas a la ubicación de la planta las cuales puedan afectar el rendimiento de la planta. Este factor es muy importante porque incide en la producción energética final de la planta y el software usado es capaz de brindarnos esta herramienta para la simulación de una situación más realística, cosa que con el cálculo teórico es difícil de estimar.

3.7.1 Ingreso de parámetros al software

Como primer paso ingresamos los datos meteorológicos y geográficos del lugar donde realizaremos nuestra simulación (donde estará ubicada la planta). Para los datos meteorológicos importaremos la base de datos de NASA-SEE la cual es la que más se ajusta a los parámetros climatológicos usados, mientras que los datos geográficos del lugar son ingresados manualmente.

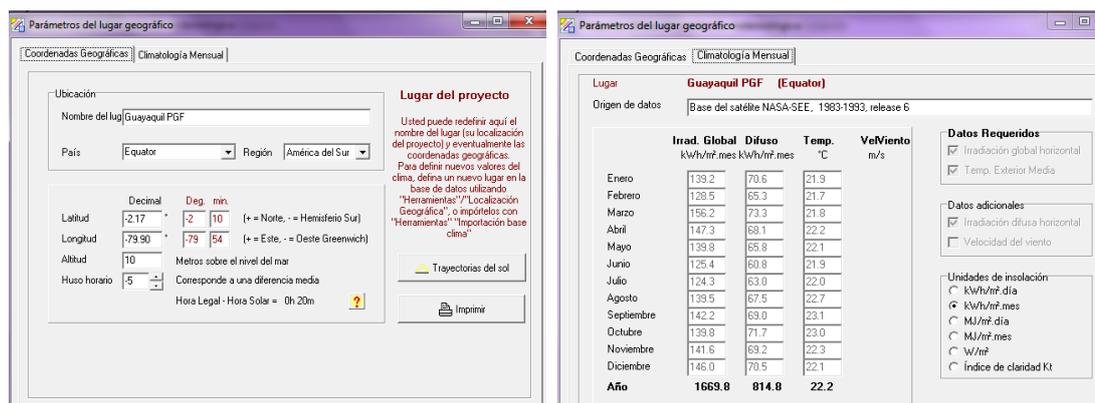


Figura 3.15: Datos meteorológicos y geográficos de simulación en PVSYS (versión de evaluación).

Luego de seleccionar los datos de ubicación y meteorología de la planta, se procede a configurar la orientación y el acimut de los paneles fotovoltaicos, los cuales tendrán una inclinación de 10° y su orientación será analizada para tres casos distintos (orientación Norte, Este y Oeste). La elección de la orientación de los paneles dependerá del estudio de sombras que se realizará ya que para estas tres configuraciones la que menos pérdidas por sombreado produzca en el campo fotovoltaico, será la orientación elegida para la implementación en el estudio.

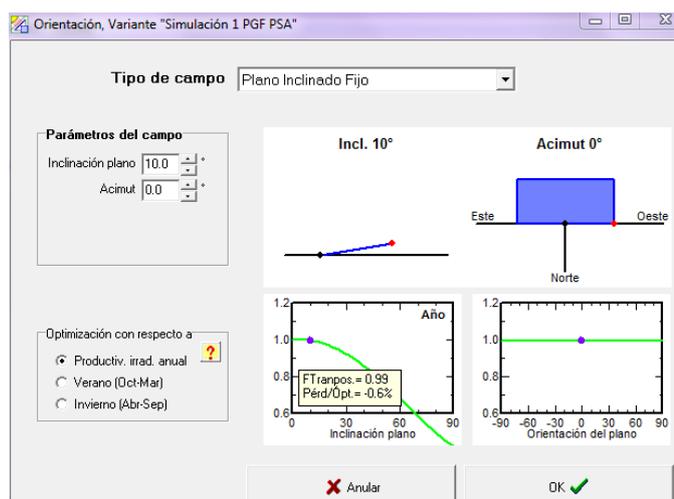


Figura 3.16: Ejemplo del ingreso de los datos de inclinación de los paneles fotovoltaicos para el caso de orientación en dirección Norte.

El siguiente paso es el dimensionamiento de la planta fotovoltaica, para esto debemos ingresar el parámetro de la potencia nominal que tendrá nuestra planta generadora fotovoltaica como también seleccionar el modelo tanto de los módulos fotovoltaicos como de los inversores que han sido seleccionados para el proyecto. En nuestro caso la base de datos del programa PVSYST tiene los datos de los inversores elegidos (Sunny Central 200 de SMA) pero no de los paneles solares por lo que se tuvo que importar los datos de los módulos (Yingli Solar YL250-29b) a la base de datos del programa. El resultado del dimensionamiento se lo observa en la figura 3.17.

Figura 3.17: Dimensionamiento de la planta realizado por PVSYST (versión de evaluación).

Para una potencia fotovoltaica nominal de 800 kWp el software nos dimensiona un campo con 3,200 módulos fotovoltaicos de los cuales 20 paneles serán conectados en serie por cada uno de los 160 strings que tendrá el campo generador.

Observamos que para una temperatura muy baja de 5°C el Voc de todo el sistema no supera los 1,000 VCC inclusive no superan los 880 VCC que era el voltaje máximo de entrada para el inversor, por lo que con esta configuración se puede desechar la idea de requerir al fabricante SMA que suministre la configuración opcional de 1,000 VCC en los inversores Sunny Central 200 el cual habíamos recomendado en el apartado anterior.

En comparación con los cálculos teóricos en donde la configuración encontrada fue de 26 paneles en serie y 140 en paralelo con un total de 3,680 módulos, al realizar la simulación se optó por encontrar una configuración donde se reduzca el número de módulos fotovoltaicos sin afectar en demasía la producción energética de la planta ya que no era factible acomodar 3,680 módulos en el área donde se implementará la central. Al existir una reducción de 480 paneles solares se pudo acomodar la cantidad de paneles (3,200) al área disponible del terreno.

Siempre se mencionó que el área disponible del terreno es una variable importante en el diseño de la planta generadora y aunque la configuración simulada (alrededor de 5,277 m²), es menor a los 9,700 m² de superficie disponibles, no considera el espacio entre estructuras que ha sido dispuesta para este caso (entre 1 m y 1.5 m) sumado a que el terreno no es ni cuadrangular ni rectangular. Entonces existirá pérdida de espacio al momento de la distribución de las estructuras ya que el perímetro del terreno no es uniforme. La distribución del campo solar fotovoltaico será presentada en el punto 3.8 de este capítulo.

Este dimensionamiento será el mismo para los tres casos de orientación de los paneles fotovoltaicos (norte, este y oeste) al realizar el estudio de sombreado presentado a continuación.

3.7.2 Estudio de sombreado

Una vez decidida la configuración que va a tener el campo solar fotovoltaico de la planta generadora se procede a realizar el estudio de sombreado del área donde estarán ubicados los módulos solares para esto se utiliza la herramienta "Sombras cercanas" del software PVSYST 5.0 (versión de evaluación).

Esta herramienta nos dará la oportunidad de calcular las pérdidas del sistema correspondiente a las sombras producidas por estructuras cercanas a la planta generadora y como incidirán estas a través del año ya que la posición del sol varía a través del periodo anual.

Para realizar este estudio es necesario que el terreno donde será ubicada la planta generadora tenga obstáculos que no permitan que la energía solar llegue uniformemente a través de todo el año a la superficie fotovoltaica de los módulos solares. En nuestro caso vemos en la figura 3.18 que por el lado Este del terreno que albergará la planta generadora fotovoltaica existen edificios que pueden contribuir al sombreado del campo fotovoltaico.



Figura 3.18: Fotografía del terreno y los potenciales obstáculos.

Para que el software realice el estudio es necesario de que se dibuje tanto la superficie donde estarán los paneles solares y su configuración en el campo como también las principales medidas de los obstáculos en tres dimensiones. Para este caso el dato real de la altura del edificio "The Point" es de 137 m; las otras medidas tanto del área como de la altura de los tres edificios se estimó de tal manera que sean lo más aproximadas posibles.

Como se mencionó anteriormente para este estudio se desarrollarán tres alternativas que dependerán de la orientación dada a los paneles fotovoltaicos y estas son orientación al norte, al este y al oeste. Para cada una de estas posibilidades se realizará la graficación correspondiente de la planta generadora y los edificios cercanos (PVSYST los denomina "situaciones") y una vez ingresados estos datos se procederá a correr la simulación de todo el sistema para observar las pérdidas por sombreado que tendrá el sistema para cada una de las alternativas aquí expuestas. La alternativa que menos pérdidas arroje (traducido a mayor porcentaje de rendimiento del sistema) será la que sea elegida para continuar con el estudio y presentar los datos de simulación del sistema.

- **Caso 1: Orientación Norte (Acimut 0°)**

Como observamos en la figura 3.19 se configura el programa para que la simulación sea realizada con módulos fotovoltaicos inclinados a 10° orientados hacia el norte es decir con un Acimut de 0°. Nos dice que para estos parámetros existirá una pérdida con respecto a la situación óptima del -0.6% para una irradiación global en el plano receptor de 1,661 kWh/m².

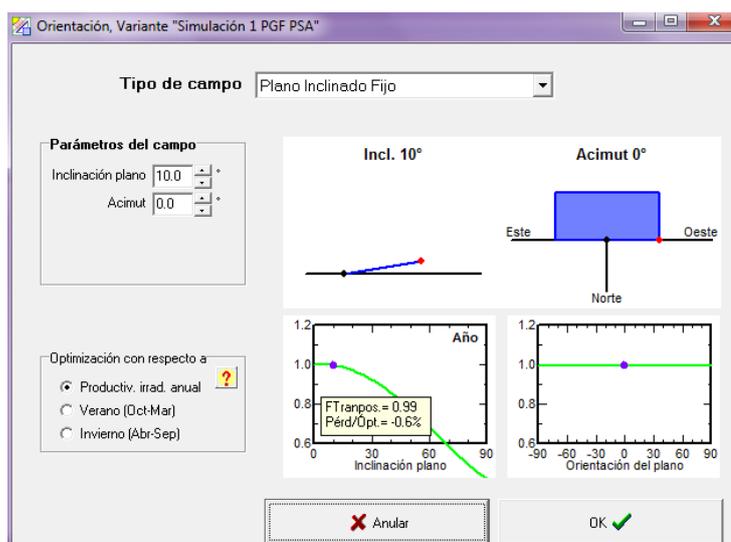


Figura 3.19: Orientación para el Caso 1.

Realizado esto se procede al dibujo de la situación en donde los paneles fotovoltaicos estarán orientados en dirección Norte.

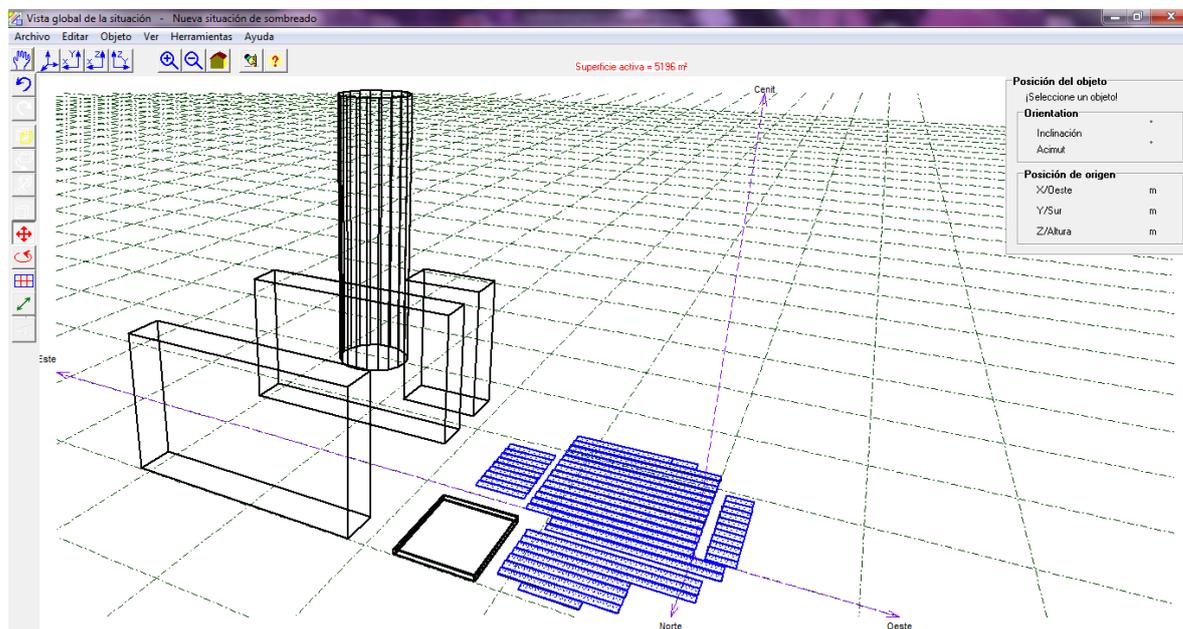


Figura 3.20: Dibujo del campo fotovoltaico y los obstáculos para el estudio de sombreado para el Caso 1.

Una vez implementado el dibujo de la central generadora fotovoltaica y los edificios circundantes se pueden realizar animaciones para cada día del año, con esto se puede observar como el sol recorre las estructuras y como incide la sombra generada por los edificios en el campo generador fotovoltaico, en la figura 3.21 se muestra un captura de pantalla de la animación que muestra como incidirán las sombras en el campo generador el día 31 de Enero del 2016 y cuál será el factor de pérdida para ese día.

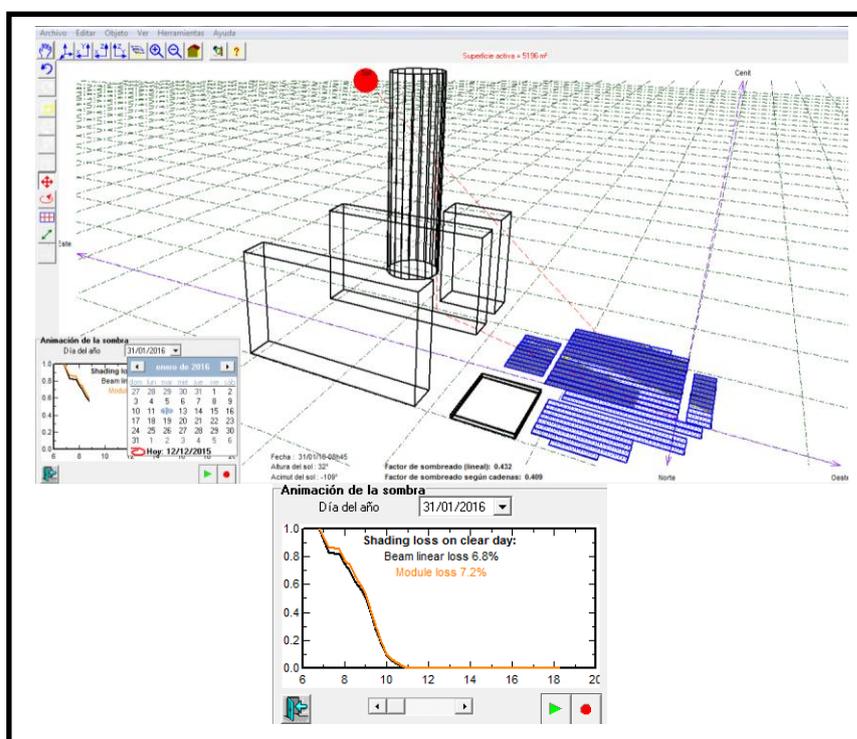


Figura 3.21: Captura de pantalla de animación de afectación de sombras.

Se observa que para ese día en particular existe un 7.2% de pérdidas por sombreado en la planta generadora en un día despejado.

Una vez realizado esto el programa procede a realizar el estudio, cuyo resultado se muestra a continuación:

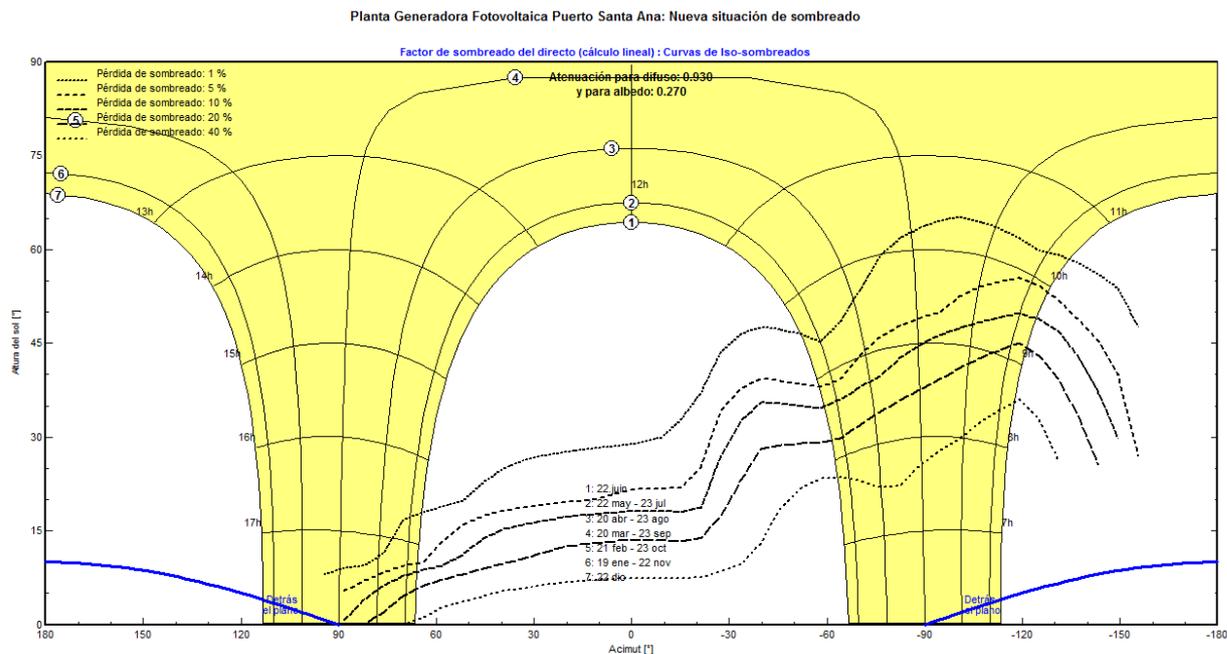


Figura 3.22: Curvas de iso-sombreados y factor de sombreado para el Caso 1.

En la figura 3.22 observamos curvas de iso-sombreados dentro del diagrama de trayectoria solar para la ciudad de Guayaquil.

En general vemos que las curvas que representan las pérdidas por sombreado se concentran mayormente entre las 7 am - 10 am y entre las 5 pm - 6 pm entre los meses de julio y enero. También se observa que en las horas de mayor producción energética (alrededor de las 12 pm) no existen pérdidas por sombreado por lo que no existirá disminución de generación de energía para los momentos óptimos de captación de irradiación solar.

Con esto procedemos a correr la simulación y observar la cuantificación de las pérdidas por sombreado y el porcentaje de eficiencia del sistema para esta alternativa.

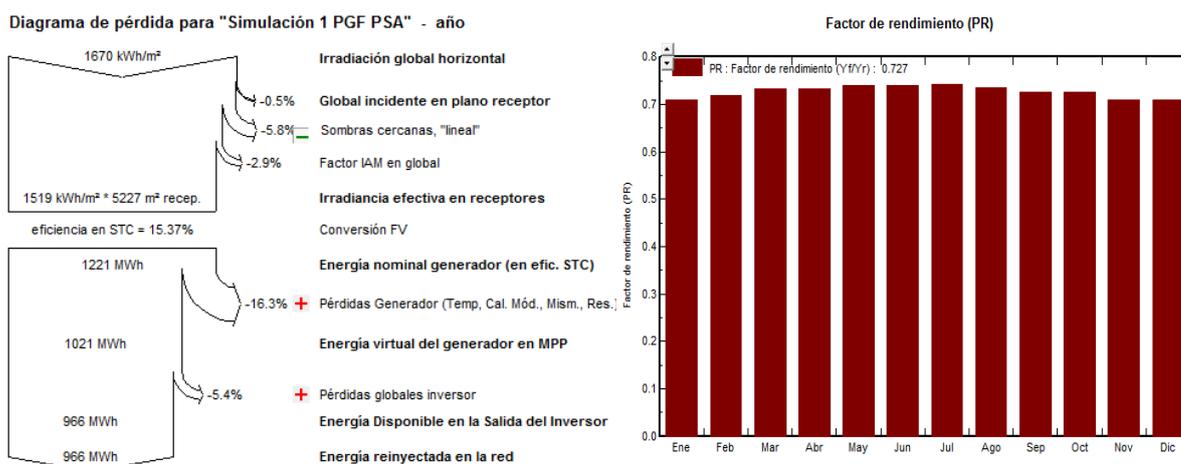


Figura 3.23: Resultados de la simulación con respecto a las pérdidas del sistema y factor de rendimiento para el Caso 1.

De lo observado en la figura 3.23, el resultado de orientar hacia el Norte la ubicación de los módulos fotovoltaicos, nuestra planta generadora fotovoltaica tendrá un 5.8% de pérdidas anuales por sombreado (sombas cercanas) producido por los edificios adyacentes y el rendimiento del sistema será del 72.7% en el año.

- **Caso 2: Orientación Este (Acimut -90°)**

Como observamos en la figura 3.24 se configura el programa para que la simulación sea realizada con módulos fotovoltaicos inclinados a 10° orientados hacia el este es decir con un Acimut de -90°. Nos dice que para estos parámetros existirá una pérdida con respecto a la situación óptima del -1.1% para una irradiación global en el plano receptor de 1,652 kWh/m².

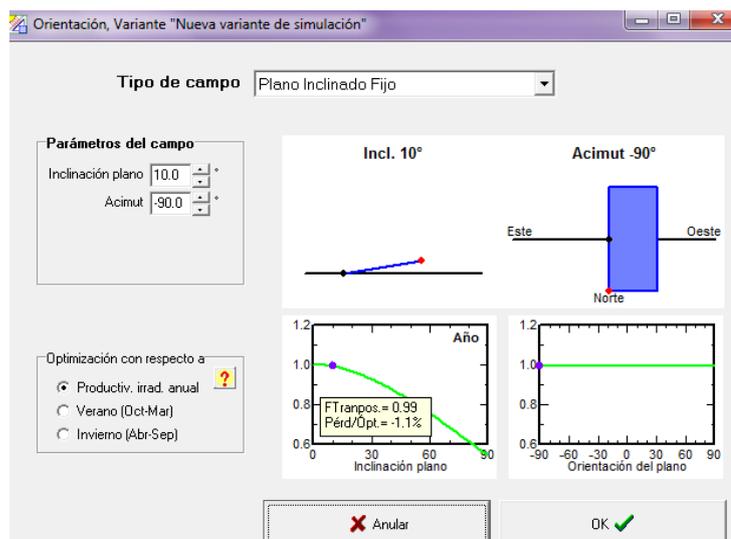


Figura 3.24: Orientación para el Caso 2.

Realizado esto se procede al dibujo de la situación en donde los paneles fotovoltaicos estarán orientados en dirección Este.

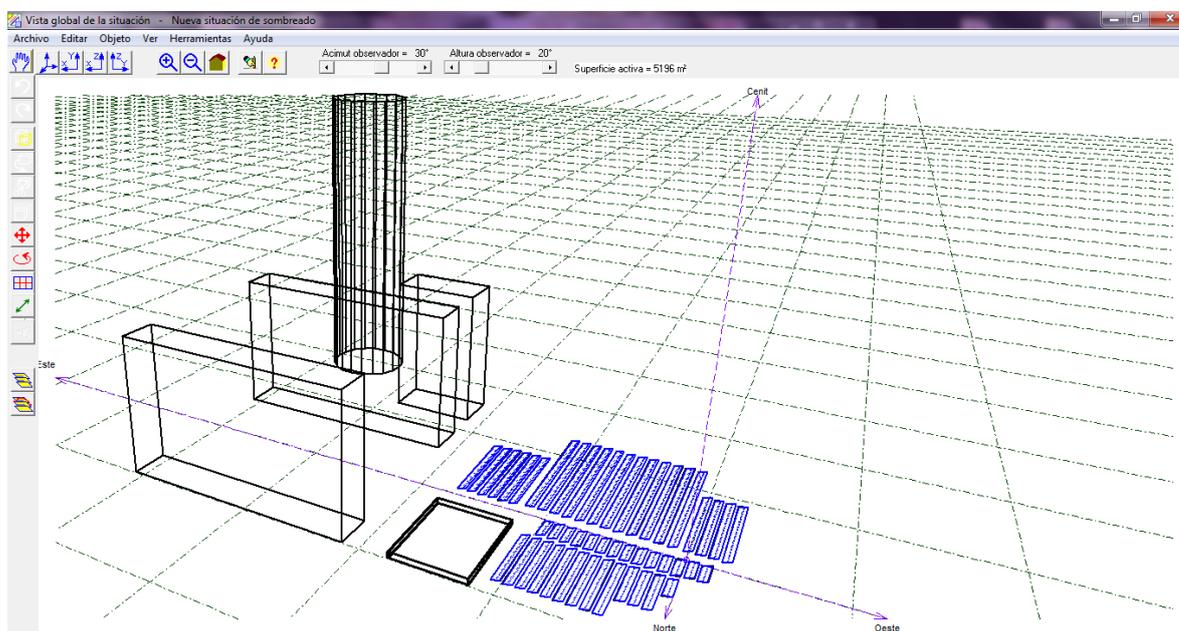


Figura 3.25: Dibujo del campo fotovoltaico y los obstáculos para el estudio de sombreado para el Caso 2.

Una vez implementado el dibujo de la central generadora fotovoltaica y los edificios circundantes se pueden realizar animaciones para cada día del año, con esto se puede observar como el sol recorre las estructuras y como incide la sombra generada por los edificios en el campo generador fotovoltaico, en la figura 3.26 se muestra un captura de pantalla de la animación que muestra como incidirán las sombras en el campo generador el día 31 de Enero del 2016 y cuál será el factor de pérdida para ese día en comparación con el caso anterior.

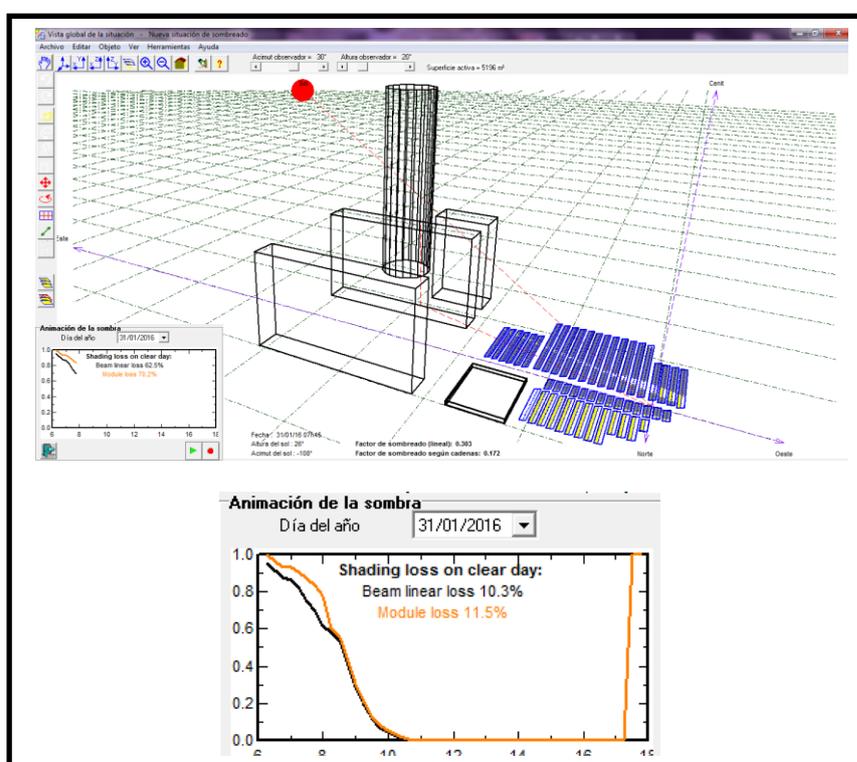


Figura 3.26: Captura de pantalla de animación de afectación de sombras.

Se observa que para ese día en particular existe un 11.5% de pérdidas por sombreado en la planta generadora en un día despejado.

Una vez realizado esto el programa procede a realizar el estudio, cuyo resultado se muestra a continuación:

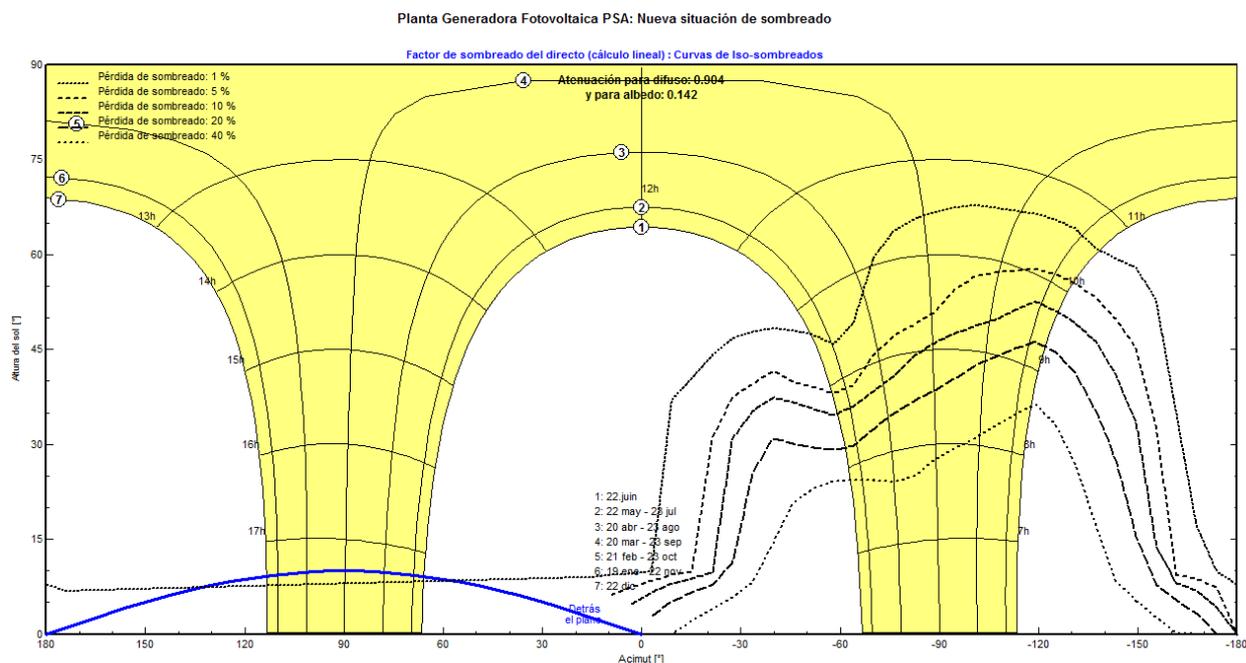


Figura 3.27: Curvas de iso-sombreados y factor de sombreado para el Caso 2.

En la figura 3.27 observamos que las líneas que representan las pérdidas por sombreado se concentran en su mayoría en las horas de la mañana entre las 7 am y las 11 am.

Con esto procedemos a correr la simulación y observar la cuantificación de las pérdidas por sombreado y el porcentaje de eficiencia del sistema para la segunda alternativa.

De lo observado en la figura 3.28, el resultado de orientar hacia el Este la ubicación de los módulos fotovoltaicos, nuestra planta generadora fotovoltaica tendrá un 8.3% de pérdidas anuales por sombreado (sombras cercanas) producido por los edificios adyacentes y el rendimiento del sistema será del 70.8% en el año.

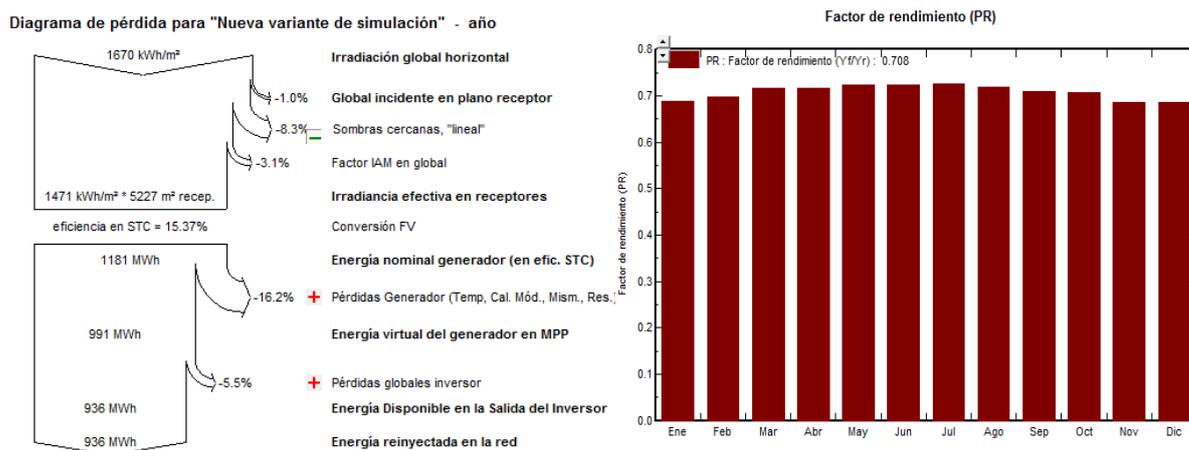


Figura 3.28: Resultados de la simulación con respecto a las pérdidas del sistema y factor de rendimiento para el Caso 2.

- **Caso 3: Orientación Oeste (Acimut 90°)**

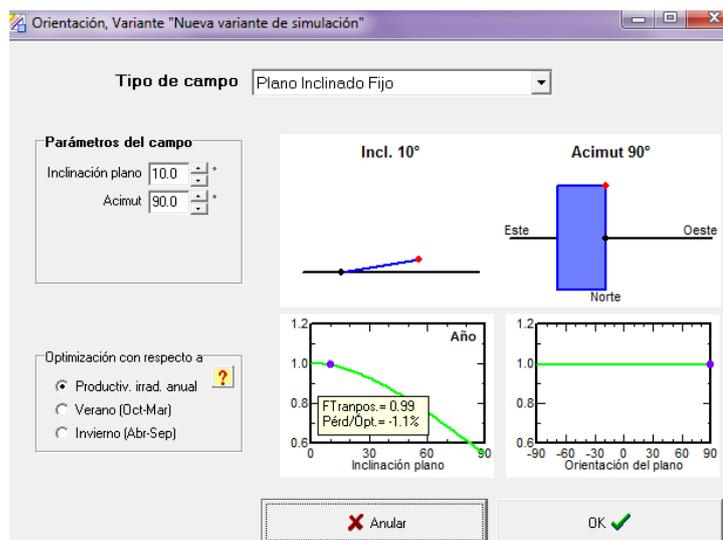


Figura 3.29: Orientación para el Caso 3.

Como observamos en la figura 3.29 se configura el programa para que la simulación sea realizada con módulos fotovoltaicos inclinados a 10° orientados hacia el oeste es decir con un Acimut de 0°. Nos dice que para estos parámetros existirá una pérdida con respecto a

la situación óptima del -1.1% para una irradiación global en el plano receptor de 1,652 KWh/m².

Realizado esto se procede al dibujo de la situación en donde los paneles fotovoltaicos estarán orientados en dirección Oeste.

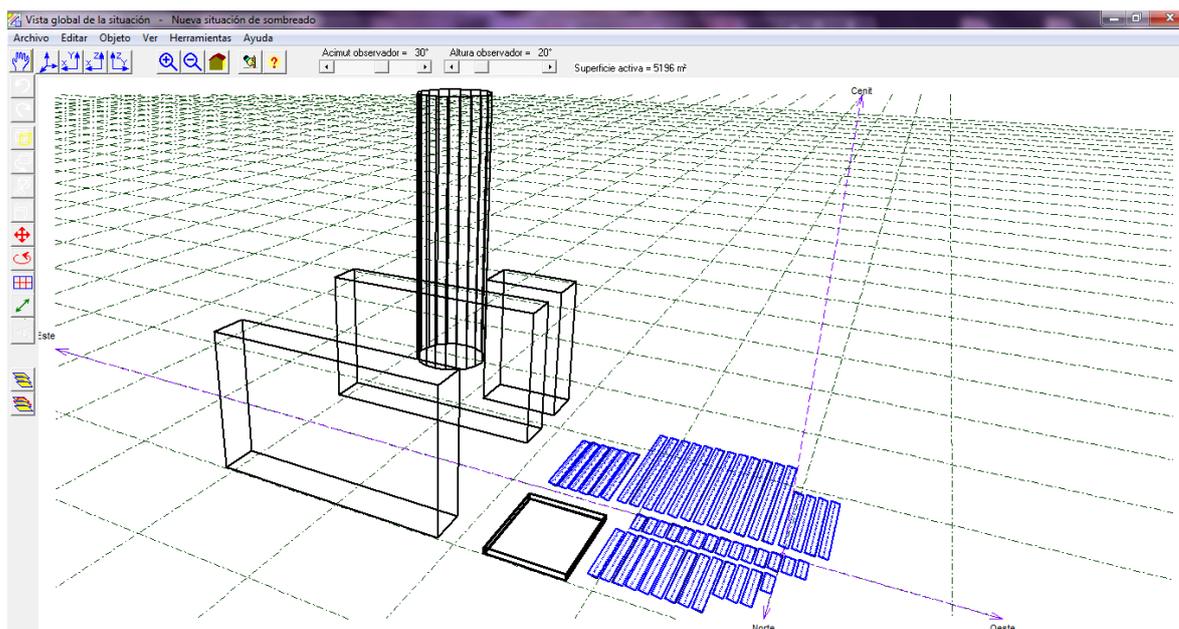


Figura 3.30: Dibujo del campo fotovoltaico y los obstáculos para el estudio de sombreado para el Caso 3.

Una vez implementado el dibujo de la central generadora fotovoltaica y los edificios circundantes se pueden realizar animaciones para cada día del año, con esto se puede observar como el sol recorre las estructuras y como incide la sombra generada por los edificios en el campo generador fotovoltaico, en la figura 3.31 se muestra un captura de pantalla de la animación que muestra como incidirán las sombras en el campo generador el día 31 de Enero del 2016 y cuál será el factor de pérdida para ese día en comparación con los casos anteriores.

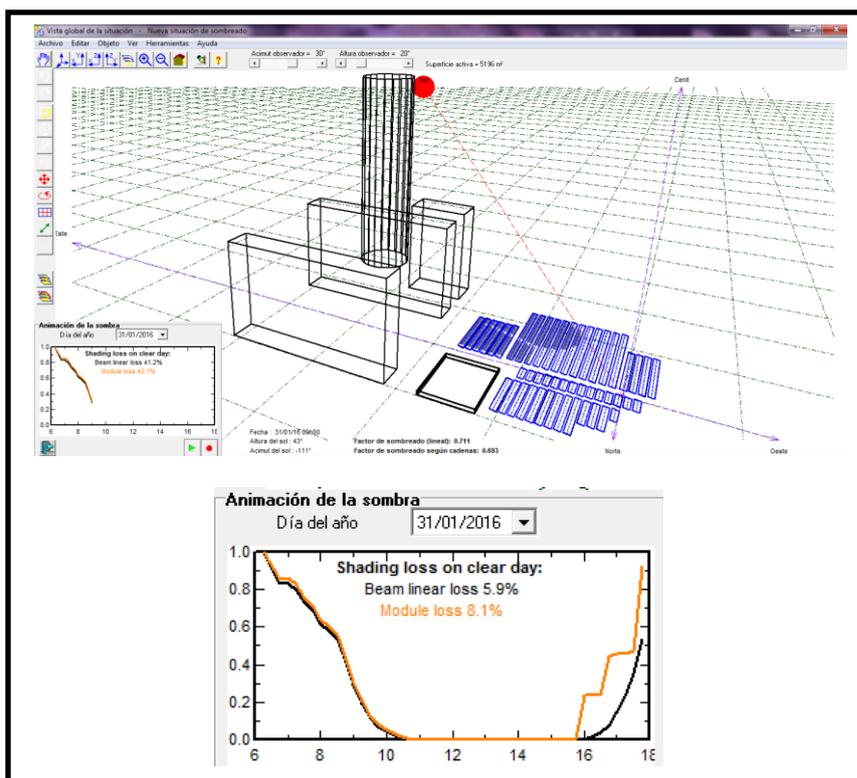


Figura 3.31: Captura de pantalla de animación de afectación de sombras.

Se observa que para ese día en particular existe un 8.1% de pérdidas por sombreado en la planta generadora en un día despejado.

Una vez realizado esto el programa procede a realizar el estudio, cuyo resultado se muestra a continuación:

En la figura 3.32 observamos que las líneas que representan las pérdidas por sombreado en las horas de la mañana se encuentran entre las 7 am y las 11 am y en la tarde entre las 4 pm y 6 pm.

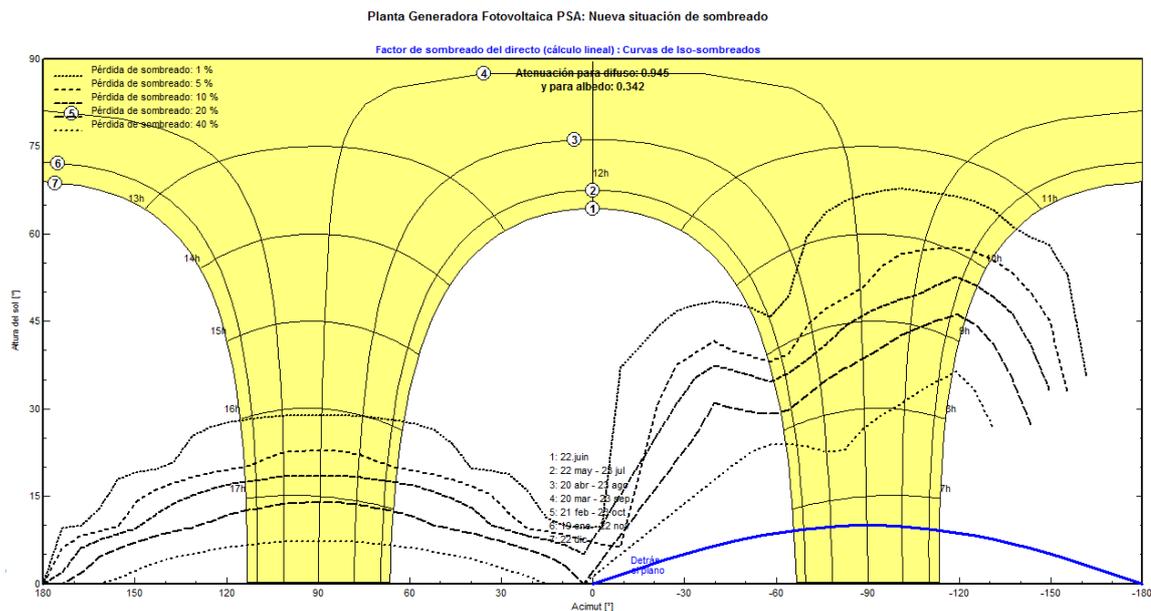


Figura 3.32: Curvas de iso-sombreados y factor de sombreado para el Caso 3.

Con esto procedemos a correr la simulación y observar la cuantificación de las pérdidas por sombreado y el porcentaje de eficiencia del sistema para la tercera alternativa.

Diagrama de pérdida para "Nueva variante de simulación" - año

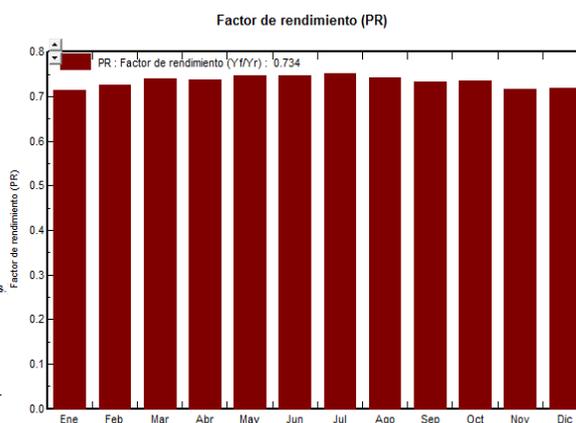
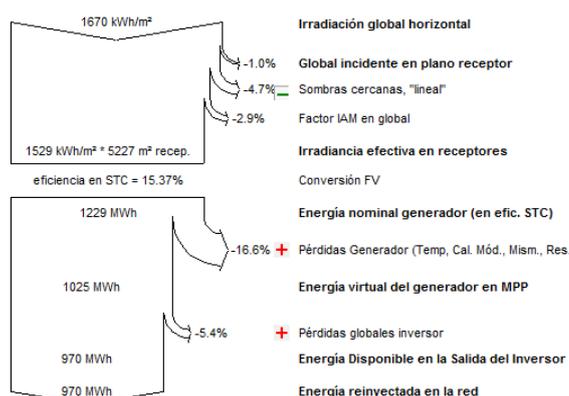


Figura 3.33: Resultados de la simulación con respecto a las pérdidas del sistema y factor de rendimiento para el Caso 3.

De lo observado en la figura 3.33, el resultado de orientar hacia el oeste la ubicación de los módulos fotovoltaicos, nuestra planta generadora fotovoltaica tendrá un 4.7% de pérdidas anuales por sombreado (sombras cercanas) producido por los edificios adyacentes y el rendimiento del sistema será del 73.4% en el año.

Una vez expuesto los tres casos procedemos a elegir cuál es la orientación más favorable para el cual el estudio de sombreado arroja la menor cantidad de pérdidas por este factor y el más alto rendimiento del sistema una vez simulado éste.

Alternativas	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Orientación	Norte	Este	Oeste
Acimut	0°	-90°	90°
Inclinación Plano	10°	10°	10°
% Pérdidas por sombreado	5.8%	8.3%	4.7%
Rendimiento del sistema	72.7%	70.8%	73.4%

Tabla 13: Resumen de parámetros para las diferentes alternativas de orientación de los módulos fotovoltaicos.

Analizando la Tabla 13 vemos que la alternativa a seleccionar es la del Caso 3, entonces los paneles solares serán orientados hacia el Oeste ya que el estudio de sombreado y la simulación del sistema determinó que para esta alternativa se obtienen las menores pérdidas por sombreado (4.7%) y el mayor rendimiento del sistema con el 73.4%.

Realizada la selección se procede a mostrar los resultados de la simulación del sistema.

3.7.3 Resultados de la simulación

Una vez realizado el estudio de sombreado se procede a la simulación del sistema por parte del programa PVSYST 5.0 (versión de evaluación) en donde podremos observar los valores de producción de energía anual y las pérdidas de nuestra planta generadora fotovoltaica.

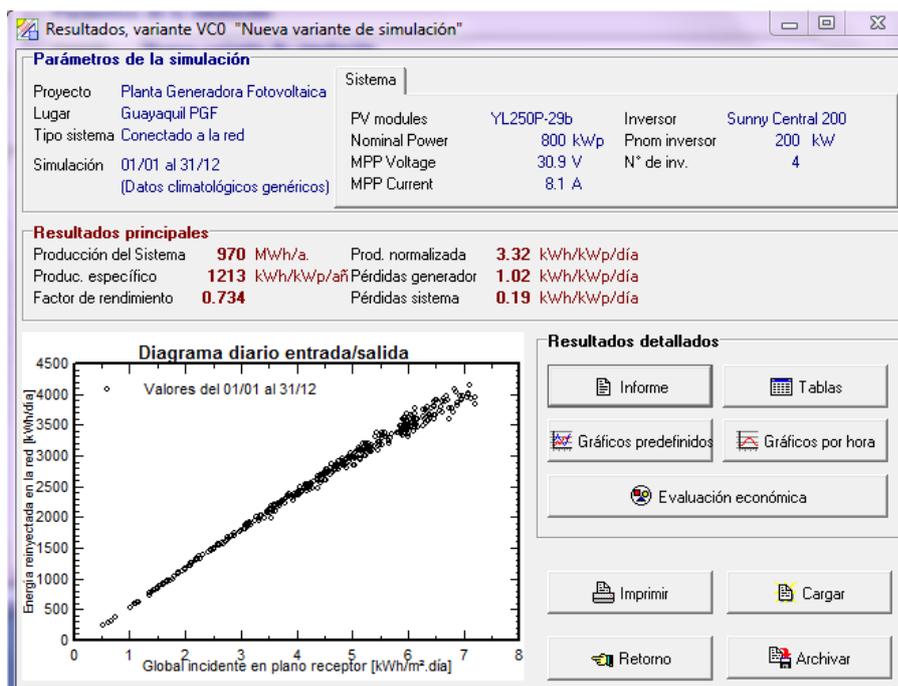


Figura 3.34: Pantalla de presentación de resultados de la simulación del sistema en PVSYST (versión de evaluación).

El software PVSYST 5.0 (versión de evaluación) nos muestra una pantalla de presentación de los resultados tal como se observa en la Figura 3.34. Existen tres opciones para la observación completa de los resultados de la simulación:

- La primera es el informe de resultados que es un documento que contiene un resumen de los datos más importantes de la simulación.
- La segunda son las tablas de resultados. PVSYST brinda la opción de visualizar los datos de la simulación en varias tablas de las

cuales escogeremos las más importantes para analizar la simulación del sistema.

- La tercera son las gráficas de los resultados. Igual que las tablas nos permiten visualizar los datos de la simulación de manera gráfica.

Primero analizaremos las pérdidas totales que tendrá el sistema a lo largo del año y también un desglose de las pérdidas mensuales de la parte óptica (energía de entrada) que afecta solamente al campo fotovoltaico (superficie receptora).

En la figura 3.35 observamos un diagrama de pérdidas del sistema en el periodo de un año, como se mencionó en el estudio de sombreado se eligió la orientación de los paneles fotovoltaicos en dirección Oeste y esto produjo pérdidas por sombreado y por el efecto de incidencia (Incidence Angle Modifier) del 7.5% sumadas al promedio de pérdida global incidente en el plano receptor que se deben a la inclinación que tienen las estructuras donde serán colocados los módulos fotovoltaicos (10° de inclinación) que será un 1%; todo esto teniendo como referencia una irradiación global horizontal en el año de 1,670 kWh/m², lo que nos deja una irradiancia efectiva en los receptores de 1,529 kWh/m² es decir esta será la energía efectiva que llegará a los paneles solares para la producción de energía eléctrica.

Este valor de energía se multiplica por el área total de recepción es decir el área que suman todas las células fotovoltaicas de los 3200 módulos que se instalarán la cual es de 5,227 m², lo que nos da una energía solar de entrada promedio anual al generador fotovoltaico de 7,992.08 MWh.

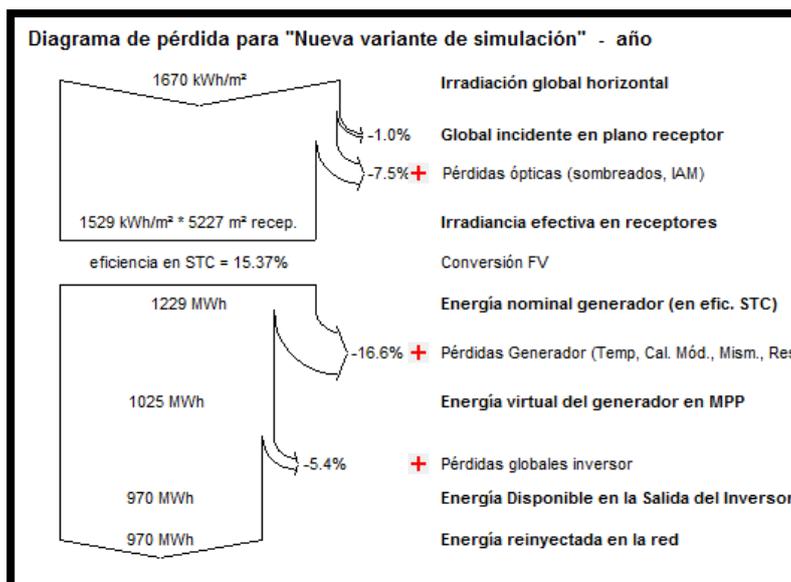


Figura 3.35: Diagrama de pérdidas anuales de la Planta Generadora.

Si los paneles solares convirtieran el 100% de energía solar a energía eléctrica nuestra producción energética sería de casi 8 GWh al año sin considerar las pérdidas eléctricas reflejadas en los inversores y conductores etc. Pero como se sabe la conversión de energía solar a energía eléctrica realizada por los paneles alcanza solamente el 15.37% en STC para cada uno de los módulos fotovoltaicos elegidos pero se sabe que este factor difícilmente puede llegar al 18% teniendo a la mano los mejores paneles solares disponibles.

Entonces se puede decir que las pérdidas por conversión de energía en el generador fotovoltaico son del 84.6% por lo que la energía eléctrica nominal disponible en el año será de 1,229 MWh.

Luego existirán pérdidas en la parte eléctrica del generador fotovoltaico por temperatura y calidad de los módulos, mismatch y resistencia de conductores lo que suman un 16.6% de pérdidas anuales por lo que la energía disponible para el punto de máxima potencia del generador será de 1,025 MWh. Ésta energía es la que estará disponible a la entrada del conjunto de inversores, entonces la conversión de corriente continua a corriente alterna también produce pérdidas por lo que a la energía en la

entrada del inversor se le deben restar las pérdidas totales producidas por estos que son del 5.4%.

Finalmente a la salida de los inversores la energía disponible que puede ser inyectada a la red pública de distribución será de 970 MWh al año mientras se conserven los parámetros de calidad de los paneles solares como de los inversores y también el climatológico por lo que a medida que transcurra el tiempo esta energía decaerá al ritmo en el que la eficiencia de los módulos fotovoltaicos también decrezca.

También se pueden mostrar los diagramas de pérdidas para cada mes del año pero se estimó conveniente realizar una tabla resumen de estos datos para poder analizarlos, estos datos se muestran en la Tabla 14. En esta tabla solo se llega a mostrar hasta la energía eléctrica nominal disponible por cada mes del año, se obviaron las pérdidas eléctricas del conjunto generador fotovoltaico y las pérdidas en conjunto de los inversores.

Mes	Irradiación global horizontal (kWh/m ²)	Pérdida global incidente en plano receptor	Pérdidas por sombreado y factor IAM	Irradiancia efectiva (kWh/m ²)	Superficie receptora total (m ²)	Irradiancia efectiva en receptores (MWh)	Eficiencia en STC	Energía nominal del generador (en eficiencia STC) (MWh)
Enero	139	0.7%	8.0%	127	5,227	663.83	15.37%	102
Febrero	129	1.4%	8.1%	116	5,227	606.33	15.37%	94
Marzo	156	1.5%	7.3%	143	5,227	747.46	15.37%	115
Abril	147	0.7%	6.6%	137	5,227	716.09	15.37%	110
Mayo	140	1.0%	6.8%	129	5,227	674.28	15.37%	104
Junio	125	1.0%	7.3%	115	5,227	601.11	15.37%	93
Julio	124	0.9%	7.1%	114	5,227	595.88	15.37%	92
Agosto	139	1.2%	6.9%	128	5,227	669.06	15.37%	103
Septiembre	142	1.0%	6.9%	131	5,227	684.74	15.37%	105
Octubre	140	0.4%	7.7%	128	5,227	669.06	15.37%	103
Noviembre	142	1.4%	8.4%	128	5,227	669.06	15.37%	103
Diciembre	146	0.9%	8.5%	132	5,227	689.96	15.37%	106

Tabla 14: Resumen de datos de irradiación, pérdidas ópticas y producción energética del generador fotovoltaico por mes.

Según los datos meteorológicos proporcionados por la base de datos de NASA-SEE que usa el software PVSYST los meses donde existe mayor irradiación global para un plano horizontal son los de marzo y abril con 156 kWh/m^2 y 147 kWh/m^2 respectivamente y el mes con menor irradiación global es junio con 124 kWh/m^2 el resto de meses la irradiancia varía entre estos valores; luego tenemos el porcentaje de pérdida global incidente en el plano de los paneles fotovoltaicos el cual varía entre 0.4% y 1.5%.

La tercera columna de la tabla nos muestra las pérdidas por sombreado y por el efecto de incidencia (IAM) por cada mes para el arreglo del campo solar fotovoltaico de la planta, estas pérdidas son generadas por la sombra de edificios circundantes a la ubicación de la central y por la disminución de la irradiancia al alcanzar la superficie de las células fotovoltaicas debido a las reflexiones que crecen con el ángulo de incidencia; se observa que los meses donde existen un mayor porcentaje de pérdidas por sombras e IAM son noviembre, diciembre, enero y febrero con porcentaje de pérdidas mayores e iguales al 8% mientras que los meses de marzo, abril, agosto y septiembre tienen porcentaje de pérdidas menores e iguales al 6.9%. Cabe recalcar que estos porcentajes fueron calculados por PVSYST 5.0 (versión de evaluación) al realizar el estudio de sombreado ya explicado anteriormente.

Una vez cuantificadas las pérdidas mensuales de energía solar ya sea por sombras o inclinación del plano, la cuarta columna nos muestran los valores de irradiancia efectiva que será la energía solar que será utilizada por cada célula fotovoltaica de los paneles para convertirla en energía eléctrica; este valor se multiplica con el dato constante de superficie fotovoltaica que tendrá nuestra central de generación para así encontrar la irradiancia efectiva en el generador que es la energía total disponible para ser convertida a energía eléctrica por la totalidad de los módulos fotovoltaicos del campo. Se observa en la sexta columna que en los meses de marzo y abril se tendrá mayor energía solar disponible

para la conversión a energía eléctrica por medio de los paneles con 747 MWh y 716 MWh mensual respectivamente.

La séptima columna nos muestra el valor de eficiencia de los módulos fotovoltaicos en STC, como ya se explicó en este punto se realiza la conversión de energía solar (irradiancia efectiva en el generador) en energía eléctrica por medio de los paneles solares y debido a que los paneles Yingli Solar YL250P-29b tienen una eficiencia del 15.37% en condiciones STC según la base de datos de PVSYST la energía eléctrica nominal del generador en condiciones de eficiencia de STC serán los valores mostrados en la columna ocho. Se observa que los meses donde existirá producción nominal de energía eléctrica serán los meses de marzo y abril con 115 MWh y 110 MWh respectivamente, en cambio el mes donde existirá la menor producción nominal de energía eléctrica será junio con 92 MWh.

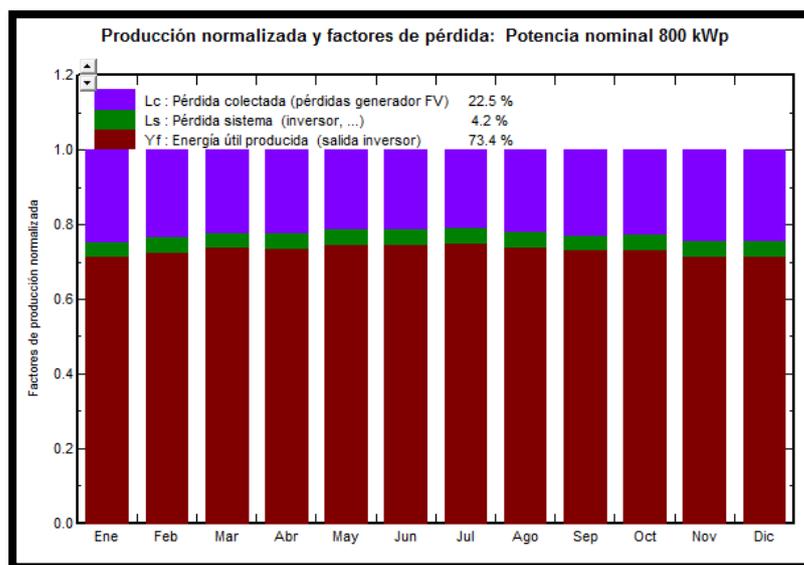


Figura 3.36: Gráficas de producción normalizada y factores de pérdida mensual.

En la figura 3.36 se observa un gráfico de barras de la producción energética mensual de la central generadora y de las pérdidas. El área

de color rojo es la energía útil producida mensualmente por la central de generación que en promedio anual suman un 73.4% de eficiencia es decir que del 100% un 73.4% de energía es lo que se dispone para entregar a la red el otro 26.6% son las pérdidas que se producen en el proceso.

De estas pérdidas, el área de color verde corresponde al porcentaje de pérdidas mensuales en el sistema como por ejemplo las pérdidas en los inversores etc. que sumadas en el año dan un 4.2% y el otro 22.5% que corresponde a toda el área color violeta las cuales son el porcentaje de pérdidas en el generador fotovoltaico es decir en todo el conjunto de módulos fotovoltaicos.

Nueva variante de simulación								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Enero	139.2	21.90	138.2	127.1	83518	78963	11.56	10.93
Febrero	128.5	21.70	126.7	116.5	77775	73653	11.75	11.12
Marzo	156.2	21.80	153.8	142.6	95884	90993	11.93	11.32
Abril	147.3	22.20	146.2	136.7	91154	86352	11.92	11.30
Mayo	139.8	22.10	138.3	129.0	87498	82785	12.10	11.45
Junio	125.4	21.90	124.2	115.2	78460	74160	12.09	11.42
Julio	124.3	22.00	123.1	114.4	78296	74010	12.16	11.50
Agosto	139.5	22.70	137.8	128.4	86417	81817	11.99	11.36
Septiembre	142.2	23.10	140.8	131.0	87153	82441	11.84	11.20
Octubre	139.8	23.00	139.2	128.4	86466	81733	11.89	11.23
Noviembre	141.6	22.30	139.6	127.8	84706	80043	11.61	10.97
Diciembre	146.0	22.10	144.7	132.3	87819	83082	11.61	10.99
Año	1669.8	22.24	1652.6	1529.3	1025148	970030	11.87	11.23

Figura 3.37: Tabla de balances y resultados principales.

En la figura 3.37 observamos la gráfica de una tabla de balances y resultados principales de la simulación del sistema. Las variables presentadas son las siguientes:

- GlobHor: Irradiación global horizontal.
- T_{amb}: Temperatura ambiente.
- GlobInc: Irradiación global incidente en plano receptor.
- GlobEff: Irradiación global efectiva, con corrección para IAM y sombreados.
- EArray: Energía efectiva en la salida del generador.
- E_{Grid}: Energía reinyectada en la red.
- EffArrR: Eficiencia Energía de salida del campo/superficie bruta.
- EffSysR: Eficiencia Energía de salida del sistema/superficie bruta.

Esta tabla nos resume algunos valores mensuales detallados en la Tabla 14 pero con algunos datos adicionales.

También en el sistema existen pérdidas de energía mensuales consideradas no ópticas en el generador fotovoltaico y en los inversores es decir que no dependen de factores lumínicos o pérdidas de irradiancia solar. Las pérdidas más altas en este contexto son las pérdidas por temperatura en los módulos solares que rodea el 11%, el cálculo de las pérdidas de energía por estos factores parte de la energía nominal generada en STC es decir que de esta energía se le restará el total de energía de pérdida generada por temperatura, calidad de módulos, mismatch y pérdidas óhmicas en el generador fotovoltaico, hasta aquí intervienen los paneles solares fotovoltaicos ya que una vez restadas las pérdidas se obtendrá un valor de energía virtual del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia es decir en la entrada de los inversores; de aquí en adelante las pérdidas que existirán serán las pérdidas globales generadas por los inversores y restadas estas pérdidas obtendremos finalmente la energía disponible que inyectaremos a la red de distribución.

Nueva variante de simulación Utilización de Energía y necesidades del Usuario	
	E_Grid
	kWh
Enero	78963
Febrero	73653
Marzo	90993
Abril	86352
Mayo	82785
Junio	74160
Julio	74010
Agosto	81817
Septiembre	82441
Octubre	81733
Noviembre	80043
Diciembre	83082
Año	970030

Figura 3.38: Energía entregada a la red por mes.

Finalmente habiendo desglosado todas las pérdidas existentes en el proceso de conversión de energía (energía solar a energía eléctrica) la figura 3.38 nos muestra la energía que la central generadora fotovoltaica inyectará a la red tanto por cada mes como en el período de un año. Se observa que en los meses de marzo y abril se inyectará la mayor cantidad de energía promedio a la red con 91 MWh y 86 MWh respectivamente mientras que en el mes de febrero será el mes donde menor cantidad de energía promedio se inyectará a la red con 74 MWh.

Anualmente la central generadora fotovoltaica inyectará a la red 970 MWh promedio de energía según la simulación realizada.

3.8 Distribución del campo solar del generador fotovoltaico

Como se mencionó anteriormente utilizaremos la configuración de la simulación para la ubicación y distribución de los módulos solares dentro del terreno donde se implementará la central fotovoltaica. Los planos de ubicación detallada y medidas de la planta generadora fotovoltaica se encontrarán en el anexo del documento.

La planta generadora constará de estructuras de 20 paneles serie por cada string o rama en paralelo; existirán 160 ramas paralelas dando un total de 3200 módulos fotovoltaicos en todo el sistema.

A su vez todo el campo estará dividido en cuatro subcampos y por cada subcampo existirán 40 ramas paralelas o strings; cabe recalcar que cada subcampo estará conectado a un inversor Sunny Central 200. Además la planta generadora contará con un espacio donde estarán ubicados los inversores (Cuarto de inversores, monitorización y protecciones en CC), el transformador de potencia (Cuarto de transformación) y el cuarto de celdas y protecciones de media tensión en CA.

Todo lo concerniente al cableado y demás requerimientos eléctricos para el diseño de la Planta Generadora es analizado como un complemento de este capítulo por lo que se lo mostrará en el Anexo 2 de este documento.

En la figura 3.39 y la Tabla 15 respectivamente se presenta un esquema de la ubicación de los subcampos y los strings box, y un cuadro resumen de la cantidad de módulos solares y string por cada subcampo como también la cantidad de strings box a utilizarse.

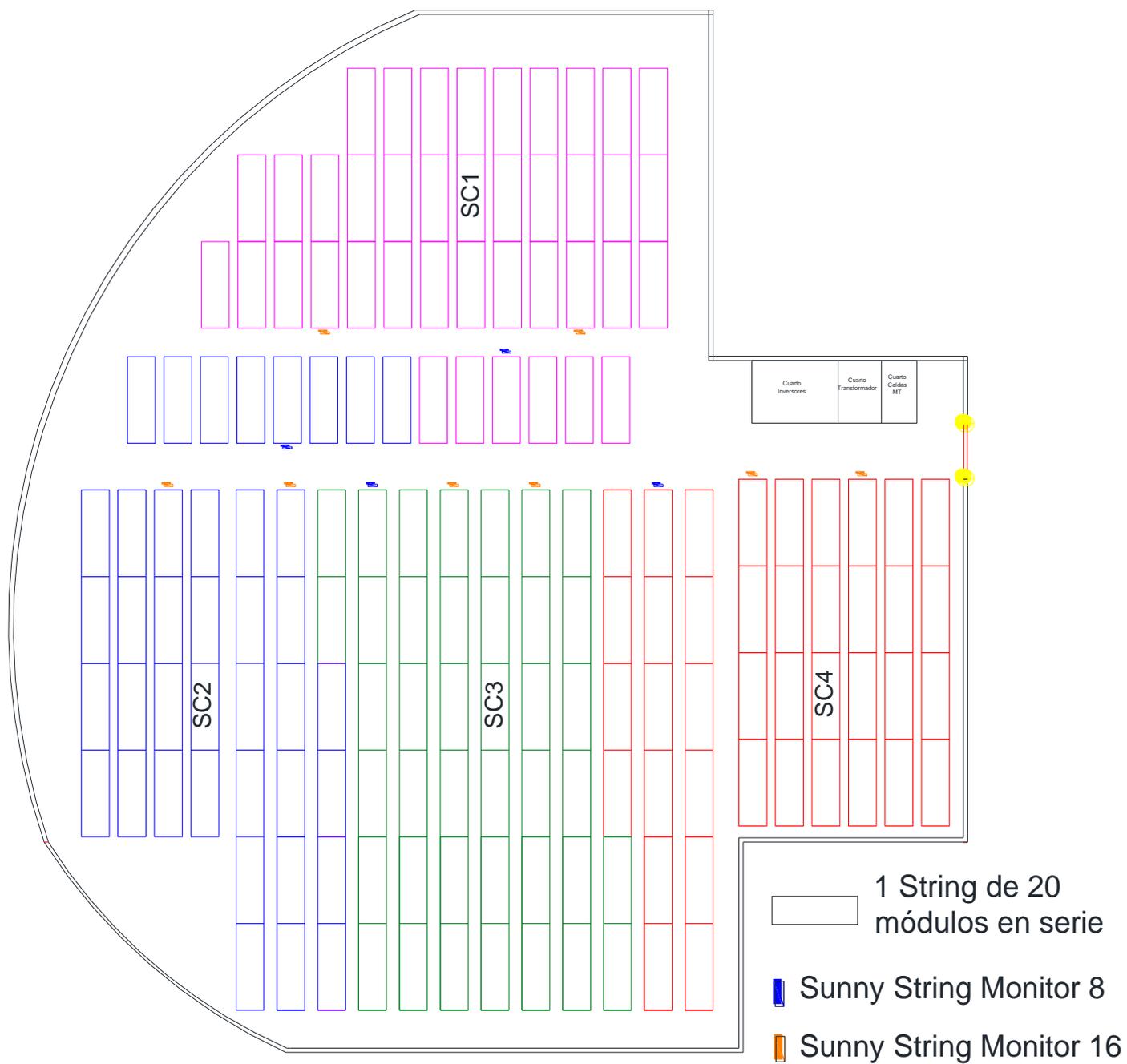


Figura 3.39: Ubicación y distribución de los módulos solares de la Planta Generadora FV.

Resumen del dimensionamiento del generador fotovoltaico									
Subcampos Fotovoltaicos	Número de Paneles en serie	Número de Strings	Número de Paneles totales	Inversores (Sunny Central 200)	Potencia CA	Número de entradas en CC	Strings Box SSM 16	Strings Box SSM 8	Número de String Box
Subcampo 1	20	40	800	Inversor 1	200 kW	5	2	1	3
Subcampo 2	20	40	800	Inversor 2	200 kW	5	2	1	3
Subcampo 3	20	40	800	Inversor 3	200 kW	5	2	1	3
Subcampo 4	20	40	800	Inversor 4	200 kW	5	2	1	3
Total	-	160	3200	4 Inversores	800 kW	-	8	4	12

Tabla 15: Valores parciales y totales de paneles solares e inversores para el diseño de la planta generadora fotovoltaica.

3.9 Puesta a tierra

3.9.1 Configuración de puesta a tierra del generador FV

Según el Real Decreto 1663/2000 y posteriormente el RD 661/2007 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red en el artículo dedicado al sistema de protecciones se conmina a la instalación de interruptores diferenciales para la protección de las personas contra fallas a tierra en algún elemento de la parte de corriente continua de la instalación. La utilización de interruptores diferenciales hace que nuestra instalación deba ser configurada para un sistema de puesta a tierra TT en donde un punto de la fuente de alimentación debe conectarse a tierra (en nuestro caso los conductores de polaridad negativa) y a su vez todas las masas metálicas de la instalación se conectan directamente a tomas de tierra independientes lo que permite una desconexión al primer defecto a tierra. Pero citaremos algunas desventajas para utilizar este método y son las siguientes:

- Se deben utilizar interruptores diferenciales de corriente continua; como es de conocimiento general los interruptores diferenciales más usados son los de corriente alterna donde está asegurado su funcionamiento pero en el caso de corriente continua existen dificultades para la utilización de estos ya sea por su elevado costo o porque no están normalizados para su uso. Inclusive su funcionamiento está puesto en duda ya que la principal función de estos es aislar la parte de la instalación donde proviene la energía de la parte que está siendo protegida así en caso de que circule una corriente de falla inmediatamente está cese al desconectar la parte donde la corriente es generada, pero en el caso de una instalación fotovoltaica cada módulo fotovoltaico es un generador de energía, el interruptor diferencial puede aislar un área determinada en donde se produce una falla a tierra de la fuente más cercana que en este caso son los módulos FV pero el resto de la instalación sigue aportando corriente ya que existirán cientos de paneles solares instalados por

lo que el funcionamiento de este interruptor no cumpliría su principal cometido.

- Los inversores Sunny Central 200 poseen tanto descargadores de sobretensión en CA y CC con monitorización que no pueden ser empleados si el esquema de puesta a tierra elegido es la configuración TT.
- En el caso de que el polo negativo de los conductores de los strings sea conectado a tierra los fusibles en los strings box deben ser reemplazados por puentes según lo indica el manual de instalación de los Sunny String Monitor 8/16.

Por estas razones la configuración elegida para la protección contra fallos a tierra y que se usa mucho en las instalaciones fotovoltaicas es la configuración IT o flotante y está respaldada por el NEC 2011 capítulo 14.2.4.5 (Elementos de protección y seccionamiento, Especificaciones). Ésta configuración tiene las siguientes características:

- Está solución ofrece la mejor continuidad de servicio durante el funcionamiento (el generador fotovoltaico no deja de producir energía cuando exista un primer fallo en algún área de la parte de CC. [16])
- Requiere un alto nivel de aislamiento de la red. [16]
- Requiere personal de mantenimiento para su supervisión. [16]
- La comprobación del disparo eficaz al producirse dos defectos simultáneos debe llevarse a cabo mediante cálculos, seguidos de mediciones obligatorias durante la puesta en marcha para cada grupo de partes conductoras accesibles interconectadas. [16]
- Requiere de una puesta a tierra totalmente independiente de otras instalaciones. [16]

Está claro que en esta configuración no existen conductores activos conectados a tierra pero sí estarán conectados a tierra las masas y partes metálicas accesibles de todos los componentes del generador fotovoltaico en CC. Para que el sistema IT sea confiable la vigilancia de aislamiento es imprescindible ya que se debe detectar un primer fallo a tierra (el cual no produce ningún tipo de daño a la persona) y corregirlo antes de que se origine un segundo fallo. En el caso de no detectarse y corregir el primer fallo y ocurrir un segundo fallo a tierra puede existir peligro de electrocución para la persona por lo que se debe tener en cuenta la constante monitorización del aislamiento.

En nuestro caso cada inversor Sunny Central 200 viene con un controlador permanente de aislamiento el cual monitoriza las condiciones del aislamiento en la parte de corriente continua y advierte en caso de producirse un primer fallo a tierra en la instalación.

Como recomendación para el mejoramiento de la protección frente a contactos directos, las partes metálicas activas deben tener un aislamiento Clase II normado por la Instrucción Complementaria del Reglamento de Baja Tensión ITC-BT-43.

En el caso de la parte de corriente alterna de la instalación se utilizará la configuración TN-S donde es factible la utilización de interruptores diferenciales.

3.9.2 Diseño de puesta a tierra

Debido a que se eligió la configuración IT para la parte de CC las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a tierra de manera independiente de la que se colocará en la parte de baja tensión en CA del sistema específicamente la del Neutro del Transformador elevador. Por ende existirá una malla de tierra para la parte del generador fotovoltaico a la que se conectarán las estructuras metálicas de los strings, toma de tierra de los supervisores de string y la toma de tierra de

los inversores y otra malla de tierra para la parte del transformador CA en baja tensión.

En este apartado seguiremos las recomendaciones del Código Eléctrico Ecuatoriano Capítulo 6 artículos 290-42, 290-43 y 290-45 correspondiente al tema de Puesta a tierra.

Según los artículos 690-42 y 690-43, la conexión de puesta a tierra en la parte de CC deberá ser lo más cercana posible de la fuente fotovoltaica como también se deberá poner a tierra todas las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente y tuberías o canaletas metálicas (encerramiento de conductores) independientemente de su voltaje. [17]

Debido a esto las estructuras que contienen los módulos fotovoltaicos (cada estructura contendrá 20 paneles) se conectarán entre sí mediante conductor de cobre y uniones con las estructuras contiguas, también el fabricante Yingli Solar (Manual de Usuario e Instalación) recomienda que los marcos metálicos de los módulos fotovoltaicos estén conectados a las estructuras físicamente (contacto directo) a través de puntos de anclaje unidos por pernos M5 de acero inoxidable.

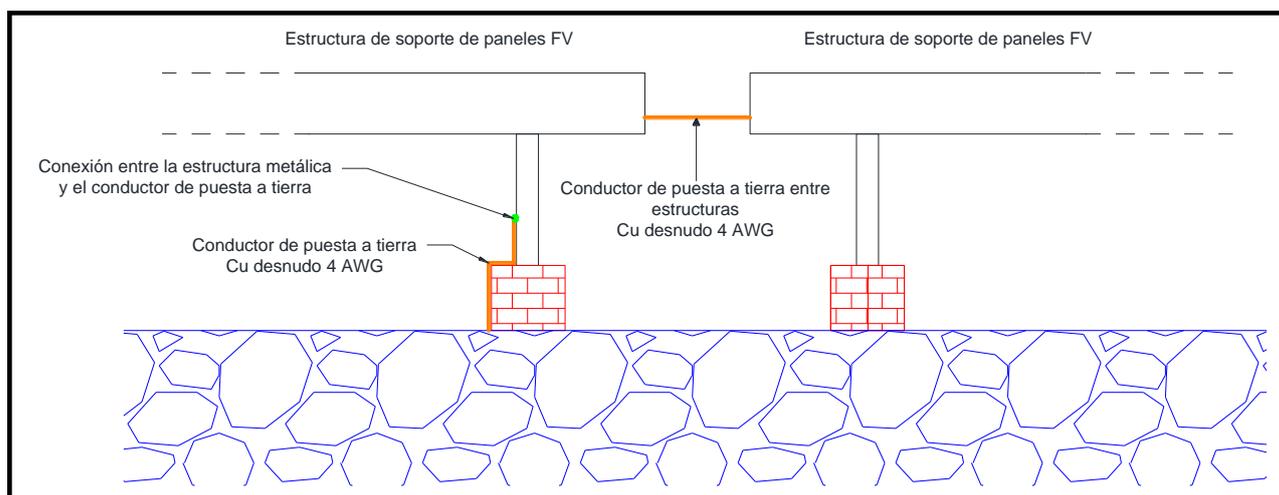


Figura 3.40: Ejemplo de conexión puesta a tierra entre estructuras.

La sección de los conductores que conectarán los bornes de tierra de los equipos y las estructuras a la malla de tierra en la parte de corriente continua será seleccionada aplicando el artículo 250-94 del capítulo 2 del Código Eléctrico Ecuatoriano el cual nos muestra una tabla de secciones de conductores para puesta a tierra dependiendo de la sección transversal del mayor conductor de acometida [17].

Para seleccionar el conductor de puesta tierra para las estructuras de string y los bornes de tierra de los inversores debemos referirnos a la mayor sección de conductores activos que existen tanto entre el tramo entre los strings y los supervisores de string como en el tramo entre los strings box y los inversores. La mayor sección de estos conductores es de 95 mm^2 para el Subcampo 2 y de 70 mm^2 para el resto de subcampos.

La tabla en referencia nos dice que para secciones entre 67.44 y 107.21 mm^2 usando conductores de cobre la sección del conductor de puesta a tierra para este caso deberá ser calibre **4 AWG** desnudo de material cobre; por lo que se elegirá este calibre de conductor para la puesta a tierra de todos los subcampos y las estructuras.

En el caso del conductor de puesta tierra de los bornes de tierra de los supervisores de string el fabricante de los Sunny String Monitor tanto de 8 strings como de 16 strings recomienda el uso de un conductor desnudo de 16 mm^2 de sección por lo que el calibre más aproximado es el **4 AWG** cobre.

La puesta a tierra de las estructuras se realizará mediante la conexión del conductor de puesta a tierra seleccionado (4 AWG) a la malla de tierra mediante soldadura exotérmica. El conductor de puesta a tierra ascenderá hasta conectarse en un punto definido con la estructura.

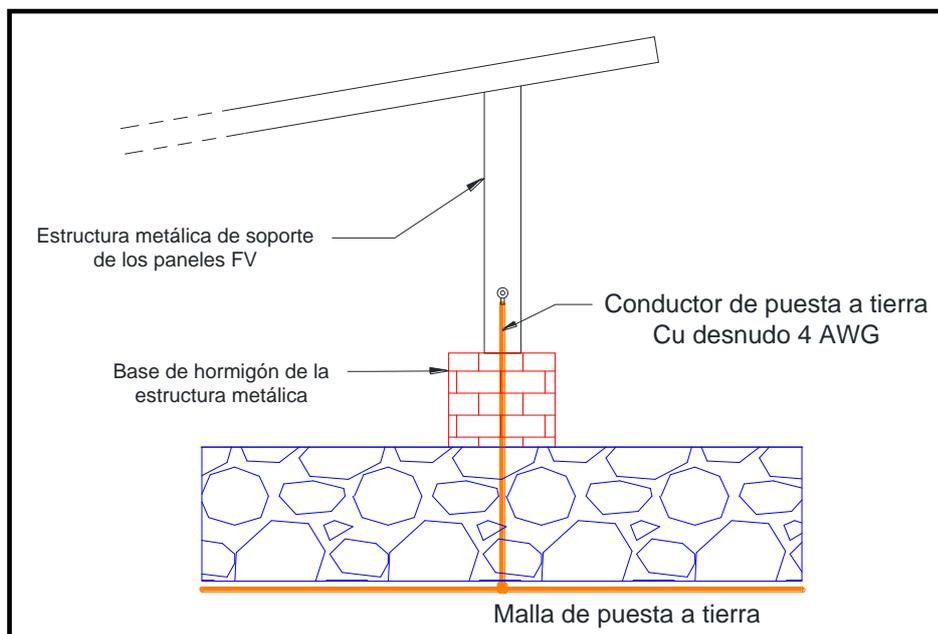


Figura 3.41: Ejemplo de conexión a malla de puesta a tierra estructuras.

Para la malla de tierra se deben tomar en cuenta las siguientes especificaciones:

- Según el NEC 2011 para este tipo de instalaciones la resistividad del terreno debe ser menor a 20 ohmios.
- La sección mínima del conductor de tierra debe ser 35 mm^2 .
- Se siguen las recomendaciones de los artículos 250-112, 250-113, 250-114 del capítulo 2 del Código Eléctrico Ecuatoriano correspondiente a las conexiones de los conductores de puesta a tierra.
- Los electrodos de puesta a tierra deberán ser una o varias varillas copperweld de no menos de 16 mm (5/8") de diámetro y 1.8 metros de longitud enterrada verticalmente en su totalidad y estos estarán separados 3 m como mínimo según el NEC 2011 capítulo 14 sección 2.4.5.2.

En este caso se utilizará conductor desnudo de Cobre calibre 2/0 AWG para formar la malla de tierra en la parte de CC de la planta y conductor desnudo de Cobre calibre 4/0 para formar la malla de tierra del sistema de baja tensión de corriente alterna.

3.10 Conexión de la Planta Generadora a la red de distribución

Para evacuar la energía que produce el campo generador fotovoltaico y que es acondicionada por los inversores de nuestra planta es necesario realizar todos los pasos necesarios para efectuar la conexión a la red pública de distribución de nuestra ciudad que es manejada por CNEL Unidad de Negocio Guayaquil.

Se necesita primero analizar algunas condiciones que son necesarias para realizar dicha interconexión, para esto nos referiremos al punto 9 de la codificación de la regulación No. CONELEC - 001/13 concerniente a "Punto de Conexión" en donde se menciona la obligación de tramitar la factibilidad de la Conexión al Distribuidor, efectuando la solicitud y adjuntando algunos requisitos en donde se menciona el posible punto previsto para la conexión.

Según recomendaciones internacionales, se aconseja que el punto de conexión sea lo más próximo posible al lugar de ubicación de la planta generadora, y si la instalación es considerada grande con una capacidad instalada de hasta 50 MW, se recomienda que dicho punto de conexión se efectúe en la subestación de la empresa distribuidora; todo esto para no perturbar tanto la topología de la red de la empresa distribuidora de energía como el debido funcionamiento del sistema de distribución.

Entonces para nuestro proyecto se elegirá como punto de conexión la salida de la alimentadora "Puerto Santa Ana 2" en la subestación Puerto Santa Ana, debido a la proximidad que existe entre la subestación y nuestra planta, y la conexión se realizará a nivel de voltaje de media tensión es decir a 13.8 kV trifásico (recomendado para centrales fotovoltaicas con potencia pico entre 100 kW y 6 MW) por lo que nuestra planta generadora requerirá de la instalación de un transformador elevador de distribución para evacuar la

energía generada a la red de media tensión de CNEL-EP Unidad de Negocio Guayaquil.

Una vez elegido el punto de conexión se procederá a realizar la solicitud a la empresa distribuidora, para esto la empresa deberá realizar los estudios necesarios para verificar si es factible la conexión al sistema de distribución. Esto ocurrirá siempre y cuando exista la capacidad remanente para el libre acceso a la red, si es necesario realizar reformas de las instalaciones de conexión a la red existentes para facilitar un punto de conexión de la generadora fotovoltaica, etc. Todo lo mencionado anteriormente se basa tanto en la Regulación No. CONELEC - 001/13 como al "Reglamento para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución".

Una vez analizado el punto de conexión a la red, se presentan algunas consideraciones que se deben cumplir para la conexión a la red de distribución:

La potencia máxima de las centrales interconectadas a una Red de Distribución estará condicionada por las características de ésta: voltaje de servicio, potencia de cortocircuito, capacidad de transporte de línea, potencia consumida en la red de baja tensión, etc.

Para el acoplamiento de la instalación generadora a la red de distribución pública, la central deberá poseer un equipo de sincronización, automático o manual.

La conexión entre la red de distribución y la planta fotovoltaica deberá efectuarse cuando en la operación de sincronización las diferencias entre las magnitudes eléctricas de la red y del generador no sean mayores a los siguientes valores:

- Diferencia de tensión: +/- 10%
- Diferencia de fase: +/- 10°
- Diferencia de frecuencia: +/- 5%

En el inicio de la planta generadora y en un punto único y accesible a la empresa distribuidora de energía eléctrica, se instalará un interruptor automático sobre el que actuarán una serie de protecciones. Estas protecciones deben garantizar que las fallas internas de la instalación no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas y en caso de un mal funcionamiento de éstas, deben desconectar el interruptor de interconexión, que no podrá restablecerse hasta que existan condiciones estables de voltaje en el sistema de distribución.

Según el NEC 2011 Capítulo 14 (Energías Renovables) las protecciones mínimas a disponer para sistemas fotovoltaicos conectados a la red serán las siguientes:

- La instalación debe poseer un interruptor general manual accesible al personal de CNEL para la desconexión manual y un interruptor magnetotérmico para protección por sobrecorriente, que puede actuar también como interruptor general manual.
- Se debe contar en la parte de corriente alterna de un interruptor diferencial automático para protección contra contactos directos e indirectos.
- Protección instantánea de mínima tensión, conectados entre las tres fases y neutro que actuarán, en un tiempo menor a 0.5 segundos, a partir de que el voltaje alcance el 90% de su valor asignado.
- Protección de sobretensión, conectado entre fase y neutro y cuya operación debe producirse en un tiempo menor a 0.5 segundos, a partir de que el voltaje alcance el 110% de su valor asignado.
- Protección de mínima y máxima frecuencia, conectada entre fases y neutro y cuya operación debe producirse cuando la frecuencia sea menor a 59 Hz o mayor a 61 Hz durante más de un periodo.

- Protección contra funcionamiento en Modo Isla, en este caso el interruptor de interconexión debe abrirse y rearmar el sistema de conmutación automáticamente cuando se restablezca el voltaje de red por parte de la empresa distribuidora.

En nuestro caso las cuatro últimas protecciones citadas anteriormente son incorporadas en los Inversores SMA Sunny Central 200, dicha protección se lleva a cabo mediante la función de regulación y monitorización de red de los inversores y cada inversor posee un interruptor de potencia en CA que funciona como interruptor automático de interconexión que se utiliza para la conexión y desconexión automática de la instalación fotovoltaica en el caso de ocurrir pérdidas de voltaje o frecuencias nominales de la red.

Ahora procederemos a citar los elementos que permitirán la protección y conexión de nuestra planta generadora fotovoltaica a la red de media tensión de CNEL cumpliendo con todos los requisitos anteriormente mencionados.

a. Transformador de distribución

El proveedor de los inversores (SMA) también provee Estaciones Compactas de Transformación los cuales realizan la conexión de los inversores centrales de SMA a la red de media tensión y son construidas en hormigón. El modelo a elegir era el 800 SC el cual tiene una potencia nominal de 800 kVA el cual se adapta a nuestros requerimientos.

Pero un análisis más exhaustivo nos pone ciertos problemas a la hora de elegir esta opción:

- Tanto los inversores como la estación compacta de transformación no son vendidas en el país por lo que necesariamente se tienen que importar desde España o Estados Unidos donde el proveedor tiene mercado eso eleva el costo de adquisición ya que además del precio a tener que pagar por cada uno se tiene que sumar el flete en barco más los impuestos aduaneros y salvaguardias. Este gasto se tiene que realizar por los inversores pero en el caso de la estación

compacta de media tensión se tienen que barajar otras opciones antes de incurrir en el gasto antes mencionado.

- Las características técnicas nos dicen que la estación de transformación maneja un voltaje nominal de entrada de 360 V y una tensión de trabajo en red de 20 kV lo que es incompatible para nuestro diseño ya que los inversores trabajan con un voltaje de salida de 400 V y la red de media tensión de la ciudad de Guayaquil trabaja a 13.8 kV trifásicos.

Dadas estas condiciones se decidió optar por buscar un transformador de distribución que esté acorde a nuestros valores de diseño y sea fabricado aquí en el país por lo que decidió elegir un transformador de la marca INATRA.



Figura 3.42: Transformador de distribución 800 kVA marca INATRA. [18]

Las características del transformador son las siguientes:

- Potencia nominal: 800 kVA
- Tensión: 13.8 kV / 400 V
- Frecuencia: 60 Hz
- Tipo de conexión: Ynyn0
- Pantalla electrostática
- Relé Buchloz
- Sistema de refrigeración: Tipo natural (ONAN)
- Material conductor (AT/BT): Cu/Cu
- BIL: 30 kV
- Tensión de cortocircuito: 6%
- Impedancia: 6%
- Pérdidas en carga a 75°C: 8,200 W

Ya que los inversores Sunny Central 200 son encargados de realizar el sincronismo de los fasores con la señal de red en el lado de baja tensión, la conexión del transformador será del grupo 0.

Según el NATSIM de la Eléctrica de Guayaquil (Normas de acometidas, cuarto de transformación y sistemas de medición para el suministro de electricidad) el área mínima, rectangular y libre del cuarto transformador para la potencia nominal del transformador trifásico de nuestra planta generadora será de 4.0 x 4.0 m. El cuarto transformador será de acceso restringido al personal calificado y no podrá ser usado para ningún otro fin que de albergar el transformador, debido a esto la celda de media tensión que se requiere para protección debe ser ubicada en un ambiente adyacente pero separado por una pared de mampostería, del cuarto transformador. [34]

En la figura 3.43 se muestra una ilustración de la distribución de equipos típica para un centro de transformación a la red de distribución pública muy similar a la que realizaremos en este proyecto.

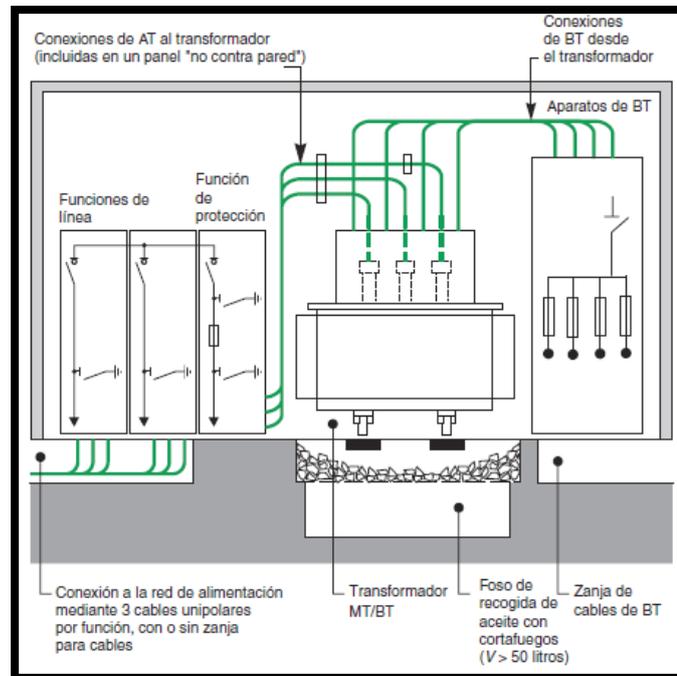


Figura 3.43: Disposición típica de equipos en un centro de transformación BT/MT. [16]

Se logra observar que en lado de derecho se encuentra el tablero de protección y medida en el cual también se encontrará la aparatada de protección del transformador para el lado de baja tensión mientras que en el lado izquierdo se encuentran las celdas de MT donde se encontrará la aparatada de protección y seccionamiento para el lado de media tensión del transformador y del punto de conexión a la red de distribución.

Recomendaciones para la protección y medida del transformador:

- Para 1 o varios transformadores cuya suma de potencias es superior 630 kVA se suele instalar una protección con interruptor automático y protección de sobrecarga y cortocircuito. [16]

- La medida tiene que ir en una celda independiente y con posibilidad de incorporar un precinto. [16]
- El sistema de medida siempre se realizará con 3 transformadores de tensión unipolares y 3 transformadores de corriente. [16]
- A continuación de la medida, si solo hay un transformador en el centro, se suele hacer una conexión directa por cable al transformador. En este caso la protección general es a la vez la protección particular del transformador (característica que tendrá nuestro sistema). [16]

b. Tablero de Interconexión y Tablero general de protección y medida en BT

Todos los tableros usados serán elegidos en concordancia a las especificaciones del NEC 2011, Código Eléctrico Ecuatoriano y Normas Internacionales.

En este caso se usará un conjunto de cajas modulares de doble aislamiento, con gran robustez mecánica, ininflamables, con alta resistencia a la corrosión o de material aislante como el policarbonato, de duración ilimitada y mecanizables, teniendo las siguientes especificaciones:

- Autoextinguibilidad, según la Norma UNE 53315/75.
- Grado de Protección IP32 o superior debido a que se encontrarán al interior de un cuarto de control.
- Rigidez Dieléctrica por encima de los 5 kV.
- Resistencia de Aislamiento superior a 3 MΩ.

Los elementos que contendrán el conjunto de cajas modulares serán:

- **Interruptor fusible para las salidas de los Inversores**

Antes de realizar la conexión en paralelo de los inversores, de cada uno de los 4 inversores llegarán los conductores hacia el tablero de interconexión y se dará protección con un interruptor fusible. Este protegerá la salida de los inversores contra cortocircuito y dará la posibilidad de maniobra (conexión o desconexión del inversor) en caso de ser necesario y sin tener que operar el interruptor magnetotérmico del inversor Sunny Central 200.

Asumiremos que para Centrales Fotovoltaicas conectadas a la red se aplica el principio de que la corriente de cortocircuito a la salida de los inversores es similar a la corriente máxima de salida debido a que en el lado de corriente continua la corriente de cortocircuito también es similar a la corriente máxima de todo el campo fotovoltaico debido a que la corriente de cortocircuito de los paneles FV es similar a la corriente nominal en STC de los paneles.

Entonces la corriente de cortocircuito a la salida de cada inversor será aproximadamente 289 A. Con esto seleccionamos los parámetros del interruptor fusible de cada rama de salida de los Inversores.

- Interruptor Fusible ABB OT315 - 315E04 de 4 polos
- Corriente asignada de empleo: 315 A
- Poder de Corte en cortocircuito: 65 kA
- Fusible: tipo aM de 355 A

Debido a que la configuración de neutro en el lado de corriente alterna será de tipo TN-S, el polo que se asigne al neutro será seccionable más no llevará protección fusible.



Figura 3.44: Interruptor Fusible ABB OT315 - 315E04. [19]

- **Barras para conexión en paralelo de Inversores**

Para esta sección tomaremos las recomendaciones del NATSIM 2012 apartado 12.8 en lo correspondiente a barras de distribución:

Debido a que la corriente nominal a la salida de los inversores es de 289 A, al tener cuatro inversores conectados en paralelo la corriente nominal del sistema en baja tensión será de 1,156 A, por lo que se procederá a elegir barras con dimensiones de 1/4" x 6" cuya capacidad de corriente máxima es de 1,750 A.

La barra del neutro será de similares dimensiones que la de las fases al igual que la sección de los conductores de fase será igual a la sección del conductor neutro debido a que los inversores producen armónicos que son traspasados a la red. Aunque es reglamentado que los inversores en sistemas fotovoltaicos deben generar un limitado porcentaje de armónicos para ser aprobados, de todas maneras circularán armónicos (especialmente Terceros Armónicos) por el sistema; en este caso las normas internacionales recomiendan que para este tipo de cargas el neutro debe dimensionarse con sección al menos igual a la de las fases, lo mismo pasa con la configuración de neutro elegida (TN-S) donde también existe una similar recomendación y debido a esto la barra de neutro no irá conectada sólidamente a tierra.

- **Interruptor General de Protección**

Es la protección más importante de la parte de baja tensión de nuestra planta generadora y será el encargado de permitir la conexión o desconexión manual del sistema a la vez que mediante un Relé brindará protección tanto a la conexiones como al transformador en BT, en este caso el interruptor será controlado por el relé de protección y operará automáticamente.

Antes de indicar la elección del interruptor debemos plantear algunos valores que nos ayudarán a seleccionarlo de las diferentes gamas existentes.

- Se debe cerciorar que el poder de cierre del interruptor sea superior a la corriente de magnetización del transformador.

Para un transformador de 800 kVA la relación entre la corriente de magnetización y la corriente nominal es de 11.

Con la ecuación 3.19 calcularemos la corriente nominal del transformador en baja tensión

$$I_n = \frac{S_n \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}} = \frac{800 \text{ kVA} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400V} \approx \mathbf{1156 \text{ A}} \quad (3.19)$$

Con esto la corriente de magnetización aproximada de nuestro transformador será:

$$\frac{I_d}{I_n} = 11 \quad (3.20)$$

$$I_d = 11 \cdot I_n = 11 \cdot 1156 \text{ A} = \mathbf{12.72 \text{ kA}}$$

Entonces el poder de cierre del Interruptor debe de ser mayor a 12.2 kA.

- Para calcular las corrientes de cortocircuito del sistema se harán estimaciones de estas corrientes más no representarán los valores de cortocircuito exactos del sistema debido a que en este informe no se realiza un estudio completo del sistema de protecciones.

La corriente trifásica de cortocircuito a pleno voltaje en los bornes de baja tensión (400 V) del transformador de distribución suponiendo una potencia de cortocircuito infinita en el primario se calcula:

$$I_{cc} = \frac{I_{n(BT)} \cdot 100}{Uk\%} \quad (3.21)$$

Donde:

Uk%: Tensión de cortocircuito del transformador en %

$I_{n(BT)}$: Corriente nominal en el lado de Baja Tensión

Reemplazando la ecuación 3.21 tenemos:

$$I_{cc(ef)} = \frac{1156 \text{ A} \cdot 100}{6\%} = \mathbf{19.27 \text{ kA}}$$

Este será el valor de la corriente de cortocircuito eficaz, la cual es la corriente de falla que provoca calentamientos en los equipos y conductores, y puede llevar las partes metálicas de los equipos eléctricos a un potencial peligroso.

Ahora la corriente de cortocircuito en el lado de media tensión ante un cortocircuito en el lado de baja tensión será:

$$I_{cc(MT)} = I_{cc(BT)} \cdot \frac{V_{BT}}{V_{MT}} = 19.27 \text{ kA} \cdot \frac{0.4 \text{ kV}}{13.8 \text{ kV}} \quad (3.22)$$

$$I_{cc(MT)} = \mathbf{558.55 \text{ A}}$$

Calcularemos con la ecuación 3.23 la corriente de cortocircuito de cresta en el lado de baja tensión, que corresponde al valor pico de la onda la cual genera elevadas fuerzas electrodinámicas principalmente al nivel de las barras y de los contactos o conexiones del equipo.

$$I_{cc \text{ cresta}} = I_{cc(ef)} \cdot \sqrt{2} = 19.27 \text{ kA} \cdot \sqrt{2} = \mathbf{27.25 \text{ kA}} \quad (3.23)$$

Con estos datos podemos discernir las siguientes características en las protecciones de baja tensión:

- **Intensidad de Corta duración:** 19.27 kA
- **Valor de cresta de la intensidad admisible de corta duración:** 27.25 kA

Se escogió el interruptor automático abierto ABB SACE clase Emax E1B 1,250 A con Relé electrónico PR123 para protección.



Figura 3.45: Interruptor Automático ABB Emax E1B con Relé PR123/P. [19]

Se eligió el modelo Emax E1B de 1,250 A debido a que puede soportar una máxima corriente permanente asignada de 1,250 A, cabe recordar que la corriente nominal en el lado de baja tensión de nuestro sistema es de 1,156 A.

Las características del interruptor automático son:

- Polos: 4
- Neutro al 100%
- Tensión asignada de empleo: 690 V
- Tensión de aislamiento: 1kV
- Tensión de soporte a impulso: 12 kV
- Corriente permanente asignada máxima a 40°C: 1,250 A
- Poder de Corte último en cortocircuito: 42 kA
- Poder de Corte de servicio en cortocircuito: 42 kA
- Corriente asignada admisible de corta duración: 42 kA (1 s), 36 kA (3 s)
- Poder asignado de cierre en cortocircuito (valor de cresta): 88.2 kA
- Tiempo de cierre máximo: 80 ms
- Tiempo de corte para corriente menor a corriente máxima admisible: 70 ms

De la protección general estará encargado el Relé PR123/P el cual será el encargado de manejar el interruptor automático en caso de detectar diferentes tipos de fallas en el sistema de baja tensión y el transformador.



Figura 3.46: Relé electrónico de protección ABB SACE PR123/P. [19]

Las protecciones del Relé electrónico que se usarán para la protección del sistema en baja tensión son:

- Protección de sobrecargas
- Protección Selectiva de cortocircuito
- Protección Instantánea de cortocircuito
- Protección de defectos a tierra
- Protección de corriente diferencial (Transformador)
- Protección de desequilibrio de fases
- Protección de mínima tensión
- Protección de máxima tensión
- Protección de mínima frecuencia
- Protección de máxima frecuencia

Se eligió la protección por Relé debido a que cumple con las protecciones mínimas a disponer para sistemas fotovoltaicos conectados a la red según el NEC 2011 Capítulo 14 (Energías Renovables) para la protección en baja tensión. Aunque los inversores Sunny Central 200 son los encargados de controlar las protecciones de máxima y mínima tensión, máxima y mínima frecuencia para supervisar las condiciones de la red en caso de falla y desconexión del sistema de distribución, se pensó en realizar la conexión del sistema de control del inversor para controlar el

Interruptor automático en baja tensión pero ya que estos sistemas son rígidos en sus tecnologías es mejor cumplir con las disposiciones dadas por el NEC 2011 en donde dice que el interruptor general debe dar las debidas protecciones contra fallas en el sistema de distribución y su rearme automático en el momento que las condiciones lo permitan. La única protección que será exclusiva de los inversores es la protección contra modo Isla.

El Relé también proporciona medición, las cuales son:

- Medición de Corrientes: Tres fases, neutro y defecto de tierra
- Medición de Voltajes: Fase-Fase, Fase-Neutro y Voltaje Residual
- Medición de Potencias: Activa, Reactiva y Aparente
- Medición de Factor de Potencia
- Medición de Frecuencia y Factor de Cresta
- Medición de Energía: Activa, reactiva, Aparente y Contador
- Cálculo de Armónicos: Hasta el cuadragésimo armónico a 60 Hz
- Secuencia de Fase

Debido a esto el contador bidireccional para la medición de la energía entregada a la red será ubicado en las celdas de media tensión. Las mediciones realizadas por el Relé PR123/P servirán para monitoreo del sistema en baja tensión y la medición de la energía generada por el campo fotovoltaico antes del transformador.

Como se recalcó anteriormente este Relé también servirá para la protección del transformador en el lado de baja tensión por lo que todas las protecciones adicionales del transformador (Relé Buchloz, Temperatura, Presión de aceite etc.) deben ser integrados al Relé

de protección general ya que éste controlará la apertura o cierre del Interruptor General Automático.

Además el Relé PR123/P deberá estar coordinado con el interruptor de protección en media tensión para que en caso de falla donde actúe la protección diferencial, aislar al transformador de distribución en los dos lados de la red tanto en baja tensión como en media tensión, esta recomendación debe tomarse en cuenta cuando se realice el estudio completo de protecciones de la planta generadora.



Figura 3.47: Ilustración del Panel General de Protección y Medida en BT. [19]

c. Celdas de Media Tensión

Antes de la selección de las celdas nos disponemos a realizar algunos cálculos:

- Corriente nominal a la salida del transformador (13.8 kV) estará dada por la relación de vueltas del mismo y según la ecuación 3.24 esta será:

$$\frac{V_{MT}}{V_{BT}} = \frac{I_{BT}}{I_{MT}}$$

$$\frac{13.8 \text{ kV}}{400 \text{ V}} = \frac{1156 \text{ A}}{I_{MT}} \quad (3.24)$$

$$I_{MT} = 33.5 \text{ A}$$

- Corriente de Cortocircuito eficaz en media tensión:

$$I_{cc(ef)} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} \quad (3.25)$$

Donde:

S_{cc} : Potencia de cortocircuito

V_{MT} : Voltaje eficaz de del voltaje de línea en el primario

La Potencia de Cortocircuito a utilizar para encontrar la corriente de cortocircuito en media tensión será la potencia de cortocircuito que nos entrega la barra de 13.8 kV de la Subestación Puerto Santa Ana debido a que ahí se realizará la conexión del sistema. Además este valor será el más aproximado debido a que la distancia entre la planta generadora fotovoltaica y la subestación es mínima por lo que la impedancia de los conductores no afectará en mayor medida dicho valor de cortocircuito.

Para esto presentamos los valores de cortocircuito en máxima y mínima generación de la barra de 13.8 kV de la subestación proporcionados por la CNEL - Unidad de Negocio Guayaquil.

		Mínima Generación	Máxima Generación
kV Prefalla	Tipo de falla	Potencia CC (MVA)	Potencia CC (MVA)
13.8	LLL	206	217
13.8	LG	237	246
13.8	LL	179	188
13.8	LLG	234	244

Tabla 16: Potencia de Cortocircuito en máxima y mínima generación barra de 13.8 kV S/E Puerto Santa Ana.

Para hallar la corriente de cortocircuito mínima escogeremos la potencia de cortocircuito de menor valor en condición de mínima generación que será de 179 MVA mientras que para hallar la corriente de cortocircuito máxima escogeremos la potencia de cortocircuito de mayor valor en condición de máxima generación que será de 246 MVA. También a estas corrientes se le debe sumar el aporte de corriente de cortocircuito de nuestra planta generadora con respecto al primario del transformador (13.8 kV) la cual es 559 Amperios, lo que se observa en las ecuaciones 3.26 y 3.27.

$$I_{cc(\min)} = \frac{S_{cc(\min)}}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} = \frac{179 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.8 \text{ kV}} = 7.5 \text{ kA} + 0.559 \text{ kA}$$

$$I_{cc(\min)} = \mathbf{8.06 \text{ kA}} \quad (3.26)$$

$$I_{cc(\max)} = \frac{S_{cc(\max)}}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} = \frac{246 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.8 \text{ kV}} = 10.3 \text{ kA} + 0.559 \text{ kA}$$

$$I_{cc(\max)} = \mathbf{10.86 \text{ kA}} \quad (3.27)$$

- Corriente de Cortocircuito de cresta en media tensión:

$$I_{cc \text{ cresta}} = I_{cc(\max)} \cdot \sqrt{2} = 10.86 \text{ kA} \cdot \sqrt{2} = \mathbf{15.36 \text{ kA}} \quad (3.28)$$

Con estos datos podemos discernir las siguientes características en las protecciones de media tensión:

- **Intensidad de Corta duración:** 10.86 kA
- **Valor de cresta de la intensidad admisible de corta duración:** 15.36 kA
- **Intensidad mínima de falla:** 8.06 kA

Con estos resultados, las celdas de media tensión y todo su aparataje deben soportar una intensidad de corta duración mayor a 10.86 kA y un valor de cresta de intensidad admisible de corta duración mayor a 15.36 kA. Los fusibles deben operar a un valor de corriente menor a la corriente de falla mínima de 8.06 kA.

Entonces podemos elegir las celdas de media tensión y su configuración:

Características Generales

- Sistema Modular Distribución en Media Tensión SM6
- Fabricante: Schneider Electric
- Tensión Nominal: 17.5 kV
- Aislamiento 60 Hz, 1 min: 38 kV rms
- Aislamiento garantizado: 45 kV rms
- Capacidad de apertura: 20 kA
- Corriente soportada de corta duración (kA - 1 seg): 20 kA
- Valor de corriente nominal: 630 A
- Fusibles: Fursarc CF, Tensión de servicio 13.8 kV, calibre de 63 A
- Corte y aislamiento en SF6
- Interruptor seccionador 630 A
- Cerradura enclavamiento en el seccionador de puesta a tierra



Figura 3.48: Ilustración Celdas de Media Tensión SM6 de Schneider Electric. [20]

Configuración

Se escogerán dos paneles para armar toda la maniobra y protección en media tensión y estas son:

- Unidad de Protección con Interruptor Automático y Seccionador de Aislamiento (DM1-A).
 - Interruptor automático SFset en SF6
 - Seccionador de operación sin carga en SF6
 - Tres transformadores de corriente
 - Bornes para conexión inferior de cable seco unipolar
 - Seccionador de puesta a tierra inferior en aire con poder de cierre
 - Juego de barra tripolares para conexión superior 630 A
 - Mando seccionador manual CS
 - Seccionador de puesta a tierra superior en SF6
 - Indicador de presencia de tensión
 - Relé de protección autoalimentada SEPAM

- Unidad de medición de corriente y tensión (GBC-B).
 - Juego de barras tripolar para conexión superior
 - Tres transformadores de corriente
 - Tres transformadores de tensión
 - Indicador de presencia de tensión
 - Un medidor multifunción Powerlogic

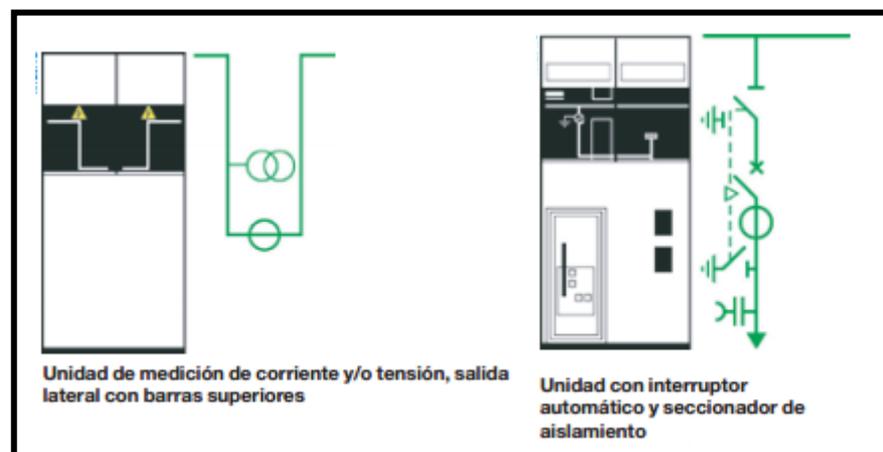


Figura 3.49: Unidades DM1-A y GBC-B módulo SM6 de Schneider Electric. [20]

Medición y Registro de Energía

Para la medición de la energía que será entregada al sistema de distribución se empleará un medidor PowerLogic ION 8800 suministrado por Schneider Electric el cual proporcionará medidas de voltaje, corriente, potencia y de forma bidireccional (entrada y salida) para la medición de energía. Posee funciones avanzadas para la medición y comprobación de la calidad de la energía.

Este medidor de energía estará colocado en el panel GBC-B del módulo SM6 de media tensión.

Este tipo de medidores son acreditados por el CENACE según la Regulación No. CONELEC - 005/08 "Requerimientos para la supervisión y control en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado por parte del CENACE" en donde se menciona que la responsabilidad de la entrega de mediciones de energía en tiempo real al CENACE es del Agente que solicita la conexión a la red.



Figura 3.50: Medidor de energía PowerLogic ION 8800 de Schneider Electric. [20]

Protección

Para la protección del sistema en el lado de media tensión se instalará un Relé SEPAM S42 y sus protecciones serán las siguientes:

- Máxima Intensidad de fase
- Máxima Intensidad de tierra
- Fallo disyuntor
- Máxima corriente de fase Direccional
- Máxima corriente a tierra Direccional
- Desbalance/secuencia negativa
- Máxima potencia Activa Direccional



Figura 3.51: Relé de protección SEPAM S40 de Schneider Electric. [20]

3.10.1 Actuación de las protecciones en el sistema

En la figura 3.52 se muestra el esquema general de las protecciones en CA de la Planta Generadora Fotovoltaica.

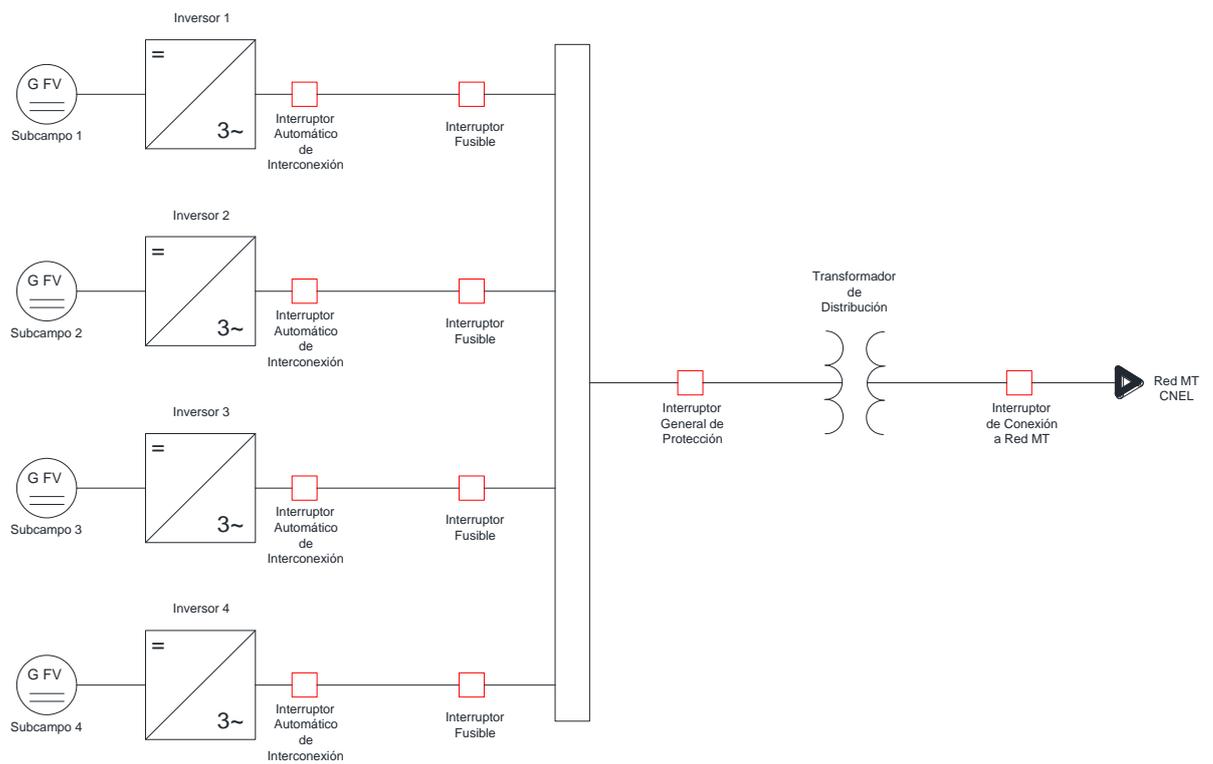


Figura 3.52: Esquema general de las protecciones en CA de la PGFV.

Aquí se muestran todos los interruptores en la parte de corriente alterna que protegerán las partes del sistema. Los Interruptores Automáticos de Interconexión de los Inversores son controlados por el Control de Regulación y Monitorización de Red de los Sunny Central 200. El Interruptor Fusible a la salida de los inversores no es automático por lo que la desconexión del sistema será responsabilidad de los fusibles en caso de cortocircuito. El Interruptor General de Protección es controlado por el Relé de protección electrónico ABB PR123/P y el Interruptor de Conexión a la Red de MT es controlado por el relé de protección electrónico SEPAM S42.

A continuación describiremos los posibles puntos de falla en el sistema y la actuación de los interruptores para el despeje de la falla y la protección del sistema.

- **Caso 1: Falla Interna en el Inversor**

En caso de que exista una falla dentro o a la salida del inversor, el interruptor automático de interconexión se abrirá por orden del control de regulación y monitorización de red del inversor el cual a su vez abrirá el interruptor motorizado del lado de corriente continua para desconectar el inversor del generador FV.

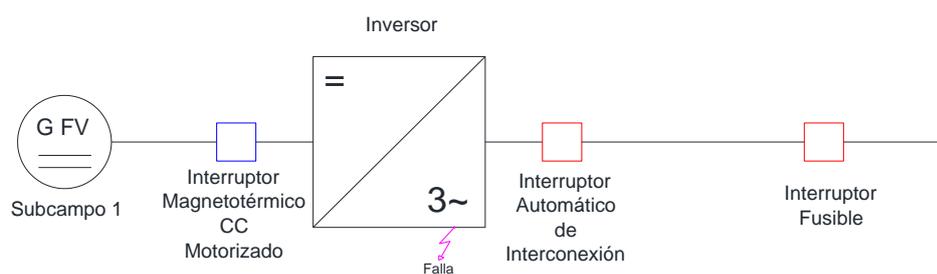


Figura 3.53: Esquema de falla interna en el inversor.

La desconexión de un Inversor no debe afectar el funcionamiento de los otros tres inversores por lo que es potestad del controlador de la planta la desconexión total de la generación abriendo el interruptor general de protección y el interruptor de conexión a red de forma remota.

- **Caso 2: Falla entre la salida del Inversor y la barra de interconexión**

En este caso al existir una falla en el conductor que conecta el inversor con el panel de interconexión en baja tensión, la protección magnetotérmica del inversor operará, desconectando el inversor, a su vez el fusible del interruptor de interconexión para ese inversor debe fundirse y así asilar la falla, no permitiendo que la corriente de salida de los otros tres inversores se sumen a la falla.

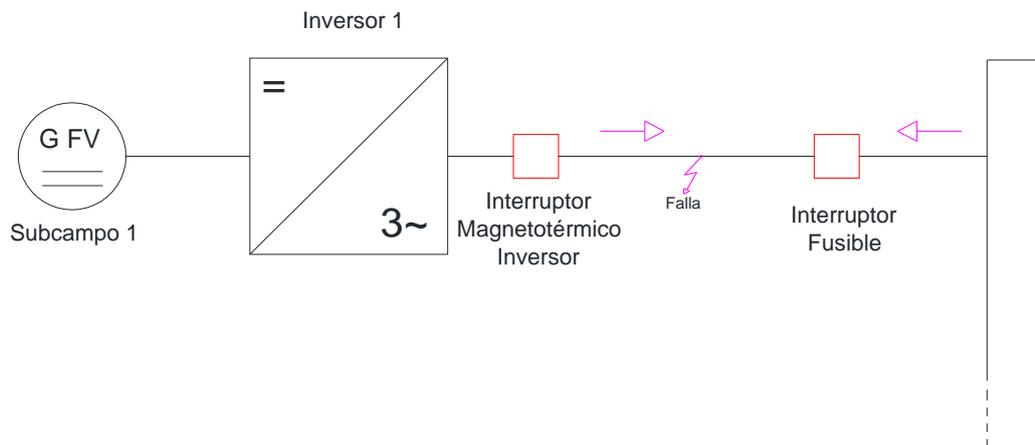


Figura 3.54: Esquema de falla entre la salida del inversor y la barra de interconexión.

- **Caso 3: Falla en la barra de interconexión**

En este caso al existir una falla en la barra de interconexión, el Relé ABB PR123/P debe censar la falla y abrir el interruptor general de protección al igual que debe fundirse los fusibles de los cuatro interruptores que protegen la salida de los inversores y así aislar la falla.

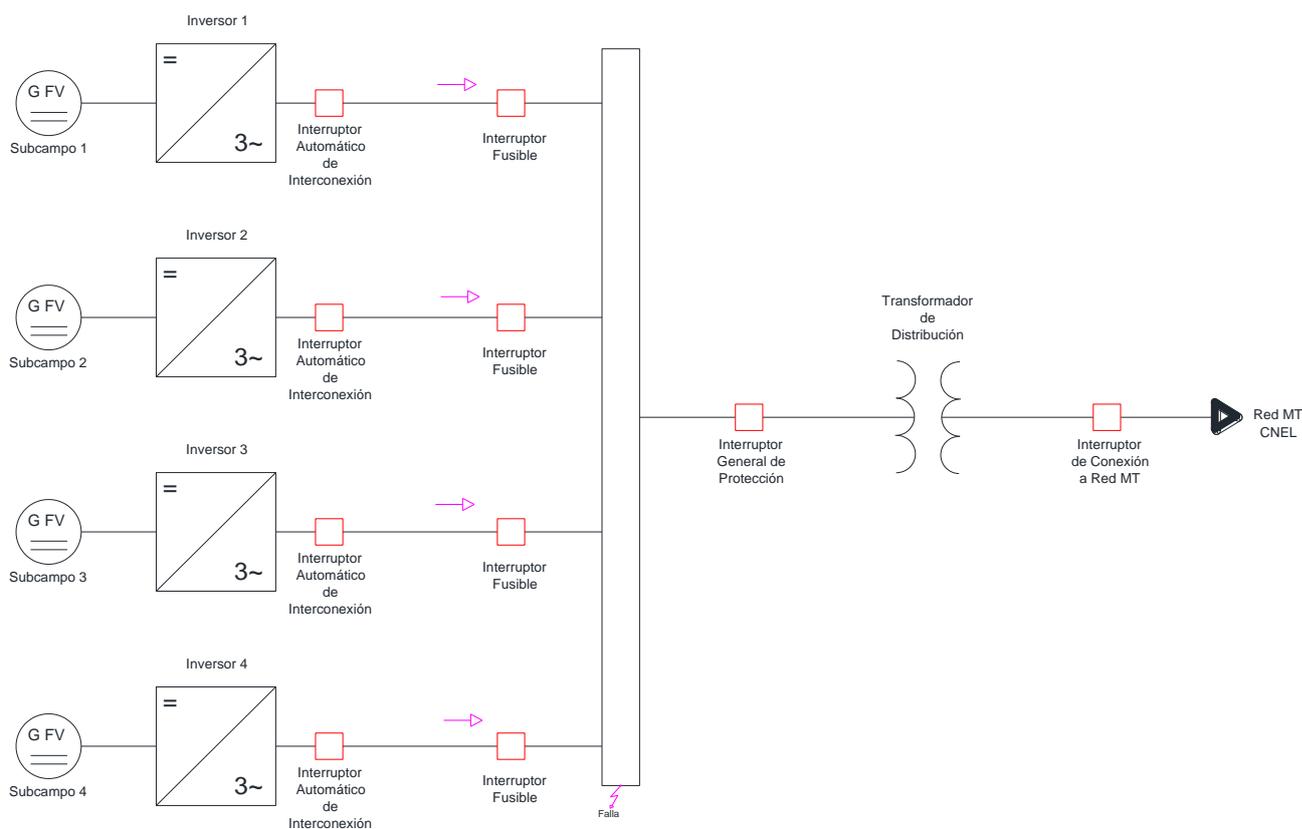


Figura 3.55: Esquema de falla en la barra de interconexión.

- **Caso 4: Falla en el Transformador**

En este caso al existir una falla en el transformador o en la zona de protección de los CT's, el encargado de censar la falla es el Relé ABB PR123/P que activará la protección diferencial y dará la orden de abrir tanto el interruptor general de protección como el interruptor

de conexión a la red en MT, aislando el transformador en el lado de baja tensión como en el de media tensión. Es fundamental que el Relé ABB PR123/P pueda controlar el interruptor de conexión a la red en MT por lo que se debe hacer la correcta integración entre los relés ABB PR123/P y SEPAM S42 para su trabajo coordinado.

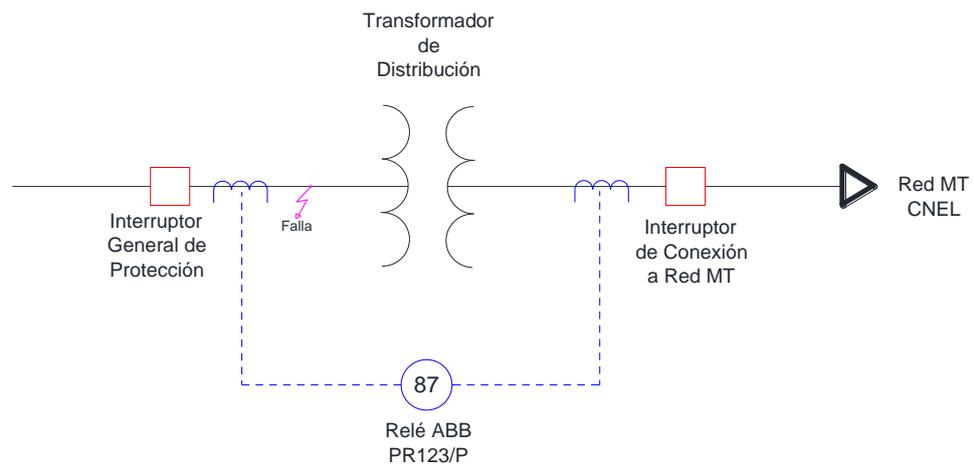


Figura 3.56: Esquema de falla en el transformador.

- **Caso 5: Falla en la Red de Distribución de Media Tensión**

En el caso de falla en la red de distribución, la planta debe estar protegida por lo que dentro de este escenario se plantearán diferentes situaciones y estas son:

- a. Falla en la Alimentadora Puerto Santa Ana 2

En el caso de existir una falla en la alimentadora a la que se realizará la conexión a la red de distribución, en primer lugar deberá operar la protección de la alimentadora en la Subestación Puerto Santa Ana. Se sabe que la protección de las alimentadoras es realizada con un reconectador y protección de sobrecorriente temporizada e instantánea tal como se observa en la figura 3.57:

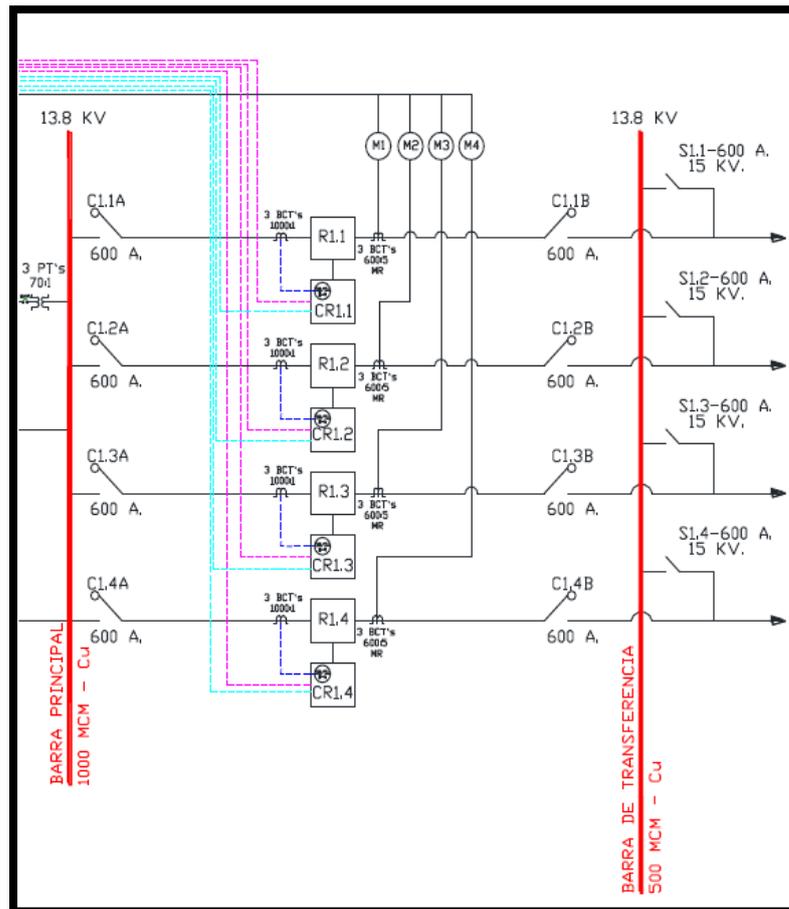


Figura 3.57: Protecciones barra 13.8 kV S/E Puerto Santa Ana. [21]

En el esquema se observa como las cuatro alimentadoras de la subestación Puerto Santa Ana (River Front, The Point, Puerto Santa Ana 2 y Reserva) están protegidas con un reconectador y relés de sobrecorriente.

En el caso de existir una falla en la Alimentadora Puerto Santa Ana como se mencionó anteriormente tanto el reconectador como la protección de sobrecorriente deben actuar para despejar la falla (no se posee información de la coordinación de dichas protecciones) pero debido a que nuestra planta generadora estará conectada a esta alimentadora, dichas protecciones solo no permiten el paso de corriente de cortocircuito desde la fuente de energía que en este caso es la

red de alta tensión (69 kV) con el transformador de la subestación, hasta el punto de falla por lo que para aislar totalmente dicha falla, no debe existir contribución de corriente a la falla por parte de nuestra planta.

Entonces la protección que en primera instancia deberá actuar para aislar la planta generadora de la red de media tensión es la protección de sobrecorriente del relé SEPAM S40 colocado en las Celdas de Conexión de Media Tensión de la planta. Este se encargará de censar (mediante transformadores de corriente) que no exista una fluido de corriente de cortocircuito por parte de la generadora en caso de falla en el alimentador por lo que se debe ajustar para no permitir un flujo de corriente superior a la corriente nominal de salida del sistema.

La segunda protección que debe actuar es la protección anti isla de los inversores. El control de regulación y monitorización de la red de los inversores debe censar la no presencia de voltaje en la red de distribución tanto en condiciones normales (se desconecta la alimentadora en caso de algún trabajo programado) o al presentarse algún fallo (al ocurrir una falla el voltaje en la red disminuye bruscamente). Esta protección está pensada para que la generadora fotovoltaica no suministre potencia a las cargas de la alimentadora cuando ésta se encuentra fuera de servicio ya que lo prohíben las regulaciones de conexión a la red de generadores. En este caso al censar la caída del voltaje, desconecta el inversor de la red y por ende no existirá producción de energía hacia esta. Se debe mencionar que la protección de sobrecorriente debe operar muy rápidamente en caso de que la protección anti isla sea más lenta es decir la protección sobrecorriente del relé SEPAM S40 tiene prioridad en caso de falla en la alimentadora Puerto Santa Ana 2.

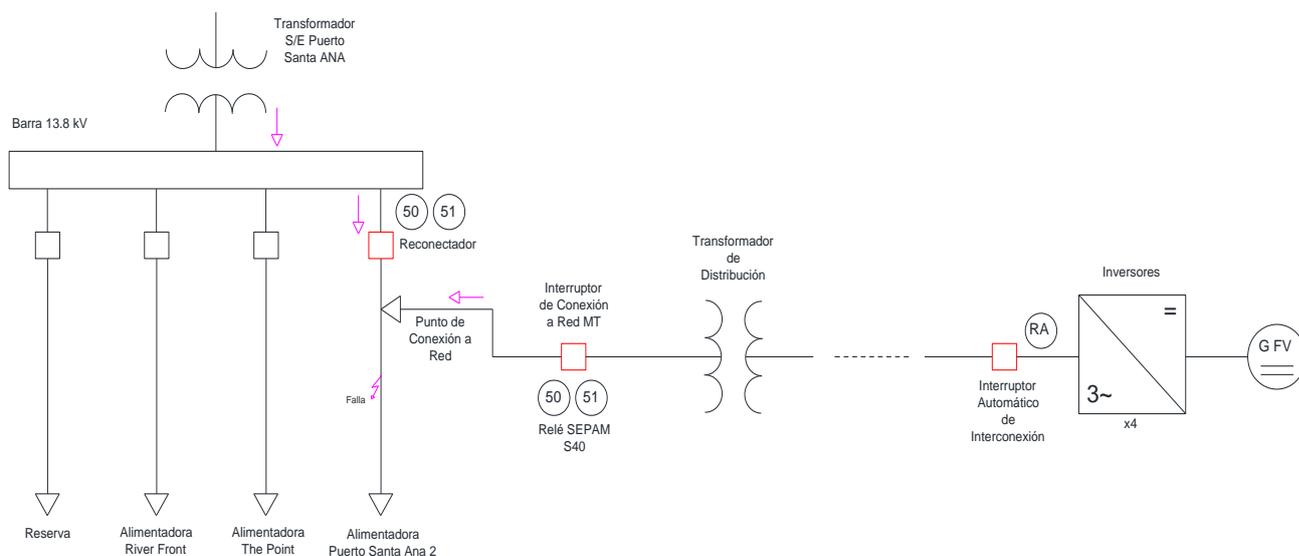


Figura 3.58: Esquema falla en Alimentadora Puerto Santa Ana 2.

b. Falla en otras alimentadoras de la S/E Puerto Santa Ana

Este es un caso especial donde se asume una falla en cualquier alimentadora que no sea la Alimentadora Puerto Santa Ana 2. AL producirse esta situación el relé de sobrecorriente y el reanclador de la alimentadora en falla deben funcionar para despejar dicha falla pero existe el inconveniente de que nuestra planta generadora también aportaría con corriente a la falla producida pero ésta no sería censada por la protección de la Alimentadora Puerto Santa Ana 2 debido a que el flujo de corriente iría en sentido contrario al de la corriente de la alimentadora.

En este caso se plantean dos hipótesis para la solución de este inconveniente.

- Despeje del aporte de corriente de la Planta Generadora FV a la falla por medio de la protección de la Alimentadora Puerto Santa Ana 2:

En este caso se recomendaría a la CNEL Unidad de Negocio Guayaquil que incorpore una protección de corriente direccional a la protección de la Alimentadora Puerto Santa Ana 2. Con esto la protección de la alimentadora si censaría el aporte de corriente a la falla en la alimentadora River Front por parte de nuestra Central Generadora FV y sacaría de conexión a la Alimentadora Puerto Santa Ana 2. Una vez sucedido esto el reconectador debería ser calibrado para esperar el tiempo suficiente hasta que la operación de la protección anti isla de los inversores de nuestra planta generadora opere y saque de conexión de red a los inversores y por lo tanto a toda la generación de la planta FV. Si en este tiempo de maniobra ya fue despejada la falla en el alimentador River Front por parte de su protección de sobrecorriente, al reconectar la Alimentadora Puerto Santa Ana 2 ya no existiría falla y tanto la alimentadora como la central generadora FV volverían a reconectarse a la red y funcionar normalmente.

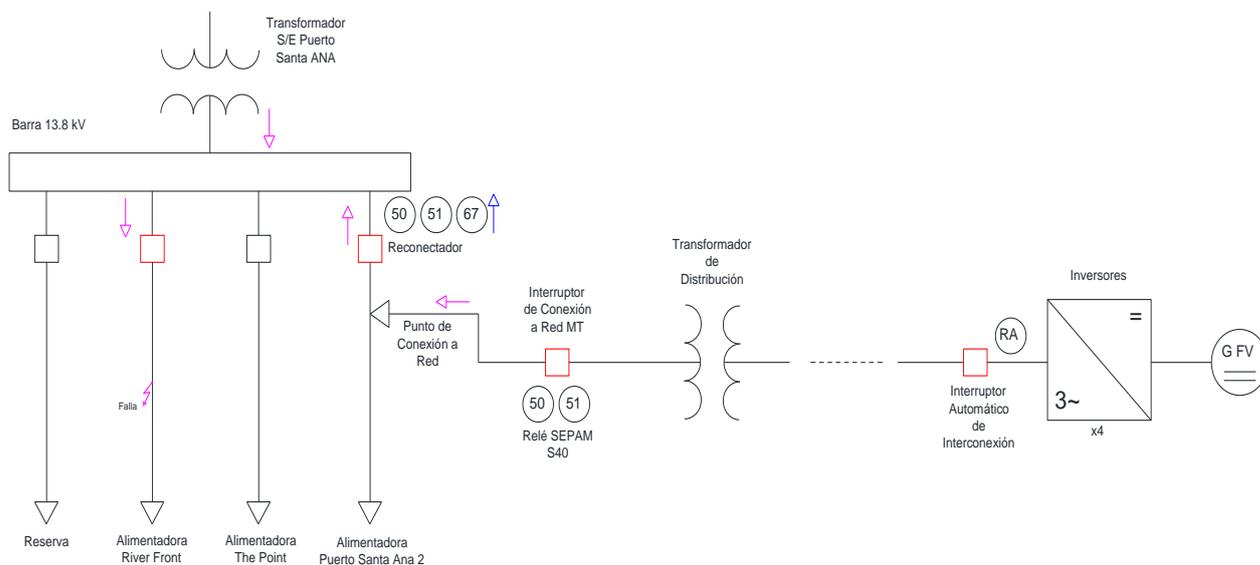


Figura 3.59: Esquema falla en otras alimentadoras de la S/E Puerto Santa Ana.

- Operación de las protecciones de la Central Generadora FV:

Debido a que se puede volver compleja la coordinación de las protecciones expuestas en el caso anterior la segunda hipótesis planteada es la de ajustar las protecciones de sobrecorriente del relé SEPAM S40 para que detecten la corriente de aporte a la falla que se presentó en el caso de Falla en la Alimentadora Puerto Santa Ana 2. Además de esto existen protecciones tanto en media tensión como en baja tensión en nuestro sistema que pueden censar esta corriente de falla que ingresaría a la red y operar, es decir se debe hacer todo lo posible por asegurar que las protecciones de nuestra planta generadora puedan operar en caso de que exista contribución de corriente a una falla que se produzca en la red de distribución de media tensión y así evitar que la CNEL modifique el esquema de protección de la Alimentadora Puerto Santa Ana 2.

- **Caso 6: Bloqueo del aporte de corriente de la red de distribución hacia una falla dentro de la Planta Generadora Fotovoltaica.**

Este caso puede ser general para todos los casos 1, 2, 3 y 4 que corresponden a las protecciones de la Planta Generadora FV. Se plantea la necesidad de dar protección de respaldo a todas las protecciones antes señaladas en los casos expuestos. Esta protección de respaldo sería la activación de la protección direccional del Relé SEPAM S40 el cual censaría el ingreso corriente de cortocircuito desde la red de distribución hacia la Central FV en el momento que una falla se produzca en cualquier parte de la Central. Si este fuera el caso el Relé abriría el interruptor de Conexión a la Red y dejaría desconectada la Central de la red de

distribución en caso que alguna de las protecciones del sistema no opere correctamente.

Para poder lograr esto se debería analizar si se puede realizar la conveniente coordinación de las protecciones del sistema a fin de que no existan problemas de incorrecta operación de dichas protecciones.

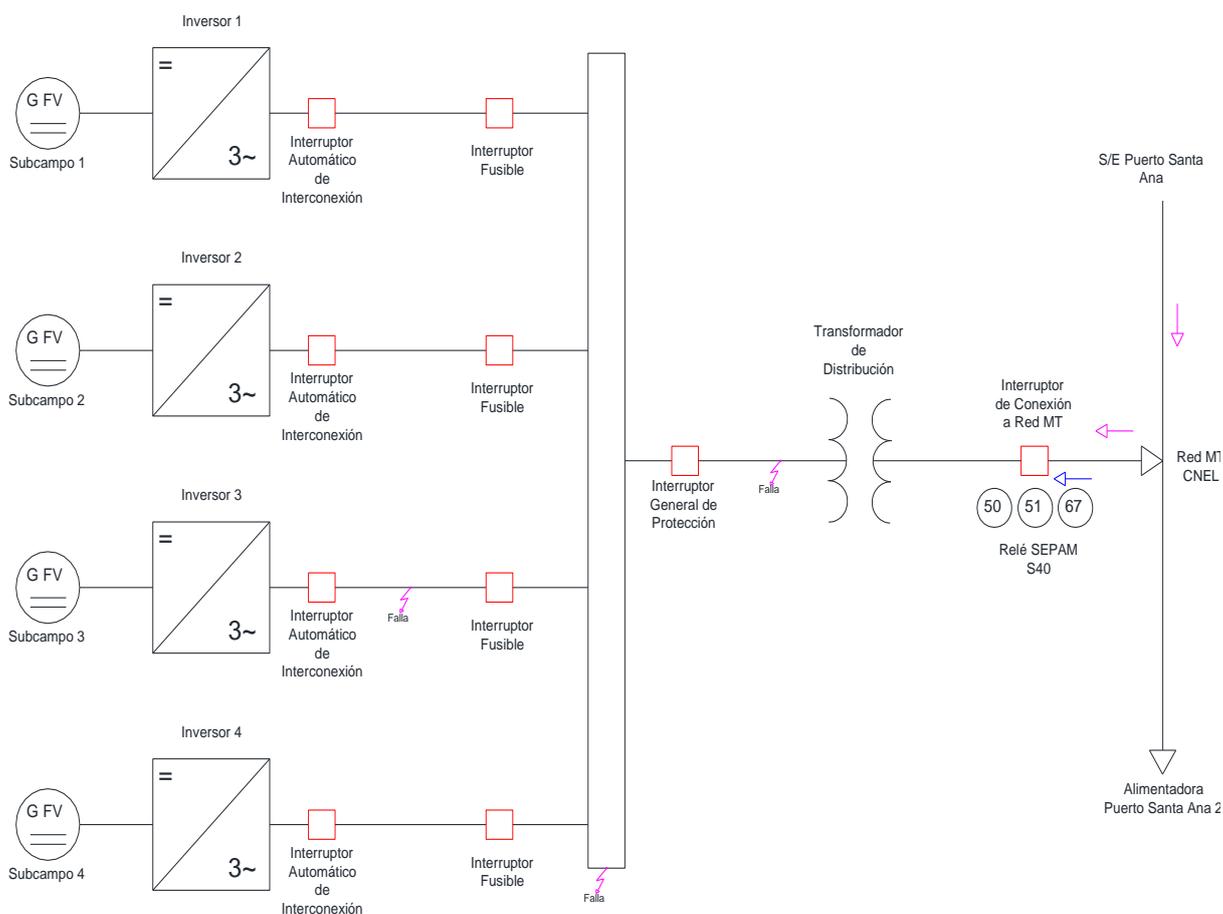


Figura 3.60: Esquema del aporte de corriente de la red de distribución hacia una falla dentro de la Planta Generadora Fotovoltaica.

Cabe recalcar que el ajuste y la coordinación de las protecciones del sistema no es parte del presente estudio.

3.11 Diseño de una estación de carga eléctrica (electrolinera)

Para los usuarios de vehículos eléctricos surge la necesidad de recargas rápidas a través de lugares que brinden un servicio de primera calidad.

En la actualidad, los sistemas de recargas rápidas logran cargar una batería al 80% en aproximadamente 15 a 30 minutos, esto da tiempo al usuario que pueda utilizar las instalaciones a su alrededor tanto como tiendas, restaurantes, centros comerciales, paseo, recreación, etc.

Hablando sobre la carga rápida de los cuales existe un inconveniente esto hace surgir una pregunta y es cuánta demandan las baterías de los autos durante la recarga, según datos de recargas anteriores se encuentra alrededor de unos 50 kW.

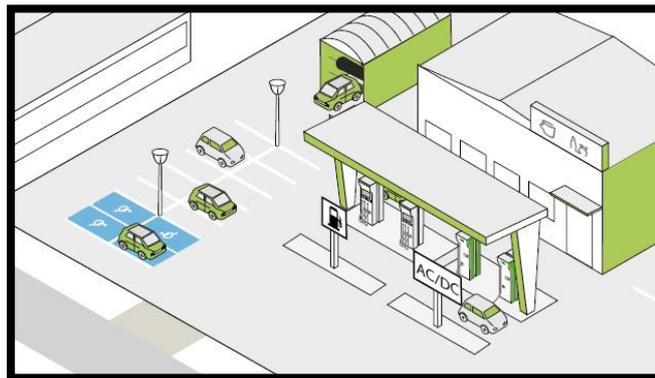


Figura 3.61: Imagen de una estación de abastecimiento de recarga para vehículos eléctricos. [22]

En la actualidad los fabricantes de automóviles ha estandarizado casi en su totalidad las estaciones de recarga de baterías para vehículos eléctricos. Son esfuerzos coordinados que hacen los fabricantes para avanzar en el desarrollo mundial de la tecnología.

De tal manera es necesario disponer de eficientes redes de recarga para las baterías de estos vehículos que lo necesitan para su funcionamiento y la ingeniería eléctrica puede hacerlo. Un esfuerzo entre ambos compromete a

fomentar un esquema que minimice el impacto ambiental, las estaciones de recarga instaladas en estacionamientos, espacios públicos y centros comerciales, son fáciles de utilizar y tardan de tres a cuatro horas en completar una carga dando autonomía promedio de 150 Km.

3.11.1 Elección del tipo de cargador

En la actualidad existen varias empresas que se dedican a desarrollar los sistemas de recargas rápidas a nivel internacional según el sistema CHAdeMO de Schneider Electric, el cual en la figura 3.62 podemos observar:



Figura 3.62: Estación de servicio de recarga para vehículos EVQ1ARVG. [20]

Las Tablas 17, 18 y 19 contienen los datos característicos de estos cargadores tales como características ambientales, de conexión y eléctricos los cuales se muestran a continuación:

Características Ambientales	
Características	Valoración
Grado de protección IP	IP54
Grado de protección IK	IK10 Estación de carga IK2 Interfaz hombre máquina
Temperatura de operación	30°C a +50°C

Tabla 17: Características ambientales del módulo EVQ1ARVG.

Red de Alimentación	
Características	Valoración
Conexión	400 V CA 3F
Frecuencia	50 - 60 Hz +/- 10%
Sistema de aterrizaje	TT o TN
Potencia	58 kVA
Factor de potencia	> 0.95
THD	< 13%

Tabla 18: Características de la red de alimentación.

CHAdeMO es el nombre registrado de un protocolo de recarga de baterías para vehículos eléctricos que suministra hasta 62.5 kW de corriente continua de alto voltaje a través de un conector eléctrico. Es un estándar global de conectores para recargas.

Características de la Estación de carga CC	
Características	Valoración
Corriente máxima de salida	120 A CC
Voltaje máximo de salida	500 V VC
Potencia máxima de salida	50 kW
Protocolo de comunicación	CHAdMO
Entrada de conexión	Yazaki 120 A
Modo de carga	Modo 4 acorde a IEC 61851

Tabla 19: Características de la salida de la estación de carga en CC.

3.11.2 Diseño de la instalación

El actual proyecto surge ante la necesidad que tiene el país con las nuevas hidroeléctricas que se pondrán en funcionamiento y la posible entrada de vehículos eléctricos.

La potencia para el sistema de recarga rápida es bastante elevada por lo tanto se considera lo siguiente:

- Infraestructura de recarga rápida de la electrolinera.
- Iluminación exterior.

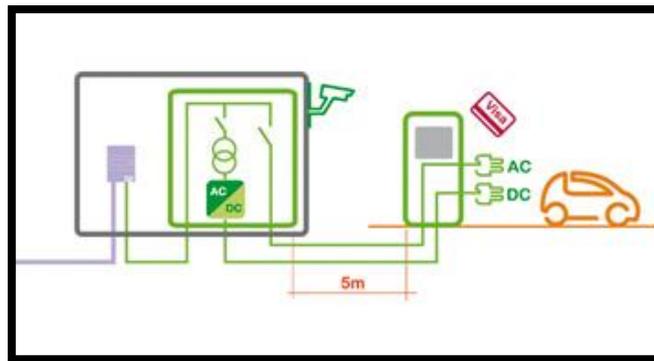


Figura 3.63: Esquema básico del diseño de nuestra estación de carga para vehículos eléctricos. [22]

En la figura 3.63 podemos observar un esquema de una línea de alimentación que suministra un transformador, un convertidor y la estación de servicio de carga para vehículos eléctricos.

3.11.3 Memoria descriptiva de la instalación eléctrica

Se procede a describir brevemente las partes a tratar, en esta descripción se incluye un análisis de las distintas partes que forman la instalación eléctrica, en media y baja tensión:

- Previsión de carga
- Red subterránea de baja tensión
- Centro de seccionamiento
- Cálculo de puesta a tierra
- Protecciones en baja tensión
- Centro de transformación
- Dimensiones y medidas de instalación de las estaciones de recarga
- Obras de ingeniería civil

a. Previsión de carga

Aproximadamente cada cargador ofrece una potencia de 62.5 kVA, se toma como referencia la máxima potencia en este caso de los conectores CHAdeMO, a un factor de potencia igual a 0.95. Según estos datos tendremos que la potencia activa será de 59.4 kW. Se plantea instalar 3 cargadores, con esto se tiene:

Detalle	Total (KW)
Cargadores de la electrolinera	178.2
Área de servicio	15
Iluminación	1.8
Total	195

Tabla 20: Previsión de la carga de la estación de servicio de recarga para vehículos eléctricos.

En la tabla 20 se observa que los cargadores de la electrolinera cuya potencia es de 178.2 kW, una iluminación de 1.8 kW además de un área de servicio con potencia instalada de 15 kW lo cual arroja como total 195 kW de potencia instalada.

b. Red Subterránea de baja tensión

Esta acometida es una línea que comienza en un entronque aéreo-subterráneo y tiene una longitud de unos 150 m aproximadamente entrando a las celdas de media tensión.

La tensión de suministro será de 400 V trifásica a una frecuencia de 60Hz.

- **Características del conductor transformador – barra de distribución.**

A continuación se detallan los distintos cableados a realizarse en la electrolinera. En el caso siguiente se analiza la acometida transformador – barra de distribución con un ducto (según las tablas del NEC) de 3 ½ pulgada. A esto se procederá instalar un disyuntor principal de tres polos a 350 Amperios.

Cable THHN para 400V AWG 500MCM	
Marca	ELECTROCABLES
Cable de cobre 500 MCM de baja tensión para 400 V a 75°C con aislamiento THHN	

Tabla 21: Características del conductor para las tres fases.

Conductor de tipo THHN utilizados para circuitos de fuerza y alumbrado en nuestro caso de 500MCM para las tres fases que se conecta de la salida del transformador hasta la barra de distribución con las tres estaciones de carga para los vehículos eléctricos.

Cable THHN para 400V AWG 4/0 THHN	
Marca	ELECTROCABLES
Cable de cobre 4/0 de baja tensión para 400 V a 75°C con aislamiento THHN	

Tabla 22: Características del conductor para el neutro

Se muestra la Tabla 22 acerca del cable que se utilizará para el neutro de la acometida que va desde el transformador

trifásico de 250 kVA hasta la barra de distribución con las tres estaciones de carga para los vehículos eléctricos.

Se muestra la Tabla 23 acerca del cable que se utilizará para la línea de tierra de la acometida que va desde el transformador trifásico de 250 kVA hasta la barra de distribución con las tres estaciones de carga para los vehículos eléctricos.

Cable THHN para 400V AWG 2/0 THHN	
Marca	ELECTROCABLES
Cable de cobre 2/0 de baja tensión para 400 V a 75°C con aislamiento THHN	

Tabla 23: Características del cable para la línea tierra.

- **Características del conductor barra de distribución – Estaciones de carga**

Se muestran la Tablas 24 y 25 acerca del cable que se utilizará para la línea de tierra de la acometida que va desde la barra de distribución hacia las estaciones de carga previamente pasando por un disyuntor para los vehículos eléctricos.

Cable THHN para 400V AWG #2 THHN	
Marca	ELECTROCABLES
Cable de cobre #2 de baja tensión para 400 V a 75°C con aislamiento THHN.	

Tabla 24: Características del cable para las tres fases.

Cable THHN para 400V AWG #4 THHN		Trabajo
Marca	ELECTROCABLES	Para NEUTRO
Cable de cobre #4 de baja tensión para 400 V a 75°C con aislamiento THHN		
Cable THHN para 400V AWG #6 THHN		Para TIERRA
Marca	ELECTROCABLES	
Cable de cobre #6 de baja tensión para 400 V a 75°C con aislamiento THHN		

Tabla 25: Características del cable para el neutro y la línea de tierra.

c. Centro de seccionamiento

El centro de seccionamiento es el elemento que recibe la acometida de la alimentadora. El centro de seccionamiento y el centro de transformación son independientes, de tipo intemperie, formados por cabinas prefabricadas.

Para la ubicación del centro de seccionamiento, debe ser lo más cerca posible del edificio del cuarto de transformadores así se evita más pérdidas por los conductores que podrían ser muy largos.

Las celdas de entrada, y salida, del centro de seccionamiento están equipadas con interruptor-seccionador de corte y aislamiento en SF6. Se instalará la siguiente celda de seccionamiento: celdas compactas Gama SM6 de Schneider Electric.



Figura 3.64: Celdas de seccionamiento marca Schneider. [20]

Según se observa en la Tabla 26, el poder de corte será de 16 kA en esto va en función de las protecciones. El poder de cierre de los interruptores será de 40 kA máximo, y todas las funciones incorporan un seccionador de puesta a tierra de 40 kA cresta de poder de cierre.

Características generales de las celdas SM16	
Tensión asignada	24 kV
Tensión soportada a frecuencia industrial	50 kV eficaces
Tensión soportada a impulso tipo rayo	125 V cresta
Intensidad asignada en funciones de línea	400 A
Intensidad asignada en funciones de protección	200 A
Intensidad nominal admisible durante 1 seg	16 kA eficaces
Valor de cresta de la intensidad nominal admisible	40 kA cresta

Tabla 26: Características de las celdas seccionadoras marca Schneider. [20]

d. Cálculo de la puesta a tierra

Se detalla a continuación según estudios y viendo las características del terreno de manera aproximada se puede conocer que es de un terreno “arcilla compacta” el cual tiene una resistividad de entre 100 y 200. De esta manera nosotros procedemos a tomar el valor de ρ igual a $150 \Omega.m$ y la $\rho_{hormigon}$ de 3000Ω .

Sabemos que el neutro de la red de distribución en media tensión está conectado rígidamente a tierra de tal manera la intensidad máxima dependerá de la resistencia de puesta a tierra de protección de la electrolinera.

Según valor de intensidades máximas de fallas a tierra están por los 500 Amperios y también los tiempos de desconexión del defecto es inferior a 0.7 segundos.

Sabiendo nosotros que la tensión de servicio para nuestra electrolinera es de 13.8 kV en la parte de alta podemos calcular la puesta a tierra mediante la ecuación 3.29:

$$R_T = \frac{U_L/\sqrt{3}}{I_d} \quad (3.29)$$

De donde se puede saber que:

U_L = Tensión de la línea en Voltios

I_d = Corriente máxima de falla a tierra en Amp aproximada

R_T = Resistencia de puesta a tierra en ohmios

Remplazando en la ecuación 3.29 se tiene:

$$R_T = \frac{13.8 \times 10^3 / \sqrt{3}}{500} = 15.9349 \Omega$$

Para el diseño preliminar se analizará por separado la tierra de protección y la tierra de servicio, de las cuales ambas se interconectarán:

Para la selección del electrodo necesitamos saber cuál es el valor del parámetro K_r que se averigua mediante la ecuación 3.30:

$$K_r \leq \frac{R_T}{\rho} \quad (3.30)$$

Dónde:

- K_r : Parámetro teórico del cálculo
- ρ : Resistividad del terreno en ohmios metro
- R_T : Resistencia puesta a tierra en ohmios.

De acuerdo al cálculo usando la ecuación 3.30 resulta:

$$K_r \leq \frac{15.9349}{150} = 0.106233$$

- **Tierra de protección**

A este se conectan las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero pueda estarlo a consecuencia de averías o algunas causas no premeditadas, tal es el caso del chasis de los paneles y demás partes metálicas, envolventes de cabinas y carcasa de los transformadores.

Por medio de un estudio basado en puesta a tierra del código 50-25/5/42 de la UNESA procedemos a calcular:

Parámetros característicos:

$$K_r: 0.097$$

$$K_p: 0.0221$$

$$K_c: 0.0483$$

La geometría será de sistema en anillo rectangular de una profundidad del electrodo de 0.5 m con un número de 4 puntas de tierra de material cobre.

De acuerdo a esto la conexión desde el centro hasta la primera punta de cobre se realizará con cable de cobre aislado XLPE unipolar IEC PVC 0.6/1 kV aislado.

Utilizando la ecuación 3.31 podremos conocer el valor de la resistencia de puesta a tierra:

$$R'_T = K_r * \rho \quad (3.31)$$

$$R'_T = 0.097 * 150 = 14.55 \Omega$$

El valor de la corriente máxima de falla a tierra es el mismo que el asumido el cual es:

$$I'_d = I_d = 500 A \quad (3.32)$$

El voltaje de falla viene definido por la ecuación 3.33 y ésta se puede dar el valor de:

$$V_d = I'_d * R'_T \quad (3.33)$$

$$V_d = 500 * 14.55 = 7,275 V$$

- **Tierra de servicio**

A este se conectarán el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de voltaje y corriente de la celda de medición.

Las características de las puntas serán las mismas indicadas para la tierra de protección.

Mediante el código 5/24 de la UNESA tenemos los siguientes parámetros característicos:

$$K_r: 0.113$$

$$K_p: 0.0208$$

Puntas en filas unidas por un conductor horizontal, con una separación de 6 m y una longitud de 4 m.

La sección del conductor es de 50 mm² y el diámetro de las picas es de 14 mm.

De acuerdo a esto la conexión desde el centro la primera punta se realizará con el cable de cobre aislado XLPE unipolar IEC PVC 0.6/1 kV aislado. Protegido contra daños mecánicos.

Existirá una separación mínima entre los electrodos de la tierra de protección y los electrodos de la tierra de servicio a fin de evitar la posible transferencia de tensiones elevadas a la red de baja tensión.

El valor de la resistencia de puesta a tierra, viene definida en la ecuación 3.34:

$$R_T = 0.113 * 150 = 16.95 \Omega \quad (3.34)$$

El valor tiene que cumplir la condición de ser menor a 37 ohmios por recomendación de anteriores estudios de tierra como los de UNESA.

e. Protecciones en baja tensión

Interruptor entre el transformador y la barra de distribución:

$$I_{BT} = \frac{760}{\sqrt{3} * 0.4 * 0.95} = 1,154.7 \text{ A} \quad (3.35)$$

Por lo que según la ecuación 3.35 la corriente es de 1,200 A siendo un interruptor de corte en carga que cumple con estas características.

- **Barra de distribución - cargadores:**

$$I_{BD} = \frac{178.1}{\sqrt{3} * 0.4 * 0.95} = 270.59 \text{ A} \quad (3.36)$$

La ecuación 3.36 nos dice que se colocará un interruptor de corte en carga que cumpla la característica de $I_n = 350 \text{ A}$. Con esto dimensionamos los interruptores automáticos magnetotérmicos.

- **Barra de distribución – Área de servicio**

$$I_{AS} = \frac{15}{\sqrt{3} * 0.4 * 0.95} = 22.79 \text{ A} \quad (3.37)$$

Este valor nos dice que se colocará un interruptor de corte en carga que cumpla estas características de $I_n = 30 \text{ A}$. Con esto dimensionamos los interruptores automáticos magnetotérmicos.

- **Barra de distribución - Iluminación exterior**

$$I_{IE} = \frac{1.8}{\sqrt{3} * 0.4 * 0.95} = 2.73 \text{ A} \quad (3.38)$$

La ecuación 3.38 nos dice que se colocará un interruptor de corte en carga que cumpla la característica de $I_n = 10 \text{ A}$. Con esto dimensionamos los interruptores automáticos magnetotérmicos.

- **Diagrama unifilar**

En la figura 3.65 se muestra el diagrama unifilar correspondiente a la electrolinera conectada a la red eléctrica de distribución con sus respectivos componentes.

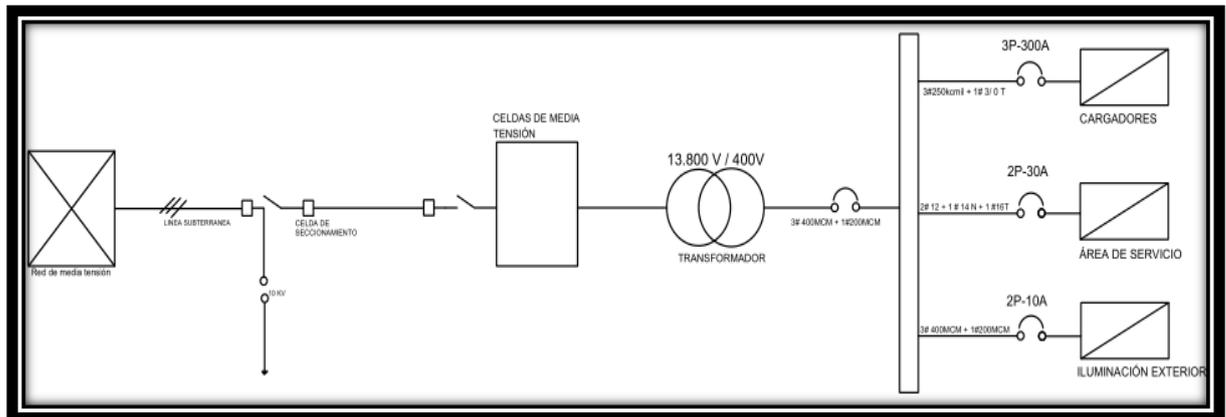


Figura 3.65: Diagrama Unifilar Electrolinera.

f. Cuarto de transformación

El cuarto de transformación estará cerca del centro de seccionamiento. Se instalará un transformador de 250 kVA y tensión de 13.8 kV a 400 VCA.

Este transformador es reductor de tensión siendo la tensión entre fases a la entrada de 13.8 kV y la tensión a la salida de 400V de fase a fase y 230 V entre fase y neutro.

g. Dimensiones y medidas de instalación de las estaciones de recarga

Para nuestro proyecto hemos considerado instalar por el momento tres de este tipo de estaciones de recarga para vehículos eléctricos los mismo que se explican a continuación la manera correcta de instalarlos, aplicando las normas establecidas por el proveedor.

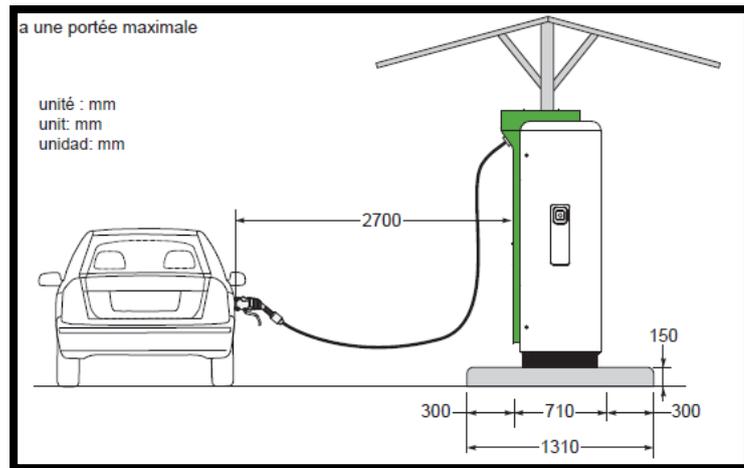


Figura 3.66: Perfil de la instalación de la estación de recarga de energía.

Para los proveedores de las estaciones de recarga y clientes piden seguir las normas de implantación para su adecuado funcionamiento. Las estaciones de carga pueden instalarse en el interior de un local cerrado, equipado con la ventilación adecuada para extraer los 3 kW disipados por la estación de carga que lo común sería en un garaje.

Para la parte exterior, bajo una protección contra las inclemencias del tiempo y la exposición directa del sol como se muestra en la figura 3.66.

Las estaciones carga deben instalarse sobre un bloque de hormigón elevado a 10 - 15 cm sobre el nivel del suelo, además de esto se recomienda dejar un perímetro despejado alrededor de la estación de carga si esta es rodeada por una pared fija. Si la estación de carga está rodeada por una pared desmontable dejar 1 m despejado del lado de la puerta y 30 cm como mínimo en la parte superior.

Se recomienda no colocar la estación de carga pegada contra la pared. También se instale la estación de carga en el lado del parqueadero tal como se muestra en la Figura 3.69.

La longitud máxima del cable es de 2.7 metros. Imágenes a continuación ilustran mejor cómo deben ser instaladas.

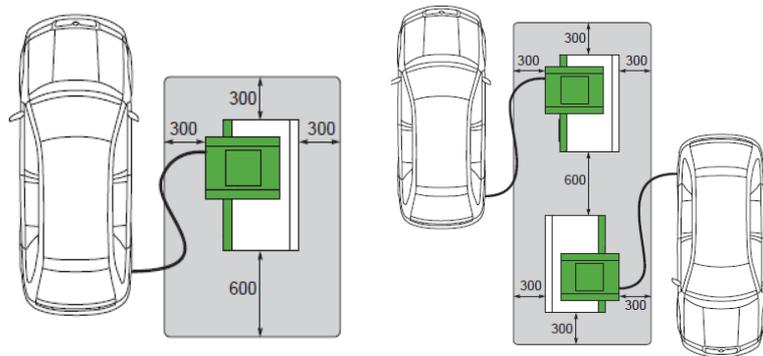


Figura 3.67: Ubicación de las estaciones de carga.

h. Obras de ingeniería civil

Densidad del hormigón B30, 350 Kg de cemento por m³. De superficie plana: 2 mm/m. Cimentación anti escarcha en exteriores.

De manera muy resumida se detalla a través de gráficos en la figura 3.68.

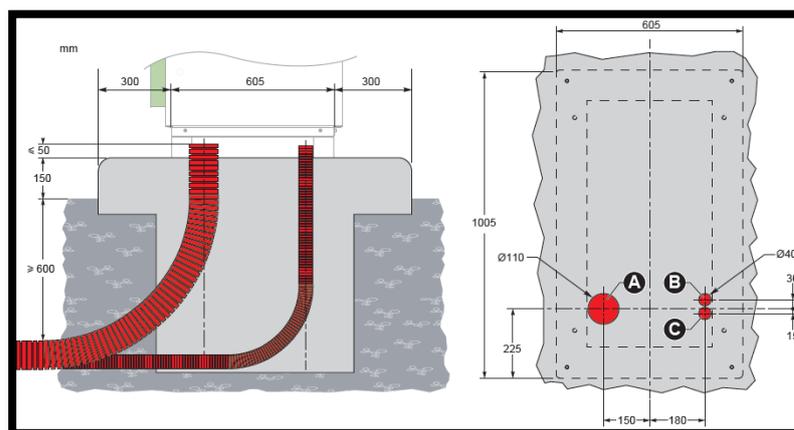


Figura 3.68: Obras de ingeniería civil a realizarse para la construcción de la electrolinera.

CAPÍTULO 4

4. ANÁLISIS ECONÓMICO.

Este capítulo se dedicará al cálculo del coste que supondrá la instalación fotovoltaica descrita en el proyecto, por lo tanto se calculará el presupuesto de la planta generadora.

Con el presupuesto realizado se procederá a realizar el análisis económico de la misma en donde se mostrará el análisis de los diferentes costes y gastos al momento de la implantación de la planta; se mostrarán los beneficios económicos obtenidos con la realización de este proyecto.

4.1 Inversión de equipos y terreno

Como primer punto se analiza el rubro de inversión en equipos y materiales a usarse en el proyecto como también el costo que tendrá el terreno donde se instalará la planta generadora.

En lo concerniente al costo del terreno existe un problema, debido a que en el sector donde se encontrará ubicada la planta rige una ordenanza municipal, que conmina a que estos espacios sean utilizados en infraestructura comercial, hotelera o de parqueos para el área de Puerto Santa Ana, es muy difícil que el Municipio de Guayaquil otorgue el permiso correspondiente y el consecuente avalúo del costo por m² del terreno para la construcción de la planta por lo que se no se considerará este rubro como costo de inversión de la instalación con la condición de que en caso que el terreno sea adquirido para la construcción de un edificio multiusos donde existan parqueos para automóviles y un área comercial etc.; se planteará la alternativa de la instalación de la central generadora fotovoltaica aquí diseñada en la azotea de dicho edificio haciendo que el inversor del proyecto del edificio cubra este rubro. A su vez en el área de parqueos del hipotético edificio se podrá implementar la Electrolinera también planteada y diseñada en este documento.

A continuación se muestra un detalle de costos de todos los equipos y materiales que van a ser empleados en el proyecto de generación fotovoltaica:

Equipos Principales de la Instalación Fotovoltaica					
Artículo	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario (\$)	Total (\$)
Módulos fotovoltaicos	Paneles Solares fotovoltaicos de 250 W	3,200	ud	196.88	630,016
Transformador	Transformador monofásico de 75 kVA	1	ud	3,396	3,396
Transformador	Transformador trifásico de 800 kVA	1	ud	21,805	21,805
Inversor	Inversor Sunny Central 200	4	ud	65,695	262,780
String Box	String Box SSM 16	8	ud	3,851	30,808
	String Box SSM 8	4	ud	3,688	14,752
Estructuras	Estructura soporte para paneles	800,000	Wp	0.20	160,000
Cableado en CC	Conductores en la parte CC del generador	3,500	m	global	15,047
Cableado en CA	Conductores en la parte CA (alta y baja tensión)	500	m	global	10,789
Armario	Armario de Protecciones en AC (Baja tensión)	1	ud	9,860	9,860
Armario	Armario de Protecciones en AC (Media Tensión)	1	ud	15,230	15,230
Sistema de puesta a tierra	Malla con varillas puesta a tierra, conductores	1	ud	7,230	7,230
Transportación	Importación de materiales y equipos	1	ud	65,000	65,000
Total de la inversión realizada					\$ 1,246,713

Tabla 27: Costo de equipos principales de la instalación fotovoltaica con su respectivo traslado.

A continuación se muestra la Tabla 28 con los costos de mano de obra demandados para trabajos tanto de obra civil como eléctricos:

Mano de obra					
Artículo	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario (\$)	Total (\$)
Instalación de la estructura metálica y paneles fotovoltaicos	Montaje de estructuras y paneles fotovoltaicos por parte de personal calificado	800,000	Wp	0.04	32,000
Obras de ingeniería civil	Mejoramiento del predio para ejecución de la mano de obra	9,700	m ²	1.50	14,550
	Excavación para realizar malla de puesta a tierra y colocación de varillas	2,000	m ²	10.75	21,500
	Excavación de zanjas para cimentación	1,300	m ²	12.00	15,600
	Cimentación bases, Cimentación de las estructuras	1,300	m ²	18.00	23,400
	Cimentación bases cuarto de inversores, transformador y media tensión	136	m ²	28.00	3,808
Obras de ingeniería eléctrica	Acometida corriente continua a inversores	1,200	m	7.50	9,000
	Acometida para corriente continua dirigido para la zona de monitoreo	150	m	3.50	525.00
	Acometida corriente continua de strings a supervisores de strings	2,300	m	3.50	8,050
	Acometida corriente alterna	500	m	70.00	35,000
	Equipos de medición y montaje	1	ud	12,000	12,000
	Labores de instalación de interconexión	1	ud	71,000	71,000
	Trabajos de instalación en el área	1	ud	64,200	64,200
	Iluminación	1	ud	5,300	5,300
Total de mano de obra ejecutada					\$ 315,933

Tabla 28: Costo de mano de obra por ingeniería realizada.

4.2 Costo de inversión en dirección de obra

En este numeral se plantean los rubros que se recitarán para financiar los estudios técnicos que son previamente requeridos a la implementación del proyecto de generación de energía fotovoltaica.

En la Tabla 29 se detallan con los valores correspondientes a dichos estudios y valores por conceptos de gastos administrativos:

Dirección de obra y gastos administrativos					
Estudio	Descripción	Cantidad	Unidad	Precio unitario(\$)	Total(\$)
Edificio	Edificio para la administración	1	ud	36,000.00	36,000
Fiscalización	Topografía, Ingeniería Ambiental, Eléctrica y Civil	1	ud	15,000	15,000
Dirección de obra	Ingeniería en Electricidad, Civil, Topografía	1	ud	16,300	16,300
Licencias	Requerimientos técnicos, ambientales y permisos certificados	1	ud	11,000	11,000
Estudio de impacto ambiental	Ingeniería ambiental y topografía	1	ud	13,600	13,600
Total de costos por estudios					\$55,900

Tabla 29: Costo de dirección de obra y gastos administrativos.

4.3 Inversión inicial del proyecto

En este apartado se elabora un presupuesto con los valores antes obtenidos. Estos comprenden en primera instancia los equipos principales y materiales a ser utilizados, posteriormente los costos de la mano de obra realizada por la

ingeniería y por último tenemos el costo de inversión mediante la dirección de obra y gastos administrativos, tal como se observa en la Tabla 30.

Inversión inicial del proyecto	
Tipo	Total
Equipos principales de la instalación fotovoltaica	\$ 1,246,713.00
Mano de obra	\$ 315,933.00
Dirección de obra y gastos administrativos	\$ 55,900.00
Total	\$ 1,618,546.00
Capacidad Planta	800,000 Wp
Precio por \$/Wp	2.03

Tabla 30: Costos total de inversión.

4.4 Gastos generales

En este punto se detallan los gastos generales que requiere el proyecto. Se estiman costos en servicios básicos así como gastos en limpieza, seguro médico. La planta no dispondrá de personal perenne en la instalación por lo que se ha estimado destinar un presupuesto para mantenimiento preventivo de la misma (se puede realizar cada 5 o 6 meses al año) y se contratará un servicio técnico especializado en caso de alguna avería o problema en la planta. En gastos administrativos se contempla un rubro de salario más beneficios de ley para el administrador de la instalación.

Gastos	Mensual	Anual
Electricidad	\$ 40	\$ 480
Agua	\$ 35	\$ 420
Teléfono	\$ 30	\$ 360
Seguridad	\$ 850	\$ 10,200
Limpieza	\$ 80	\$ 960
Asistencia médica	\$ 20	\$ 240
Suministros de oficina	\$ 25	\$ 300
Servicio de Asistencia Técnica y Mantenimiento		\$ 3,000
Sueldo de Gerencia más beneficios	\$ 2,000	\$ 24,000
Total	\$ 3,080	\$ 39,960

Tabla 31: Gastos técnicos y administrativos.

4.5 Paridad de red y LCOE

En este apartado se tratará el tema de la paridad de red y como se evalúa esta con el indicador LCOE que en nuestro caso se enmarca en la energía producida por nuestra generadora fotovoltaica.

Se puede definir la paridad de red como el punto en el que el precio que paga el consumidor final por la energía eléctrica adquirida de la red de distribución (mercado minorista) se equipara con el coste de producción de energía eléctrica fotovoltaica.

Pero para poder realizar la comparación entre estos costos se debe optar por la utilización de un modelo teórico que permita obtener el coste real de la generación fotovoltaica durante la vida útil de la planta o sistema, dicho modelo toma el nombre de LCOE (Costo Nivelado de la Energía) y determina el promedio del costo de la generación fotovoltaica expresado en dólares por kilowatt hora (\$/kWh).

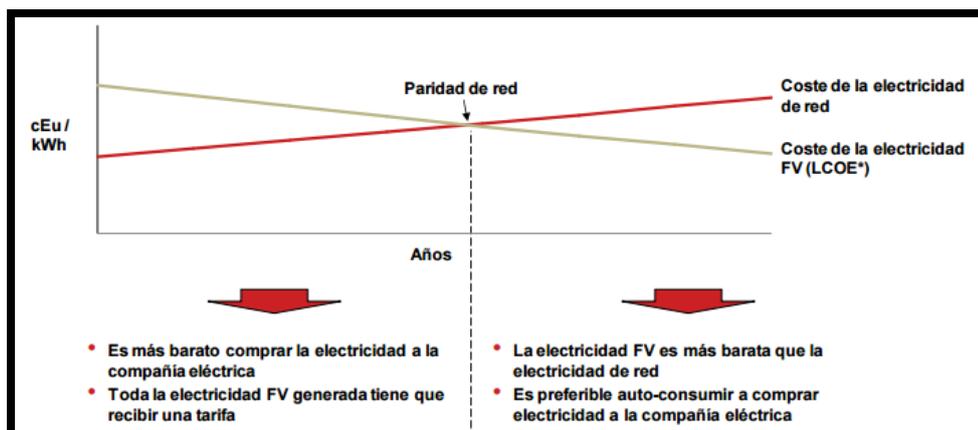


Figura 4.1: Ilustración de las fases de la paridad de red. [23]

En este gráfico se presenta que en un momento el precio de la generación de la energía fotovoltaica será igual a la generación de electricidad fotovoltaica.

Para describir la figura 4.1 se dice que la parte izquierda la electricidad de red es más barata que el costo de generar electricidad fotovoltaica en este caso para una vivienda es mejor consumir energía de la red.

En el lado contrario vemos que luego de unos años la electricidad de red es más cara que el costo de generar electricidad fotovoltaica en este caso es mejor conveniente auto-consumir electricidad fotovoltaica que comprar la electricidad de la red.

Algo que debe quedar muy claro es que cuando se compara la energía fotovoltaica con respecto a la electricidad de la red se está comparando el costo de la electricidad generada durante toda la vida de un sistema fotovoltaico con el precio actual de electricidad en el mercado minorista. Cabe mencionar y aclarar que mientras el costo nivelado de energía fotovoltaica se fija en el momento de compra del sistema y se mantiene constante a lo largo de su vida útil, los costos de electricidad de la red probablemente cambiarán en el futuro.

Respecto a esto se detallará el cálculo de costo nivelado de la energía (LCOE) refiriéndonos a datos reales de la consultora internacional Lazard sobre energía eléctrica.

En la fórmula que veremos a continuación se incluye la inversión inicial, tasa de descuento, costos de mantenimiento, etc.

$$LCOE = \frac{I + \sum_{t=1}^n \frac{Mt}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Et}{(1+r)^t}} \quad (4.1)$$

t = vida estimada de la instalación

I = inversión inicial

Mt = Costos de operación y mantenimiento

Et = Energía generada durante la vida del sistema

r = tasa de descuento

Para tener una correcta apreciación del LCOE, es fundamental analizar las siguientes variables:

- Vida útil del sistema fotovoltaico
- Inversión Inicial
- Costos de Operación y Mantenimiento
- Tasa de descuento
- Estructura y costo de la deuda
- Electricidad fotovoltaica generada durante la vida útil del sistema

Para realizar la correcta estimación de estas variables nos basaremos en el estudio "PV Grid Parity Monitor" realizado por "Creara" en Chile y México.

a. Vida útil del sistema

Según el estudio referido para el análisis del LCOE, la vida útil de un sistema fotovoltaico desde el punto de vista económico se estimó en 30 años. [23]

Este dato se compara con el tiempo de garantía que el fabricante de los módulos fotovoltaicos (Yingli Solar) dispone en sus productos. Para el caso de los modelos YGE 60 cell, el fabricante ofrece una garantía lineal a 25 años con una caída de rendimiento anual del 0.7% por lo que la vida útil de nuestro sistema fotovoltaico irá en concordancia con la garantía ofrecida por el fabricante de los paneles solares fotovoltaicos que usaremos en nuestro proyecto.

En el documento de garantía de los módulos fotovoltaicos Yingli Solar se podrá encontrar una tabla con los porcentajes de rendimiento anual de los módulos FV hasta los 25 años en donde se termina la garantía de rendimiento del fabricante, estos datos serán usados en la Tabla 32. [24]

b. Activos de Inversión

En este punto se consideran los principales activos para los cuales se realizará la inversión y estos son:

- **Componentes fotovoltaicos básicos:** como son los módulos fotovoltaicos, inversores, estructuras, supervisores de strings, etc.
- **Conexiones a la red de distribución:** según el estudio mencionado se asume una distancia hasta la subestación donde se realizará la conexión no mayor a 7 km. En nuestro caso la subestación Puerto Santa Ana se encuentra muy cerca de nuestra planta generadora por lo que no se superaría esta condición.
- **Desarrollo del proyecto:** donde están incluidos todos los estudios técnicos, permisos etc.

Todos estos rubros se aprecian en las tablas 27, 28 y 29 y para nuestro proyecto el valor de inversión asciende a \$1,618,546.

c. Costos de Operación y Mantenimiento

En este punto se consideran todos los rubros correspondientes al mantenimiento y óptimo funcionamiento de la planta generadora y estos son:

- Limpieza de módulos fotovoltaicos
- Mantenimiento preventivo y correctivo
- Seguro
- Monitorización
- Mantenimiento de infraestructuras de media y alta tensión
- Costo del reemplazo del inversor al final de su vida útil

La estimación de todos estos rubros excepto el costo del reemplazo de los inversores para nuestro proyecto es de aproximadamente 15,000 \$/MW y ya que la capacidad instalada de nuestra planta es de 0,8 MW, el costo anual por operación y mantenimiento será de 12,000 dólares, el cual será fijo para toda la vida útil de la instalación.

En lo correspondiente al costo del reemplazo de los inversores seguiremos algunas recomendaciones del estudio "Grid Parity Monitor" en donde la Asociación Europea de Industria asume una vida útil de los inversores de 15 años en el 2010 y 25 años en el 2020. El estudio establece un escenario conservador de 15 años de vida útil para los inversores. [23]

Por otra parte el fabricante de los inversores Sunny Central 200 (SMA) asume una vida útil para sus equipos de 20 años por lo que en nuestro proyecto asumiremos una vida útil de los inversores correspondiente al valor medio entre estos dos valores que será de 17 años. Lo que significa que los inversores serán reemplazados solo una vez durante los 25 años de vida útil de la planta generadora fotovoltaica.

Una vez asumido el tiempo de vida útil de los inversores se procede a analizar el costo que significará reemplazarlos ya que después de 17 años

el costo de los inversores no será el mismo del año cero o año de implementación de la planta. Para esto nos basamos en la siguiente gráfica del estudio "Grid Parity Monitor".

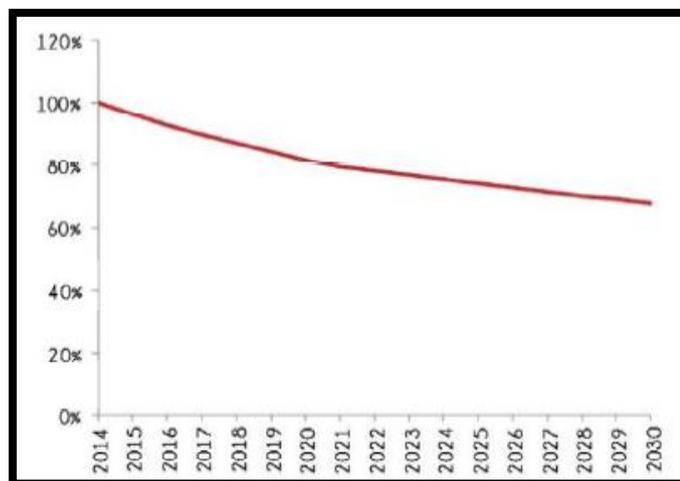


Figura 4.2: Evolución del precio de un inversor fotovoltaico en base a su curva de aprendizaje. [23]

La curva de aprendizaje muestra que el costo de producción de un inversor se reducirá en un 10% cada vez que el mercado produzca el doble de unidades. Entonces si nuestro proyecto es implementado en el año 2017, en el año 2034 (año de culminación de la vida útil de los inversores) el costo de los inversores en referencia al año 0 caerá un 35% aproximadamente por lo que el costo de los cuatro nuevos inversores será de:

- **Costo Inversores (año 0):** $\$64,695 \times 4 = \$258,780.00$
- **Costo Inversores (año 17):** $\$258,780 \times 65\% = \$168,207.00$

Para el año 2034 el rubro del costo de los nuevos inversores debe ser sumado al costo fijo de operación y mantenimiento.

d. Tasa de descuento

Para nuestro proyecto usaremos la tasa de interés efectiva dada por el Banco Central del Ecuador al mes de febrero del 2016. Según los datos del BCE la tasa activa efectiva referencial para el segmento empresarial es del 10.17% anual. [25]

e. Electricidad fotovoltaica generada durante la vida útil del sistema

Según la figura 3.38 la energía entregada a la red en el año 0 es de 970.03 MWh, este valor de energía irá decreciendo con el tiempo en relación a la caída lineal de rendimiento de los módulos fotovoltaicos dados por el fabricante Yingli Solar hasta que el tiempo de vida útil de la planta concluya.

Una vez analizados todos estos rubros se procederá a calcular el LCOE de nuestra planta generadora mediante la ecuación 4.1, para esto presentaremos la Tabla 32 donde se colocarán todos los valores a ser considerados para hallar el LCOE correspondiente a cada año y así facilitar el cálculo de los sumatorios desde el año de inicio de operación hasta el fin de la vida útil de la planta.

$$LCOE = \frac{1,246,713 + \sum_{t=1}^{25} \frac{Mt}{(1 + 0.1017)^t}}{\sum_{t=1}^{25} \frac{E_t}{(1 + 0.1017)^t}}$$

$$LCOE = 219.16 \frac{\$}{MWh} = 0.22 \frac{\$}{kWh}$$

	Año	Rendimiento paneles	Energía producida Et (MWh)	Costo Mantenimiento Mt (\$)	Inversión I (\$)	$\sum_1^n \frac{M_t}{(1+0.1017)^t}$ (\$)	$\sum_1^n \frac{E_t}{(1+0.1017)^t}$ (MWh)
2017	0	100.00%	970.03		1,618,546		
2018	1	97.50%	945.78	12,000	-	10,892.26	858.47
2019	2	96.80%	938.99	12,000	-	9,886.77	773.63
2020	3	96.10%	932.20	12,000	-	8,974.11	697.14
2021	4	95.40%	925.41	12,000	-	8,145.69	628.17
2022	5	94.70%	918.62	12,000	-	7,393.75	566.00
2023	6	94.00%	911.83	12,000	-	6,711.21	509.96
2024	7	93.30%	905.04	12,000	-	6,091.69	459.43
2025	8	92.60%	898.25	12,000	-	5,529.35	413.89
2026	9	91.90%	891.46	12,000	-	5,018.93	372.85
2027	10	91.20%	884.67	12,000	-	4,555.62	335.85
2028	11	90.50%	877.88	12,000	-	4,135.08	302.51
2029	12	89.80%	871.09	12,000	-	3,753.37	272.46
2030	13	89.10%	864.30	12,000	-	3,406.89	245.38
2031	14	88.40%	857.51	12,000	-	3,092.39	220.98
2032	15	87.70%	850.72	12,000	-	2,806.93	198.99
2033	16	87.00%	843.93	12,000	-	2,547.81	179.18
2034	17	86.30%	837.14	180,207	-	34,729.19	161.33
2035	18	85.60%	830.35	12,000	-	2,099.14	145.25
2036	19	84.90%	823.56	12,000	-	1,905.36	130.76
2037	20	84.20%	816.77	12,000	-	1,729.47	117.71
2038	21	83.50%	809.98	12,000	-	1,569.82	105.96
2039	22	82.80%	803.18	12,000	-	1,424.91	95.37
2040	23	82.10%	796.39	12,000	-	1,293.37	85.84
2041	24	81.40%	789.60	12,000	-	1,173.98	77.25
2042	25	80.70%	782.81	12,000	-	1,065.61	69.51
						A=139,932.72	B= 8,023.89
LCOE						(I+A)/B	219.16 \$/Mwh

Tabla 32: Costo Nivelado de Energía del proyecto.

Una vez obtenido el LCOE de nuestra planta se procederá a comparar dicho valor con el precio actual de la electricidad en el mercado minorista para saber si se alcanzó la paridad de red, si esto no sucede se analizará si en el futuro se podrá alcanzar dicha paridad y así determinar si la generación fotovoltaica en el país puede o no ser viable.

Análisis de las tarifas de electricidad en el Ecuador

El análisis del comportamiento de las tarifas eléctricas en el mercado minorista es muy complicado debido a que la decisión de la subida o disminución del precio de la electricidad para los consumidores residenciales no depende solamente de organismos técnicos como el ARCONEL (ex CONELEC) sino también de decisiones políticas por parte del poder ejecutivo. Debido a esto se presentarán dos escenarios posibles donde se realizará una aproximación de la evolución de las tarifas eléctricas a corto plazo y así poder compararlas con el LCOE de nuestra planta.

- **Escenario 1:** Proyección de elevación de tarifas al mediano plazo.

En este escenario realizaremos una proyección de la tarifa eléctrica en el sector residencial tomando como hipótesis que ésta vaya aumentando progresivamente hasta alcanzar los precios internacionales de energía eléctrica es decir sin que el estado la subsidie.

De la página web de ARCONEL tomamos la evolución histórica de los precios medios de la electricidad a consumidores finales para el sector residencial y estos datos se presentan en la Tabla 33:

Año	Precio Medio (USD c/kWh)
1999	9.02
2000	5.01
2001	3.64
2002	5.95
2003	8.66
2004	9.46
2005	9.83
2006	9.73
2007	9.77
2008	9.64
2009	9.36
2010	9.04
2011	9.42
2012	9.60
2013	9.48
2014	9.97

Tabla 33: Precios medios a clientes finales de distribuidoras. [26]

Según la resolución No. ARCONEL - 022/15 de 9 de abril del 2015 se aprobó el pliego tarifario en el cual el costo medio de servicio público de energía eléctrica alcanza el valor de 0.09249 \$/kWh para el resto del año 2015 y actualmente el precio de la energía eléctrica según los pliegos tarifarios de CNEL y la Empresa Eléctrica Quito se encuentra en \$0.093 \$/kWh.

Todas estas tarifas son para consumos de hasta 500 kWh en el sector residencial ya que para demandas más altas, el gobierno se encuentra reduciendo el subsidio por lo que desde el 2011 existe un incremento de la tarifa de electricidad que va desde el 3% anual hasta un 28%. De los aproximadamente 4 millones de usuarios en el sector residencial, 85,000 son los que consumen más de 500 kWh y en consecuencia pagarían un precio mayor, que en el 2016 se encuentra en \$0.1285 \$/kWh.

Según datos del CONELEC el costo real del servicio público de energía eléctrica alcanzaría los \$0.162 \$/kWh considerando los precios internacionales de los combustibles para las centrales termoeléctricas y la inversión realizada por el estado en proyectos eléctricos.

Con estos datos presentamos una proyección de las tarifas eléctricas en donde observaremos en que tiempo se alcanzaría el costo real de la electricidad.

Año	Precio Medio (USD c/kWh)	Año	Precio Medio (USD c/kWh)
2011	9.42	2024	11.68
2012	9.60	2025	12.03
2013	9.48	2026	12.39
2014	9.97	2027	12.76
2015	9.25	2028	13.14
2016	9.30	2029	13.53
2017	9.58	2030	13.94
2018	9.86	2031	14.35
2019	10.14	2032	14.78
2020	10.42	2033	15.22
2021	10.69	2034	15.68
2022	11.01	2035	16.15
2023	11.34	2036	16.63

Tabla 34: Proyección del precio de la electricidad Escenario 1.

Para realizar esta proyección se plantea un aumento del 3% anual de la tarifa de electricidad a partir del 2017 hasta alcanzar la tarifa real de la electricidad en el mercado internacional, para esto se asume que el aumento de tarifas para el sector residencial con consumo menor de 500 kWh será aproximado al que se presentó para los consumidores mayores a 500 kWh.

Se observa que en el año 2035 se lograría alcanzar el precio internacional de la electricidad propuesto por el CONELEC. Este escenario es el más

optimista debido a que existen diversos factores que pueden impedir que exista una elevación de tarifas a corto plazo, lo que se analizará en el "Escenario 2".

Procederemos ahora a analizar si existe paridad de red para el futuro cercano según el Escenario 1 aquí planteado:

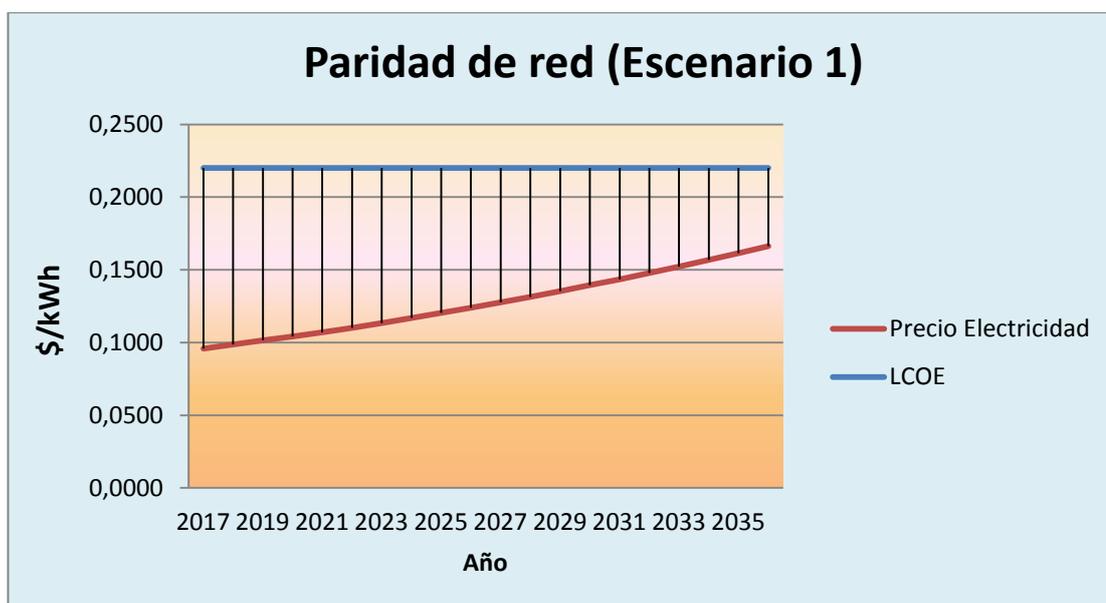


Figura 4.3: Paridad de Red en el Escenario 1.

Se observa en la figura 4.3 que no se pudo conseguir la paridad de red con una proyección de aumento en el precio de la energía en el sector residencial en 11 años. Según esta proyección tal vez se pueda llegar a la paridad de red en años posteriores al 2035 pero carecería de exactitud el realizar una proyección a tanto años posteriores, además la vida útil de nuestra planta generadora está estimada hasta el 2042 por lo que solamente el haber alcanzado la tarifa internacional del servicio eléctrico en el 2035, habrían transcurrido el 75% de la vida útil de nuestra planta generadora fotovoltaica.

- **Escenario 2: Proyección utilizando el histórico de tarifas**

En este escenario analizaremos la proyección de las tarifas de acuerdo a la tendencia histórica de evolución de éstas en años anteriores.

Analizando la Tabla 33, se observa que desde el 2004 la tarifa eléctrica se encuentra variando en un rango de 0.0904 \$/kWh a 0.0997 \$/kWh es decir que en 11 años no ha subido más de un centavo de dólar por kWh, sumado a que las tarifas en el 2015 y el 2016 tampoco sufrieron variaciones al alza más bien disminuyeron en comparación al 2014.

Según el Plan Maestro de Electrificación 2013 - 2022 y tal como se observa en la figura 4.4, el Estado proyecta un sostenimiento del precio medio del servicio eléctrico mientras proyecta una disminución del costo medio del servicio eléctrico hasta el 2022.

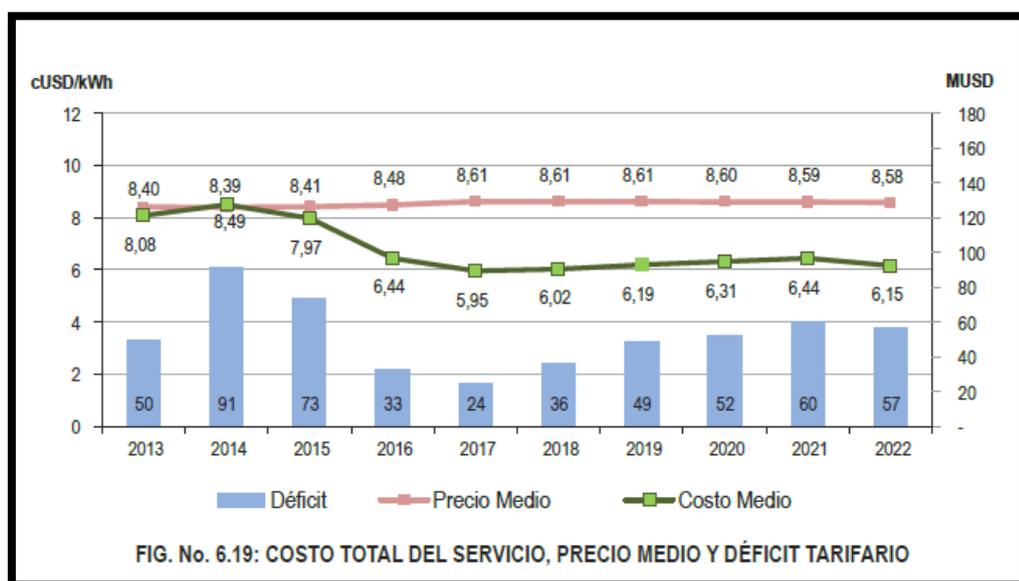


Figura 4.4: Costo total del servicio eléctrico, precio medio y déficit tarifario. [27]

Quizá esta proyección no sirva para obtener los valores exactos de la tarifa de electricidad proyectada hasta el 2022 ya que en la actualidad la tarifa de electricidad está un poco más elevada de la que se muestra en la figura 4.4 pero si nos sirve para determinar una tendencia en la proyección es decir que el Estado planea mantener sin variación excesiva el precio de la electricidad a mediano plazo, lo que se contrapone a la hipótesis planteada en el escenario 1.

El Plan Maestro de Electrificación tenía establecido que las nuevas centrales hidroeléctricas (Coca Codo Sinclair, Toachi Pilatón etc.) entren en operación en el 2015 o principios del 2016. La figura 4.4 refleja que los costos de generación disminuyen a partir del 2015 debido a que se desplaza la generación térmica y por ende el Estado reducirá la compra de combustible para dicha generación, ahorrando dinero en dicho rubro. En la actualidad todavía algunas estas nuevas centrales hidroeléctricas no entran en funcionamiento pero se espera que lo hagan muy pronto por lo que a corto plazo los costos de generación pueden disminuir y así también el costo de dar el servicio eléctrico también disminuirá; pero esto no implica que la tarifa de la electricidad que paga el usuario tenga que disminuir también ya que la inversión multimillonaria que el estado ha realizado en dichos proyectos de alguna manera tiene que ser traspasada al rubro tarifario por lo que se puede determinar que la disminución del costo de generación y costo del servicio eléctrico por la salida progresiva de la generación térmica compensa al gasto de inversión que el estado ha realizado, dando como resultado un mantenimiento del precio del servicio eléctrico a corto y mediano plazo.

Otro punto de vista es que debido a la propaganda que el Estado ha realizado con las obras de infraestructura eléctrica en el ámbito de la generación hidroeléctrica y también algunas promesas de campaña, la población de país tiende a pensar que la tarifa eléctrica va tender a la baja en el momento que dichas centrales operen por lo que el tema de la tarifa eléctrica se vuelve un problema político que puede causar malestar en la población en el caso de que las tarifas aumenten de valor.

Por estas hipótesis se sustenta la proyección del precio del servicio eléctrico realizado a continuación:

Año	Precio Medio (USD c/kWh)	Año	Precio Medio (USD c/kWh)
2011	9.42	2018	9.61
2012	9.60	2019	9.61
2013	9.48	2020	9.66
2014	9.97	2021	9.59
2015	9.25	2022	9.58
2016	9.30	2023	9.62
2017	9.51	2024	9.68

Tabla 35: Proyección del precio de la electricidad Escenario 2.

Se observa en la Tabla 35 que hasta el 2023 el precio se moverá en el rango de los 9 centavos de dólar por kWh; en este caso no se realiza una proyección a más años porque se toma como referencia la información proporcionada por el Plan Maestro del Sector Eléctrico 2013 - 2022.

Procederemos ahora a analizar si existe paridad de red para el futuro cercano según el Escenario 2 aquí planteado:

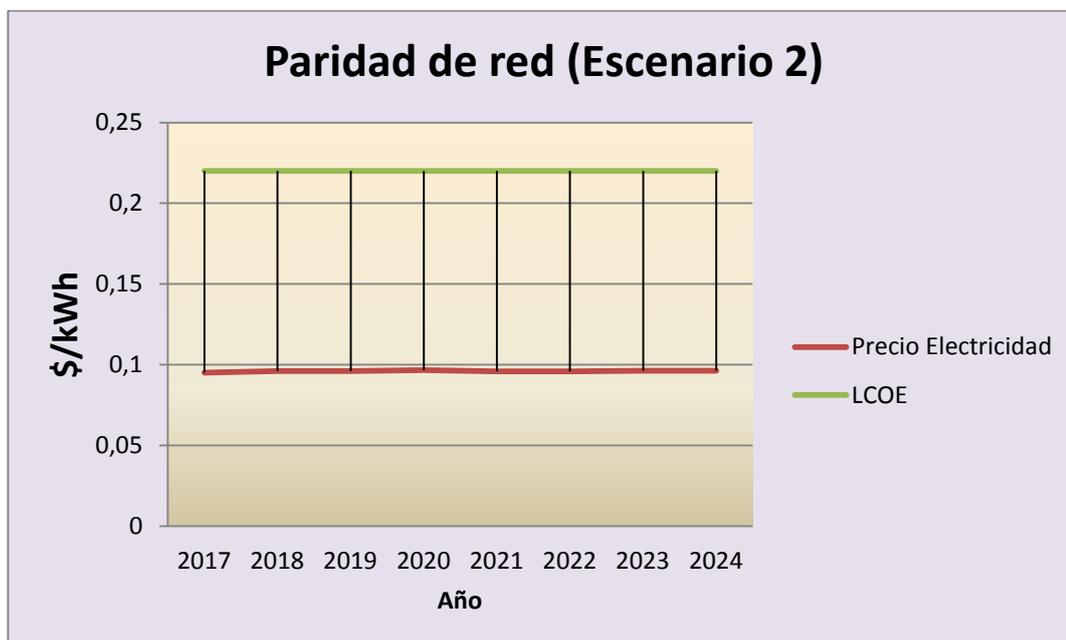


Figura 4.5: Paridad de Red en el Escenario 2.

Se observa en la figura 4.5 que tampoco se pudo conseguir la paridad de red con una proyección conservadora del precio de la energía en el sector residencial. Si la tarifa eléctrica no sufre modificaciones relevantes a corto plazo, el precio de generación de energía fotovoltaica superará al de la tarifa del servicio eléctrico en todo el periodo analizado. No se puede saber a ciencia cierta qué pasará después del año 2024, quizás el precio del servicio eléctrico aumente sostenidamente pero para que resulte conveniente el negocio de la energía fotovoltaica se necesita alcanzar la paridad de red, por lo que el precio de la electricidad debería aumentar doce centavos el kWh en un lapso de 5 años aproximadamente a partir del 2024, algo muy difícil tanto para el gobierno como para la población del país.

En resumen, no se consiguió la paridad de red en ninguno de los dos escenarios propuestos. Puede ser que dichos escenarios no reflejen a cabalidad la situación real de la tarifa de electricidad en el Ecuador a futuro pero se trató de ser lo más objetivo posible según la información conseguida. Para concluir el análisis se realizarán las siguientes consideraciones:

- Una manera para alcanzar la paridad de red en nuestro proyecto es que la tarifa de electricidad aumente sostenidamente en el corto plazo, lo que conllevaría a problemas en el ámbito político y económico del país debido a que dicho precio no ha sufrido grandes variaciones desde el año 2011 en parte gracias a los subsidios provistos por el Estado.
- Debido al punto anterior una forma menos complicada de alcanzar la paridad de red es bajar el LCOE de nuestra planta generadora para que pueda competir al menos con el precio internacional de la energía eléctrica (sin subsidio por parte del Estado) que ronda los 0.16 \$/kWh y que el gobierno tiene como meta alcanzar al largo plazo. para esto el gobierno debe dar incentivos y exoneración de impuestos y aranceles a la traída de los materiales que se usarán en la planta generadora, bajando los costos y disminuyendo la inversión a realizar, el objetivo está en disminuir el costo de generar energía fotovoltaica para ser más competitivo en el mercado eléctrico ecuatoriano.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Se eligió diseñar una planta generadora de electricidad usando energías no convencionales como la fotovoltaica debido a que es una alternativa de generación de energía amigable con el ambiente que favorece la disminución de la contaminación por efecto del uso de combustibles fósiles.
2. Para nuestro estudio fue importante realizar el correcto análisis de sombreado para la planta generadora debido a que el rendimiento de la instalación dependía de la correcta orientación de los módulos fotovoltaicos a causa del efecto que la sombra de los edificios circundantes producía en ellos. Con la ayuda del software PVSYST 5.0 (versión de evaluación) se pudo comprobar que de tres alternativas elegidas, la orientación al Oeste de los módulos fotovoltaicos nos proporcionaba el mayor rendimiento de la planta con el 73.4% por lo que fue fundamental la utilización del software para el cálculo de las pérdidas por sombreado y rendimiento de la planta debido a la complejidad de estos procedimientos.
3. La expectativa de generación de energía de nuestra planta fotovoltaica será de 970 MWh anuales con lo que se suplirá parte de la demanda de energía de la alimentadora "Puerto Santa Ana 2"; a su vez se dejarían de emitir 503.91 Toneladas de CO₂ anuales a la atmosfera.
4. Se calculó el LCOE de nuestra planta y se realizó un análisis de paridad de red, el LCOE se estableció en $0.22 \frac{\$}{\text{kWh}}$ y planteando dos escenarios para la proyección de la tarifa eléctrica se obtuvo como resultado la imposibilidad de alcanzar la paridad de red por lo que no se compensa el precio del servicio eléctrico (que ronda los 0.09 \$/kWh) con el costo de producción de energía fotovoltaica. Se puede indicar entonces que el proyecto no va a ser rentable debido a los bajos precios de la electricidad en el país ya que esta tarifa es subsidiada por el estado, la falta de incentivos hacia el sector de la energía fotovoltaica al limitar las licencias y cesar la remuneración por generación no

convencional y la falta de legislación efectiva que no permite el desarrollo del mercado fotovoltaico en el país, haciendo que la mayoría de los materiales se tengan que importar lo que se traduce en el aumento de la inversión y los costes de producción (LCOE). Entonces la tarifa que se pagaría por producir energía fotovoltaica no estará por encima del LCOE calculado al menos de aquí a 20 años.

Recomendaciones

1. Es fundamental que para el óptimo desarrollo de este tipo de proyectos en donde se usan energías alternativas para la producción de energía sean respaldados por el Estado mediante la reforma de regulaciones y normativas las cuales imposibilitan la implementación de dichos proyectos, ya que en la actualidad la generación hidroeléctrica es la que recibe el apoyo absoluto del sector estatal en detrimento de otros tipos de generación de energía como en nuestro caso es la generación eléctrica fotovoltaica; la cual puede dar un excelente aporte al cambio de la matriz energética.
2. Se enfatiza la importancia de que se realicen estudios sobre el estado del sector Fotovoltaico en el Ecuador ya que dichos estudios analizan tanto el estado actual como la estimación de previsiones del mercado de las energías renovables tanto en la parte técnica como económica. Estos estudios son realizados frecuentemente en países como Chile, Brasil y México donde el mercado de energías renovables es amplio pero ya que en nuestro país sucede lo contrario, las grandes consultoras no fijan sus recursos en analizar nuestro incipiente mercado. Por lo que la realización de dichos estudios aparte de ser pioneros en el tema, facilitarían el análisis de proyectos como el nuestro y darían un buen enfoque de la realidad del sector fotovoltaico y de energías renovables en el país, haciendo que los inversionistas interesados en estos proyectos tengan información válida y precisa; ayudando a delimitar estrategias para volver atractivo un mercado de energías no convencionales que en la actualidad no da las facilidades ni garantías para la inversión.

3. Se estima que el mantenimiento de la planta generadora se debe realizar cada 5 o 6 meses dependiendo de las condiciones climáticas que puedan presentarse por lo que, antes de terminar la implementación del proyecto se deberá realizar el manual de mantenimiento y operación completo de la planta fotovoltaica cumpliendo con las recomendaciones de los fabricantes de los equipos.
4. Mediante las noticias generadas por parte del estado y el próximo ingreso al mercado de autos eléctricos, es recomendable la ampliación de las estaciones de carga de nuestra electrolinera periódicamente a medida que el parque automotor eléctrico aumente, dando así servicio a más clientes que se inclinarían por estas nuevas tecnologías.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. E. Mercurio, «El Mercurio,» 10 Noviembre 2009. [En línea]. Available: <http://www.elmercurio.com.ec/221116-crisis-electrica-pone-en-aprietos-al-gobierno-de-correa-en-ecuador/#.Vj-AX1UvfIU>. [Último acceso: Octubre 2015].
- [2] SENPLADES, «Plan Nacional para el Buen Vivir,» 2009. [En línea]. Available: <http://www.planificacion.gob.ec/plan-nacional-para-el-buen-vivir-2009-2013/>. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [3] ARCONEL, «Balance Nacional de Energía Eléctrica,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/balance-nacional/>. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [4] «Energías Renovables,» 17 Septiembre 2014. [En línea]. Available: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/solar/energia-solar-instalada-2/>. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [5] MEER, «Redes Inteligentes y Generación Distribuida,» 2013. [En línea]. Available: http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/07/07_Generación-solar-distribuida-y-redes-inteligentes_PE.pdf. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [6] M. C. d. S. Estratégicos, «Balance Energético Nacional,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.sectoresestrategicos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/11/Balance-Energético-2014-web.pdf>. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [7] «Sunwater Project,» 2015. [En línea]. Available: <http://sunwaterproject.es/wp/?services=12>. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [8] M. Rodriguez, «Seguros123,» 11 Agosto 2015. [En línea]. Available: <http://ecuador.seguros123.com/incentivos-para-compra-de-vehiculos-electricos-en-ecuador/>. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [9] L. Abril, «Agencia de noticias ANDES,» 1 Marzo 2015. [En línea]. Available: <http://www.andes.info.ec/es/noticias/vehiculos-electricos-ecuador-empezaran-funcionar-segundo-semester-2015.html>. [Último acceso: Noviembre 2015].

- [10] «El Efecto Invernadero,» [En línea]. Available: <https://efectoinvernadero-problematicamundial.wikispaces.com/BALANCE+ENERGETICO+DE+LA+TIERRA>. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [11] CONELEC, *Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica*, Quito, 2008.
- [12] «Scalofrios,» [En línea]. Available: <http://www.scalofrios.es/Calor/solar.htm>. [Último acceso: Diciembre 2015].
- [13] Yingli Solar, [En línea]. Available: <http://www.yinglisolar.com/al/>. [Último acceso: 2016].
- [14] Google , «Google Earth,» [En línea]. Available: <https://www.google.com/earth/>. [Último acceso: Noviembre 2015].
- [15] SMA, [En línea]. Available: <http://www.sma-iberica.com/es.html>. [Último acceso: 2016].
- [16] Schneider Electric España S.A, *Guía de diseño de instalaciones eléctricas 2da Edición*, Barcelona, 2008.
- [17] INEN, *Código Eléctrico Nacional*, Quito, 2001.
- [18] INATRA, [En línea]. Available: <http://www.inatra.com/Web/index.php>. [Último acceso: Enero 2016].
- [19] ABB, [En línea]. Available: <http://new.abb.com/south-america>. [Último acceso: Febrero 2016].
- [20] Schneider Electric, [En línea]. Available: <http://www.schneider-electric.es/es>. [Último acceso: Febrero 2016].
- [21] M. Asanza, M. Lucero y A. Ramirez, *Estudio de Coordinación de las protecciones en base a herramientas computacionales aplicable a la Subestación Eléctrica Puerto santa Ana*, Guayaquil: ESPOL, 2013.
- [22] A. I. International. [En línea]. Available: <http://www.automotiveit.com/renault-nissan-psa-and-mitsubishi-develop-joint-battery-recharging-standard/news/id-004104>. [Último acceso: Diciembre 2015].

- [23] J. Briano, C. Roca y J. Fasolino, *PV Grid Parity Monitor Chile*, Santiago: CREA, 2015.
- [24] Yingli Solar, «Yingli Solar YGE 60 Cell Series limited Warranty,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.yinglisolar.com/downloads/>. [Último acceso: Febrero 2016].
- [25] Banco Central del Ecuador, «Tasa de interés febrero 2016,» [En línea]. Available: <http://contenido.bce.fin.ec/docs.php?path=/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>. [Último acceso: Febrero 2016].
- [26] ARCONEL, «Precios medios a clientes finales de distribuidoras,» [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/clientes-de-suministro-anual/>. [Último acceso: Febrero 2016].
- [27] CONELEC, *Plan Maestro de Electrificación*, Quito, 2013.
- [28] ABB, «Cuaderno de aplicaciones técnicas n°10 Plantas Fotovoltaicas,» 2011. [En línea]. Available: <http://ww.abb.es/abblibrary/downloadCenter/>. [Último acceso: Enero 2016].
- [29] dfElectric, [En línea]. Available: <http://www.df-sa.es/es/>. [Último acceso: Enero 2016].
- [30] MIDUVI, *Norma Ecuatoriana de Construcción.*, Quito, 2011.
- [31] Top Cable, [En línea]. Available: <http://www.topcable.com/es/>. [Último acceso: Enero 2016].
- [32] O. Lamigueiro, A. Santos y M. Castro, *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos. Versión 1.22*, Madrid: Promotora General de Estudios, 2012.
- [33] L. de Viedma Valero, «Instalación de bandejas portacables en interperie,» 2008. [En línea]. Available: <http://www.pemsa-rejiband.com/wp-content/uploads/2015/01/7.-Bandejas-Intemperie-Articulo.pdf>. [Último acceso: Enero 2016].
- [34] Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil , NATSIM, Guayaquil, 2012.

ANEXOS

ANEXO 1: PLANOS DE DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

- **A1.1:** Diagrama Unifilar
- **A1.2:** Diagrama de conexiones de strings a supervisores de strings
- **A1.3:** Diagrama de conexiones de supervisores de strings a inversores

ANEXO 2: COMPLEMENTO DEL DISEÑO (CAPITULO 3).

- **A2.1:** Conexión de los paneles serie.
- **A2.2:** Selección de los fusibles.
- **A2.3:** Cálculo de la sección de los conductores en la parte de CC
- **A2.4:** Cálculo de la sección de los conductores en la parte de CA.
- **A2.5:** Canalizaciones y cajas de revisión.

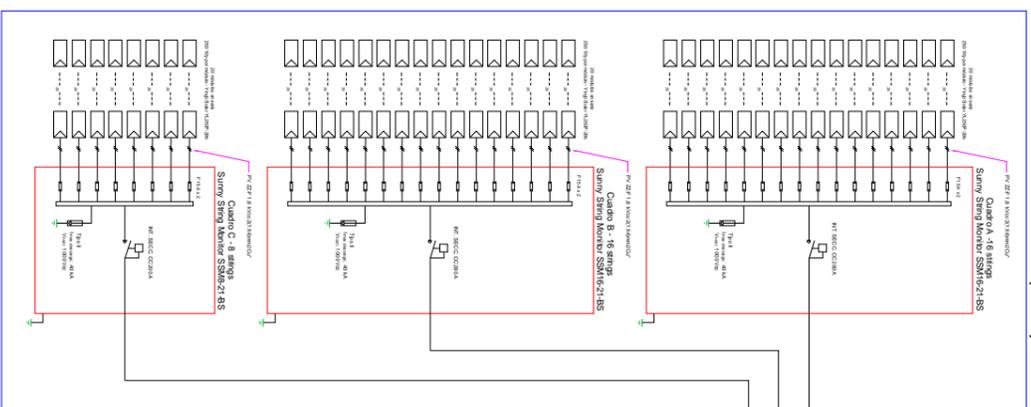
ANEXO 3: HOJA DE DATOS DE EQUIPOS Y COMPONENTES.

ANEXO 1

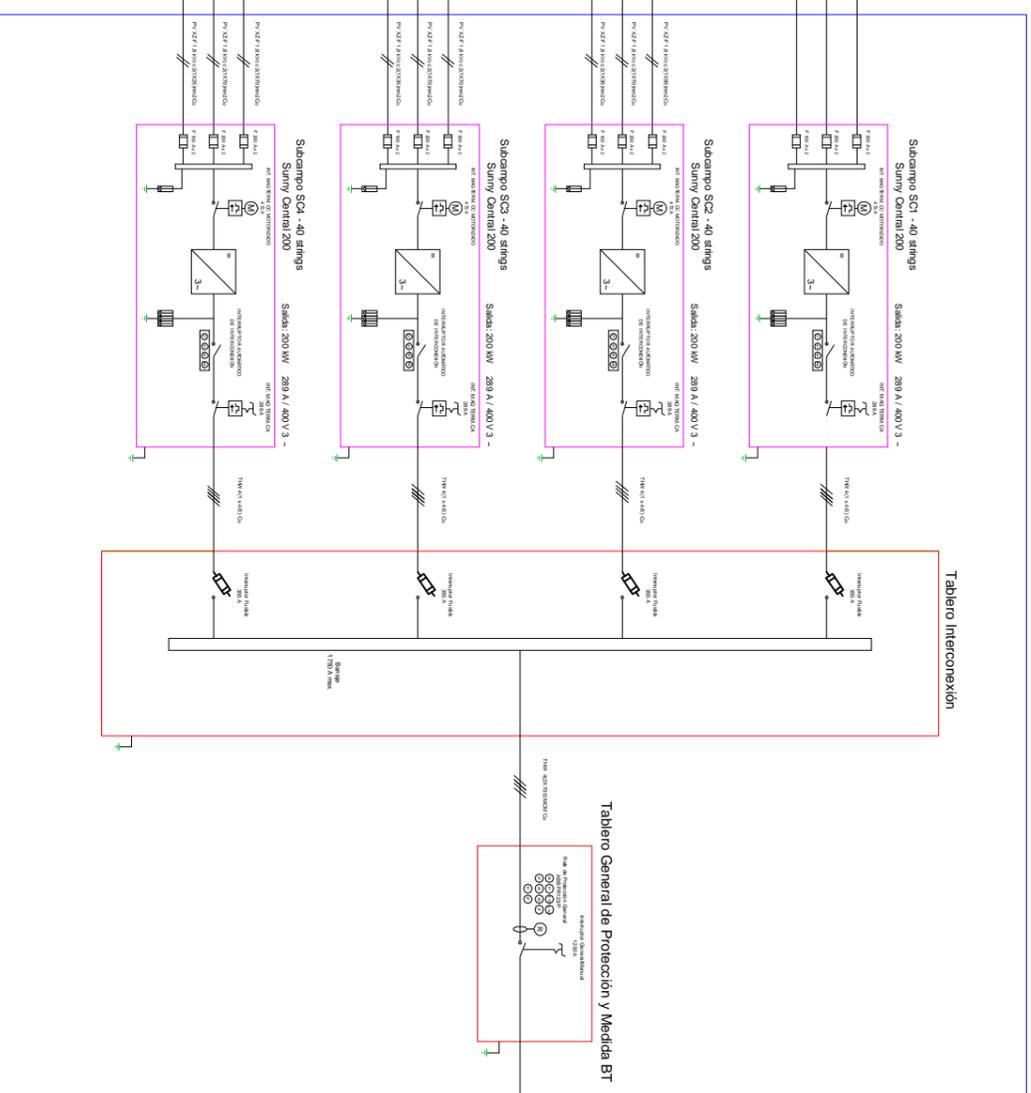
PLANOS DE DISEÑO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

DIAGRAMA UNIFILAR PLANTA GENERADORA FOTOVOLTAICA

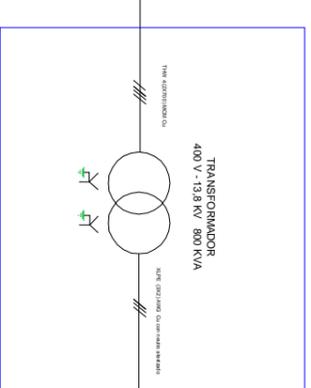
SUBCAMPO 1 (SC1)



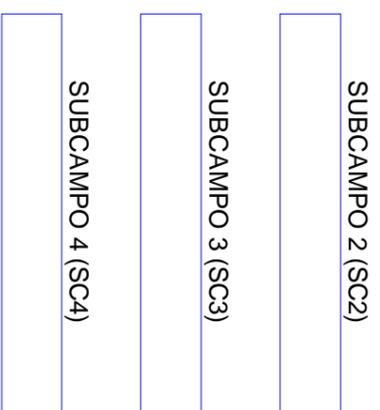
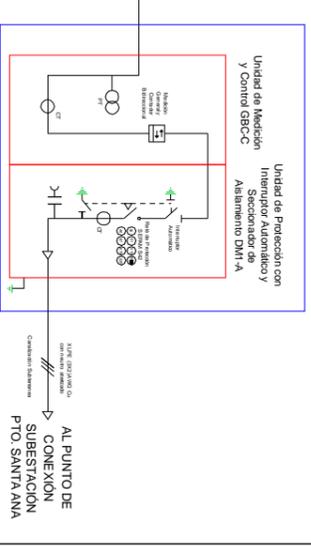
CUARTO DE INVERSORES Y CONTROL PGF



CUARTO TRANSFORMADOR



CUARTO CELDAS MEDIA TENSION



NOTAS

El diagrama unifilar del Subcampo 1 (SC1) es igual al diagrama unifilar de los Subcampos 2, 3 y 4 (SC2, SC3, SC4)

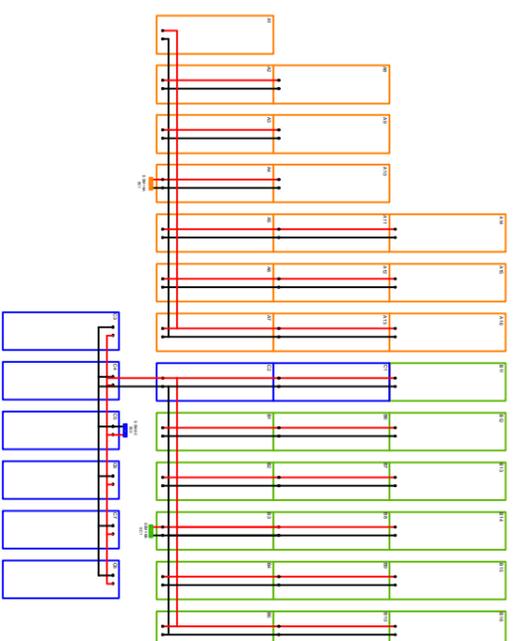
* : El calibre de conductor presentado es el más común (4 mm²), para observar la sección específica de cada conductor se debe remitir al cálculo realizado en el Anexo 2.3 de este documento.

LEYENDA

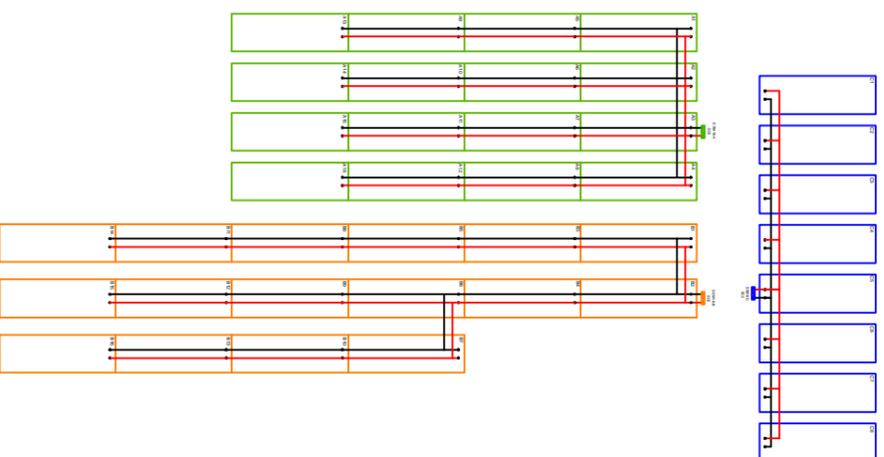
	MODULO FOTOVOLTAICO		INTERRUPTOR SBNV CENTRAL 200
	FUSIBLE		DISPOSITIVO DE SOBRETENSION
	INTERRUPTOR CC		CONTADOR DE ENERGIA
	INTERRUPTOR MAQUETIZADO MOTORIZADO REMOTE AUTOMATICO CC		TRANSFORMADOR DE POTENCIA
	INTERRUPTOR MANTENIMIENTO CA		TRANSFORMADOR DE COMENENTE
	INTERRUPTOR AUTOMATICO AUTOMATICO CON HELE ELECTRONICO DE PROTECCION		TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
	INTERRUPTOR FUSIBLE		
	INTERRUPTOR CON SECCIONADOR DE PROTECCION		
	JUEGO DE BARRAS TRIPOLAR		

Esquema cableado de Strings a Supervisores de Strings

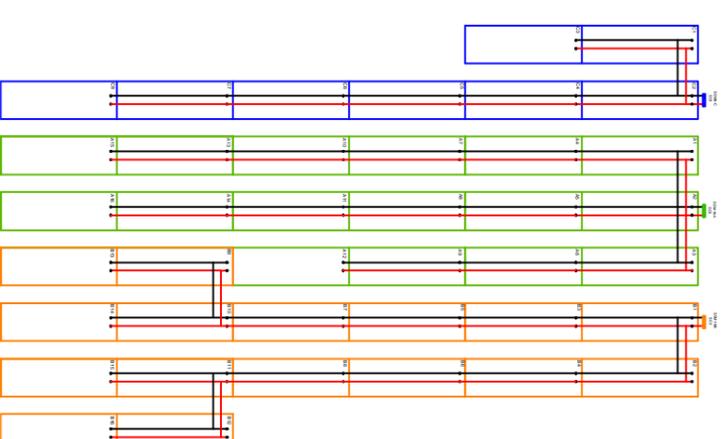
Subcampo 1 (SC1)



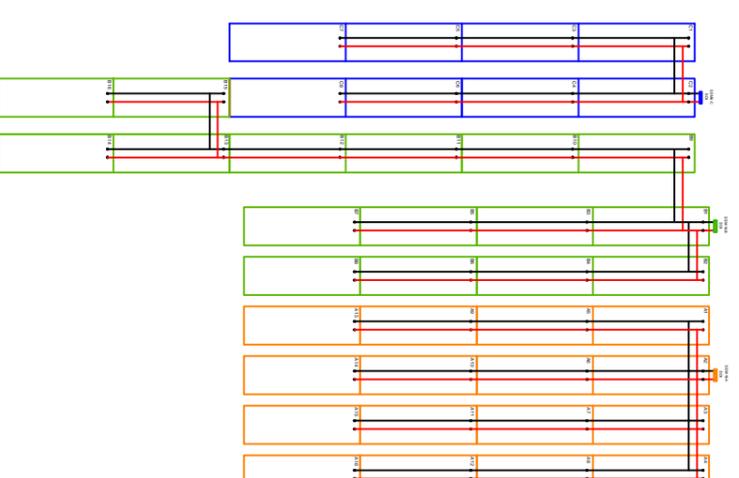
Subcampo 2 (SC2)



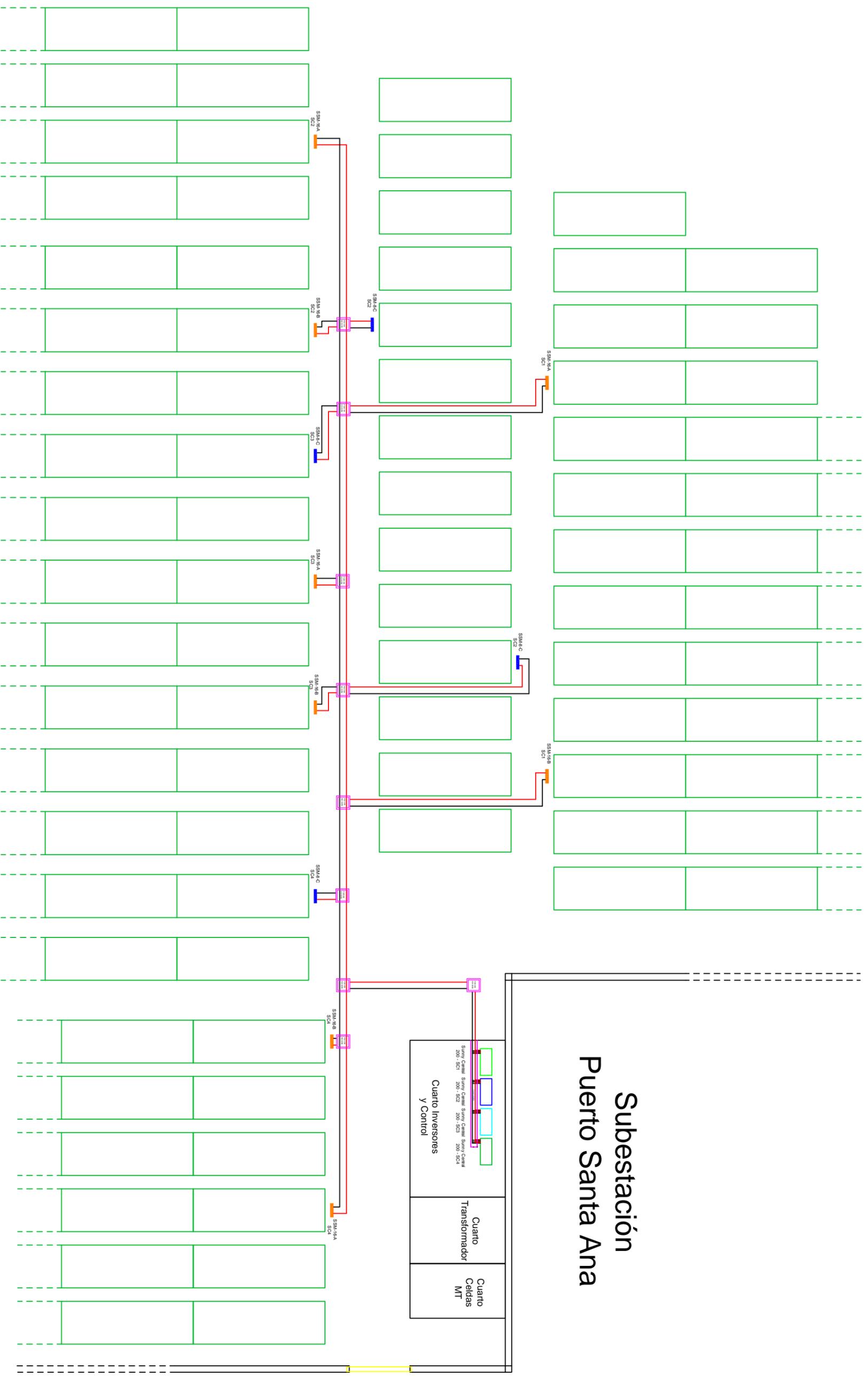
Subcampo 3 (SC3)



Subcampo 4 (SC4)



Esquema cableado de Supervisores de Strings a Inversores



1 String de 20
módulos en serie

Sunny String Monitor 8

Sunny String Monitor 16

Subestación
Puerto Santa Ana

Cuarto Inversores
Y Control

Cuarto
Transformador

Cuarto
Celdas
MT

PLANO A 1.3

ANEXO 2

COMPLEMENTO DEL DISEÑO (CAPITULO 3)

A2.1 Conexión de los paneles serie.

Como se especificó en el capítulo 3 cada rama paralela o string estará compuesta por 20 módulos fotovoltaicos Yingli Solar YL250P-29b conectados en serie. Por recomendación del fabricante (Manual de uso e instalación Yingli Solar PV Modules) la conexión serie de los paneles será la observada en la figura A.1 para reducir el riesgo de sobretensiones inducidas por una descarga eléctrica de manera que no descargue directamente sobre las estructuras del generador fotovoltaico.

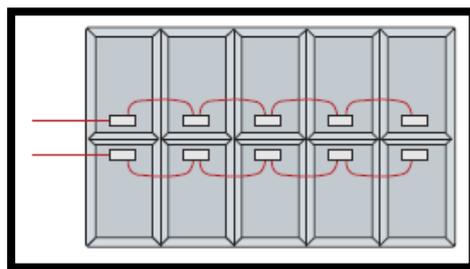


Figura A.1: Ejemplo de conexión de los módulos FV en serie.

En la figura A.2 se muestra como serán colocados los paneles fotovoltaicos en las estructuras y como irán conectados en serie por cada rama en paralelo.

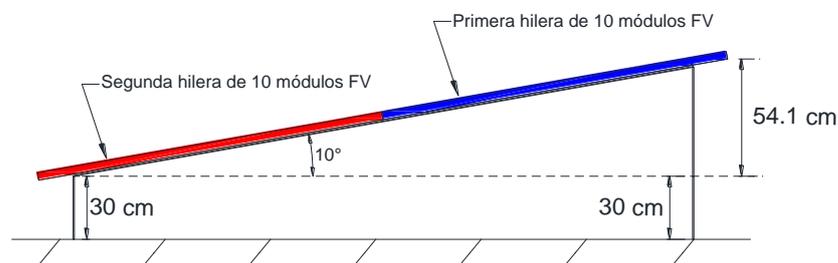


Figura A.2: Vista lateral de una estructura que contiene a los módulos de una rama paralela (string).

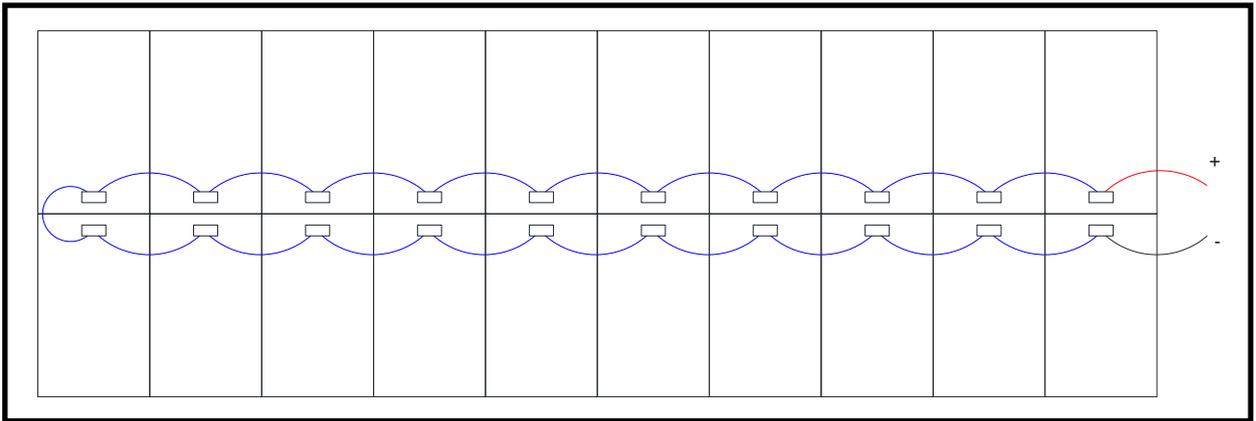


Figura A.3: Vista posterior de los módulos fotovoltaicos correspondientes a una rama paralela (string).

En la Figura A.3 se observa un ejemplo de cómo serán conectados los 20 módulos fotovoltaicos en serie para estructurar una rama paralela o string, esto se repetirá para cada uno de los 160 string que tendrá el generador fotovoltaico. Debido a que existen estructuras que contendrán hasta 6 string consecutivos usaremos este esquema para observar el recorrido de los conductores bipolares (positivo y negativo) que saldrán de cada string hacia la string box correspondiente.

A2.2 Selección de los fusibles.

- **Fusibles de strings**

Primero se seleccionará la capacidad de los fusibles de string que estarán colocados en los string box SSM8-21-BS y SSM16-21-BS. Para esto nos apegaremos a las recomendaciones del fabricante (SMA) y aplicaremos las normas de diseño requeridas.

Los fusibles de string tienen la misión de proteger los módulos solares de un generador fotovoltaicos contra corrientes inversas principalmente. Ésta corriente fluirá a través del string en dirección inversa al flujo de corriente normal (hacia los inversores) y puede ser producida debido al sombreado lo que causaría de que existan distintos voltajes en vacío, cortocircuito en uno o varios paneles, cortocircuito en una o varias células del panel, doble

falla a tierra de un módulo o doble falla a tierra del cableado. [29] La consecuencia de un aumento en la corriente inversa se traduce en calentamiento de los módulos fotovoltaicos del string donde se produjo el fallo, si esta condición se mantiene los módulos pueden destruirse.

El fabricante de los paneles fotovoltaicos nos brinda los siguientes datos:

Tensión máxima del sistema	1,000 VCC
Valor máximo del fusible en serie	15 A
Limitación de corriente inversa	15 A
Corriente de cortocircuito en condiciones STC	8.92 A

Tabla A.1: Condiciones Operativas módulos Yingli Solar YL250P-29b.

En el caso la Tabla A.1 no dice que el valor máximo de fusible en serie por cada string será de 15 A, a la vez de que los mismos 15 A son la limitación de corriente inversa para los módulos fotovoltaicos.

A continuación se procederá a comprobar que esta ampacidad del fusible de string pueda proteger a los módulos contra valores de corriente de cortocircuito en STC y cumpla con las especificaciones de los Sunny String Monitor.

Según el fabricante de los módulos fotovoltaicos, el valor máximo del fusible de una cadena en paralelo es aproximadamente 1.68 veces el valor de la corriente de cortocircuito de un panel fotovoltaico, omitiendo las pérdidas por mismatch por lo que por cada string se deben seleccionar los 20 paneles en serie con las características de corriente y voltaje más parecidas entre ellas. Con respecto a la protección por sobrecorriente y cortocircuito en cada string se diseña para una corriente de $1.25 \times I_{SC}$ del string es decir de cada módulo fotovoltaico por lo que la corriente máxima en cada string será:

$$nom\ fusible = 1.25 \times I_{SC} = 1.25 \times 8.92\ A = 11.15\ A = 12\ A$$

Por lo que se ha seleccionado un fusible de 12 A el cual cumple con los requisitos del fabricante de los módulos.

Según el manual de instrucciones técnicas de los supervisores de string Sunny String Monitor SSM8 y SSM16 vamos a poner en consideración las siguientes recomendaciones:

- La corriente de fusible máxima según la fuerza de la corriente nominal del fusible y una temperatura ambiente máxima de +40°C:

$$I_{Fmax} = 0.60 \times I_{nom\ fusible}$$

- La corriente máxima por canal de medición es de 25 A.
- Corriente máxima del Sunny String Monitor SSM8-21-BS (8 strings) es de 200 A.
- Corriente máxima del Sunny String Monitor SSM16-21-BS (16 strings) es de 280 A.
- Fuerza de la corriente nominal de los fusibles de string a seleccionar 6 A/8 A/10 A/12 A/15 A/20 A/25 A/30 A. Fusibles APR con característica gPV.
- Dimensiones de los fusibles de string: 10 x 38 mm.

Siguiendo las recomendaciones antes mostradas, procedemos a dimensionar los fusibles de string:

$$I_{nom\ fusible} = 12\ A$$

$$I_{Fmax} = 0.60 \times 12\ A = 7.2\ A$$

Esta recomendación del fabricante se ajusta a las recomendaciones de la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC-11) capítulo 4 donde especifica que los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de

operación esté en el rango del 50% al 80% de la capacidad nominal del fusible [25].

Observamos que la corriente de fusible máxima en el Sunny String Monitor para una corriente de fusible nominal de 12 A a una temperatura máxima de 40°C es de 7.2 A, la cual es menor a la corriente de cortocircuito del string en STC que es de 8.92 Amperios por lo que se seleccionará la inmediata superior corriente de fusible nominal que este caso será de 15 Amperios.

$$I_{nom\ fusible} = 15\ A$$

$$I_{Fmax} = 0.60 \times 15\ A = 9\ A$$

Corriente máxima del Sunny String Monitor SSM8 (supervisión de 8 strings):

$$I_{maxSSM8} = 8 \times 9\ A = 72\ A$$

Corriente máxima del Sunny String Monitor SSM16 (supervisión de 16 strings):

$$I_{maxSSM16} = 16 \times 9\ A = 144\ A$$

Observamos que la elección de la ampacidad de los fusibles para cada uno de los 160 string del generador fotovoltaico es de 15 A y este valor cumple con todos los requisitos que el fabricante SMA condiciona para los Sunny String Monitors tanto para 8 string como para 16 strings. Debido a que en circuitos de corriente continua tanto el polo positivo como en el negativo se deben colocar fusibles, se necesitan de 2 fusibles por cada cadena paralela por lo tanto se requerirán de 320 fusibles de 15 A para todo el generador fotovoltaico.

Cabe recalcar que los fusibles deben ser del tipo gPV es decir diseñados para instalaciones fotovoltaicas por lo que se seleccionará los fusibles de la marca "df Electric" cuyas características se mostrarán a continuación:

In	Referencia	Poder de corte	Voltaje máx.	Dimensiones
15 A	491629	30 kA	1,000 VCC	10 x 38 mm

Tabla A.2: Características principales fusibles "df Electric".



Figura A.4: Ejemplo de fusibles "df Electric" tipo gPV. [28]

- **Fusibles de strings box**

Estos fusibles son los que protegen a los supervisores de strings y estarán colocados en los inversores Sunny Central 200. Existirán dos valores de fusibles, los que protegerán los Sunny String Monitor de 16 strings y los Sunny String Monitor de 8 strings.

Los fusibles elegidos son tipo NH1 y NH3 clase gPV de marca "df Electric" para aplicaciones fotovoltaicas según la norma IEC 60269-6.

Para el diseño necesitamos los siguientes datos:

Tensión máxima de CC entrada inversores	880 VCC
Corriente máxima de CC entrada inversores	472 A
I_{MPP} total SSM-8	67.12 A
I_{MPP} total SSM-16	134.24 A

Tabla A.3: Condiciones Operativas en CC Sunny String Monitor y Sunny Central.

En el caso la Tabla A.3 nos dice que la corriente total en los supervisores de strings en condición MPP de los módulos fotovoltaicos es de 67.12 A para el supervisor de 8 strings y 134.24 A para el supervisor de 16 strings. Según el diseño realizado en el capítulo 3 a cada inversor estarán conectados dos supervisores de 16 strings y uno de 8 strings y la suma de las corrientes de los strings box no debe superar los 472 A, en nuestro caso cada inversor tendrá una corriente máxima de entrada de 335.6 A.

	I _n (A)	REFERENCIA	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
NH1	25	373210 (U)	30	1/30
	32	373215 (U)	30	1/30
	40	373225 (U)	30	1/30
	50	373230 (U)	30	1/30
	63	373235 (U)	30	1/30
	80	373240 (U)	30	1/30
	100	373245 (U)	30	1/30
	125	373250 (U)	30	1/30
	160	373255 (U)	30	1/30
NH3	200	373425 (U)	30	1/15
	250	373435 (U)	30	1/15
	315	373445 (U)	30	1/15

Figura A.5: Características eléctricas de fusibles NH "df Electric" tipo gPV. [28]

- Sunny String Monitor 8 strings

$$I_{MPP\ total} = 67.12\ A$$

$$I_{nom\ fusible} = 1.25 \times I_{MPP\ total} = 1.25 \times 67.12\ A = 83.9\ A$$

Observando la figura A.5 se selecciona un fusible de **100 A tipo NH1** el cual cumple con los requisitos del fabricante SMA.

Para comprobar que el fusible elegido cumple con la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC-11) capítulo 4 donde especifica que los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50 al 80% de la capacidad nominal del fusible se tiene que:

$$I_{op\ max} = 70\% \times I_{n\ fusible}$$

$$I_{op\ max} = 0.70 \times 100\ A = 70\ A$$

Al 70% de la capacidad nominal del fusible se aproxima a la corriente máxima el SSM-8 soporta por lo que se cumple con la norma antes presentada.

- Sunny String Monitor 16 strings

$$I_{MPP\ total} = 134.24\ A$$

$$I_{nom\ fusible} = 1,25 \times I_{MPP\ total} = 1.25 \times 134,24\ A = 167.8\ A$$

Observando la figura A.5 se selecciona un fusible de **200 A tipo NH3** el cual cumple con los requisitos del fabricante SMA.

Para comprobar que el fusible elegido cumple con la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC-11) capítulo 4 donde especifica que los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50% al 80% de la capacidad nominal del fusible se tiene que:

$$I_{op\ max} = 70\% \times I_{n\ fusible}$$

$$I_{op\ max} = 0.70 \times 200\ A = 140\ A$$

Al 70% de la capacidad nominal del fusible se aproxima a la corriente máxima el SSM-16 soporta por lo que se cumple con la norma antes presentada.

Observamos que la elección de la ampacidad de los fusibles es de 100 A para los Sunny String Monitor de 8 strings y de 200 A para los Sunny String Monitor de 16 strings. Debido a que en circuitos de corriente continua tanto el polo positivo como en el negativo se deben colocar fusibles, se necesitan de 2 fusibles por cada supervisor de string por lo tanto se requerirán de 8 fusibles de 100 A tipo NH1 y 16 fusibles tipo NH3. Cabe recalcar que los fusibles deben ser del tipo gPV es decir diseñados para instalaciones fotovoltaicas (protección semiconductores) por lo que se seleccionará los fusibles de la marca "df Electric" cuya ilustración se muestra en la figura A.6:



Figura A.6: Ejemplo de fusibles NH "df Electric" tipo gPV. [28]

A2.3 Cálculo de la sección de conductores en la parte de CC

En esta sección se seleccionarán los calibres de los conductores que van desde los módulos fotovoltaicos a los supervisores de strings y de los supervisores de strings a los inversores, es decir solamente de la parte de corriente continua respetando las condiciones de caída de tensión y corrientes máximas en conductores de CC dadas por normas tanto nacionales o internacionales.

El generador fotovoltaico está dividido en cuatro subcampos de 40 strings cada uno y por cada subcampo existirán 3 supervisores de strings (2 de 16 strings y 1 de 8 strings). La longitud de los conductores de polaridad positiva y negativa entre los strings y los supervisores de strings es aproximada con la ayuda del dibujo del plano de conexiones en Autocad pero tratando de que este valor sea el más cercano al real al momento de la implementación del proyecto. A su vez se repetirá la misma consideración para los conductores de polaridad positiva y negativa entre los strings box y la entrada de los inversores.

En el Anexo 1 se mostrarán los esquemas de conexión entre los strings y los supervisores de strings y también la conexión entre los supervisores de strings y los inversores de cada subcampo, siguiendo las siguientes nomenclaturas:

- Cada subcampo de 40 ramas en paralelo estará dividido en tres partes que es el número de strings box existentes, a cada string se le asigna una letra y un número. Las letras A y B corresponden a los strings conectados a los supervisores de 16 strings (Sunny String Monitor 16) mientras la letra C corresponden a los strings conectados a los supervisores de 8 strings (Sunny String Monitor 8).
- El color negro representa a los conductores de polaridad negativa y el color rojo representa a los conductores de polaridad positiva de cada string.

Para el cálculo de caída de voltaje y sección de conductores nos regiremos en las especificaciones de la Norma Ecuatoriana de Construcción NEC-11 y el Código Eléctrico Ecuatoriano 2001. Para realizar dicho cálculo necesitaremos de los siguientes datos dados por el fabricante de los módulos fotovoltaicos:

I_{SC} (STC)	8.92 A
V_{OC} (STC)	37.6 V
I_{MPP} (STC)	8.39 A
V_{MPP} (STC)	29.8 V
# paneles serie por string	20
I_{MAX} de string en MPP	8.39 A
V_{MAX} de string en MPP	596 V

Tabla A.4: Datos de Voltaje y Corriente de los módulos fotovoltaicos.

En este caso se toma como referencia los valores en STC de los módulos por ser los valores nominales más altos, además se debe saber que el voltaje máximo a la entrada de los inversores Sunny Central 200 es de 880 V_{CC} y como se calculó en el capítulo 3, para las condiciones más desfavorables el valor de voltaje en los strings no debía sobrepasar este valor.

Entonces como primer punto se debe elegir el voltaje que soportarán los conductores, para esto se debe saber que en condiciones de corriente continua el voltaje del generador fotovoltaico (en este caso de los strings) no debe superar el 50% del voltaje nominal de los conductores [20]. Por ende a un voltaje máximo de trabajo en el punto de máxima potencia (MPP) de 596 V, el voltaje de los conductores entre los strings y los supervisores de strings deberá ser:

$$V_{conductor} > V_{max\ strings} \times 2$$

$$V_{conductor} > 596\ V \times 2$$

$$V_{conductor} > 1192\ V$$

$$V_{conductor} = \mathbf{1,200\ V \equiv 1.2\ kV}$$

En nuestro caso se elegirán conductores a 1.2 kV y en caso de no existir comercialmente se elige el inmediato superior.

Luego de esto nos remitimos al NEC-11 capítulo 14-2 en donde se especifica que los conductores externos o llamados cables solares deberán ser idóneos para operar a la intemperie según el Código Eléctrico Ecuatoriano o la norma IEC 60811 donde deben ser especificados para uso en presencia de humedad, temperatura 90°C debido a que la temperatura en la parte posterior de los módulos fotovoltaicos puede alcanzar los 70 a 80°C , aislamiento doble o reforzado, multifilares y con alta resistencia a los rayos UV, los cuales pueden ser de tipo XHHW, SUPERFLEX, o similar. [30]

En nuestro caso elegiremos los conductores flexibles TOPSOLAR PV ZZ-F a 1.8 kV CC los cuales cumplen con las especificaciones anteriormente descritas y superan los 1.2 kV de voltaje en CC calculado. Las especificaciones completas se encuentran en el Anexo 3 de este documento.



Figura A.7: Conductor TOPSOLAR PV ZZ-F. [31]

Una vez seleccionado el tipo de conductor se procede a calcular la sección de los conductores para que cumplan con las especificaciones permitidas.

Existen dos criterios para este cálculo los cuales son el criterio de caída de voltaje y el criterio térmico.

Con respecto al criterio de caída de voltaje el NEC-11 especifica que las secciones de los conductores externos deben ser tales que las caídas de voltaje en ellos sean inferiores al 3% entre el generador fotovoltaico y los inversores en condición de máxima corriente [30].

A su vez según el apartado 5 de la ITC-BT-40 en España, ésta caída de voltaje no debe ser superior al 1.5% para la intensidad nominal pero hay que tener en cuenta de que entre los strings del campo fotovoltaico y los inversores, están colocados los strings box por lo que los conductores de cada parte se ajustarán a una caída de tensión específica que no supere el máximo especificado.

Por lo tanto se elige una caída de tensión máxima del 1.5% entre el generador fotovoltaico y los inversores a su vez que la caída de voltaje máxima de los conductores entre los módulos fotovoltaicos y los supervisores de strings será del 0.5% y el otro 1% corresponderá a la caída de voltaje máxima de los conductores entre los supervisores de strings y los módulos inversores en el cuarto de control.

La ecuación siguiente nos permite encontrar la sección del conductor en corriente continua que cumpla con las especificaciones de caída de voltaje deseadas.

$$S(\text{mm}^2) = \frac{2 \cdot L_{dc} \cdot I_{dc}}{\sigma \cdot \Delta V_{dc}}$$

Donde L_{dc} es la longitud del conductor, I_{dc} es la corriente nominal que habitualmente es la corriente en MPP del string, ΔV_{dc} es la caída de voltaje máxima permitida con respecto al voltaje máximo del string en MPP y el número 2 significa que se necesitan dos conductores (positivo y negativo) para el circuito, en el caso que la longitud de los conductores positivo y negativo no sea igual se quita el número 2 y la L_{dc} sería la suma de las longitudes de los dos conductores. [32]

Una vez obtenido este cálculo de sección se debe comprobar que se cumpla con el segundo criterio que es el criterio térmico, según el NEC-11 el conductor se debe seleccionar de tal forma que su ampacidad sea 1.25 veces la corriente de cortocircuito del string (I_{sc}). Con esto para la sección calculada con el criterio de caída de voltaje, la ampacidad debe ser inferior a la máxima

corriente permitida del conductor para sus condiciones nominales de servicio.
[30]

Una vez especificadas las condiciones procederemos a calcular primero las secciones de los conductores que van desde los strings hasta los supervisores de strings de cada subcampo y después calcularemos las secciones de los conductores que van desde los supervisores de strings hasta el cuarto de inversores.

- Subcampo 1

SUBCAMPO SC1								
String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)	String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)	String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)
A1	17 m	15.6 m	B1	12.8 m	11.4 m	C1	31.7 m	31.7 m
A2	12.8 m	11.4 m	B2	8.5 m	7.1 m	C2	12 m	12 m
A3	8.5 m	7.1 m	B3	1.5 m	1.5 m	C3	11.3 m	12.7 m
A4	1.5 m	1.5 m	B4	8.5 m	7.1 m	C4	7.1 m	8.5 m
A5	8.5 m	7.1 m	B5	12.8 m	11.4 m	C5	1.5 m	1.5 m
A6	12.8 m	11.4 m	B6	20.3 m	20.3 m	C6	7.1 m	8.5 m
A7	17 m	15.6 m	B7	16 m	16 m	C7	11.3 m	12.7 m
A8	20.3 m	20.3 m	B8	11.8 m	11.8 m	C8	15.7 m	17 m
A9	16 m	16 m	B9	16 m	16 m			
A10	11.8 m	11.8 m	B10	20.2 m	20.3 m			
A11	16 m	16 m	B11	34.4 m	34.4 m			
A12	20.3 m	20.3 m	B12	30.1 m	30.1 m			
A13	24.5 m	24.5 m	B13	26 m	26 m			
A14	26 m	26 m	B14	21.8 m	21.8 m			
A15	30.1 m	30.1 m	B15	26 m	26 m			
A16	34.4 m	34.4 m	B16	30.1 m	30.1 m			

Tabla A.5: Longitudes de los conductores de CC entre strings y supervisores de strings subcampo 1.

La Tabla A.5 nos presenta la longitud de los conductores tanto de polaridad positiva como negativa de los 40 strings que posee el subcampo 1. A continuación realizaremos el cálculo de la sección de los conductores del string B11 el cual posee la mayor longitud por conductor del subcampo.

$$S(\mathbf{B11}) = \frac{2 \cdot L_{dc} \cdot I_{dc}}{56 \cdot \Delta V_{dc}}$$

$$S(\mathbf{B11}) = \frac{2 \cdot 34.4 \text{ m} \cdot 8.39 \text{ A}}{56 \cdot 2.98 \text{ V}}$$

$$S(\mathbf{B11}) = 3.46 \text{ mm}^2$$

La sección del conductor según el criterio de caída de voltaje es de 3.46 mm², ahora dimensionaremos para cumplir el criterio de temperatura.

$$I_{cond \text{ max}} = 1.25 \cdot I_{SC} = 1.25 \cdot 8.92 \text{ A} = 11.15 \text{ A}$$

La capacidad de corriente del conductor se tiene que corregir con los siguientes factores:

Factor de 1.225: como factor de seguridad de distribución en corriente continua en conjunto de dos conductores.

Factor de corrección por temperatura: generalmente la temperatura en la parte posterior de los paneles es de alrededor de 70°C por lo que se debe elegir el factor de corrección para esta temperatura y este dato nos los da en fabricante del conductor y es de 0.91 para una temperatura de 70°C.

Air Temp. (°C)	50	55	60	65	70	75	80	85	90
Factor	1,08	1,04	1	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

Figura A.8: Tabla de factores de corrección a diversas temperaturas conductores TOPSOLAR. [31]

Factor de corrección: para instalación de conductores en ductos, en algunas partes del campo los conductores de strings irán enterrados en el suelo por lo que se usarán tuberías PVC y se usará un factor de corrección de 0,8 por este cometido.

Cross-section mm ²	Open air A	Surface A	Voltage drop V/A·km
1 x 2,5	41	33	23,0
1 x 4	55	44	14,3
1 x 6	70	57	9,49
1 x 10	98	79	5,46
1 x 16	132	107	3,47
1 x 25	176	142	2,23
1 x 35	218	176	1,58

Figura A.9: Tabla de secciones y corrientes de conductores TOPSOLAR. [31]

Para elegir finalmente la sección de nuestro conductor nos remitimos a la figura A.9 que son los valores de las secciones y ampacidades de los conductores dados por el fabricante.

Para una sección calculada de 3.46 mm² elegimos una sección comercial de 1x4 mm² cuya capacidad de corriente será de 44 A ya que los conductores irán enterrados en tuberías en algunas partes del campo, a esta corriente se le aplica los factores de corrección y el resultado es:

$$operación = 44 A \cdot 1.225 \cdot 0.91 \cdot 0.8 = 39.23 A$$

Finalmente esta corriente no debe ser inferior a la corriente de conductor máxima que es de 11.15 A por lo que se cumple esta condición y la sección del conductor será de 4 mm² entre el string B11 y el supervisor de string SSM-16.

Debido a que este cálculo se realizó para la longitud de conductor más larga del subcampo se recomienda que todos los conductores de los strings en el subcampo SC1 tengan una sección de 4 mm² ya que para el resto de longitudes tanto la caída de voltaje como la capacidad térmica y de corriente no superarán los límites antes mencionados.

String	Longitud conductor total (m)	I_{MPP} string (A)	V_{MPP} string (V)	% ΔV	Sección calculada (mm ²)	Sección recomendada (mm ²)
A1	32.6	8.39	596	0.50%	1.64	4
A2	24.2	8.39	596	0.50%	1.22	4
A3	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
A4	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
A5	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
A6	24.2	8.39	596	0.50%	1.22	4
A7	32.6	8.39	596	0.50%	1.64	4
A8	40.6	8.39	596	0.50%	2.04	4
A9	32	8.39	596	0.50%	1.61	4
A10	23.6	8.39	596	0.50%	1.19	4
A11	32	8.39	596	0.50%	1.61	4
A12	40.6	8.39	596	0.50%	2.04	4
A13	49	8.39	596	0.50%	2.46	4
A14	52	8.39	596	0.50%	2.61	4
A15	60.2	8.39	596	0.50%	3.03	4
A16	68.8	8.39	596	0.50%	3.46	4
B1	24.2	8.39	596	0.50%	1.22	4
B2	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
B3	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
B4	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
B5	24.2	8.39	596	0.50%	1.22	4
B6	40.6	8.39	596	0.50%	2.04	4
B7	32	8.39	596	0.50%	1.61	4
B8	23.6	8.39	596	0.50%	1.19	4
B9	32	8.39	596	0.50%	1.61	4
B10	40.6	8.39	596	0.50%	2.04	4
B11	68.8	8.39	596	0.50%	3.46	4
B12	60.2	8.39	596	0.50%	3.03	4
B13	52	8.39	596	0.50%	2.61	4
B14	43.6	8.39	596	0.50%	2.19	4
B15	52	8.39	596	0.50%	2.61	4
B16	60.2	8.39	596	0.50%	3.03	4
C1	63.4	8.39	596	0.50%	3.19	4
C2	24	8.39	596	0.50%	1.21	4
C3	24	8.39	596	0.50%	1.21	4
C4	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
C5	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
C6	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
C7	24	8.39	596	0.50%	1.21	4
C8	32.7	8.39	596	0.50%	1.64	4

Tabla A.6: Sección de conductores para el subcampo SC1.

- Subcampo 2

SUBCAMPO SC2								
String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)	String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)	String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)
A1	11.3m	12.7 m	B1	7.6 m	9 m	C1	21.2 m	19.9 m
A2	7.1 m	8.5 m	B2	1.5 m	1.5 m	C2	17m	15.6 m
A3	1.5 m	1.5 m	B3	16.5 m	16.5 m	C3	12.7 m	12.7 m
A4	7.1 m	8.5 m	B4	11.7 m	11.7 m	C4	8.5 m	8.5 m
A5	20.2 m	20.2 m	B5	25.7 m	25.7 m	C5	1.5 m	1.5 m
A6	16 m	16 m	B6	21.7 m	21.7 m	C6	8.5 m	8.5 m
A7	11.7 m	11.7 m	B7	27.6 m	27.6 m	C7	12.7 m	12.7 m
A8	16 m	16 m	B8	36.3 m	36.3 m	C8	17 m	17 m
A9	30.1 m	30.1 m	B9	31.6 m	31.6 m			
A10	26 m	26 m	B10	36.3 m	36.3 m			
A11	21.7 m	21.7 m	B11	45.5 m	45.5 m			
A12	26 m	26 m	B12	41.5 m	41.5 m			
A13	40 m	40 m	B13	46.2 m	46.2 m			
A14	35.8 m	35.8 m	B14	56.1 m	56.1 m			
A15	31.6 m	31.6 m	B15	51.4 m	51.4 m			
A16	35.8 m	35.8 m	B16	54.2 m	54.2 m			

Tabla A.7: Longitudes de los conductores de CC entre strings y supervisores de strings subcampo 2.

String	Longitud conductor total (m)	I_{MPP} string (A)	V_{MPP} string (V)	% ΔV	Sección calculada (mm ²)	Sección recomendada (mm ²)
A1	24	8.39	596	0.50%	1.21	4
A2	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
A3	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
A4	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
A5	40.4	8.39	596	0.50%	2.03	4
A6	32	8.39	596	0.50%	1.61	4
A7	23.4	8.39	596	0.50%	1.18	4
A8	32	8.39	596	0.50%	1.61	4
A9	60.2	8.39	596	0.50%	3.03	4
A10	52	8.39	596	0.50%	2.61	4
A11	43.4	8.39	596	0.50%	2.18	4
A12	52	8.39	596	0.50%	2.61	4
A13	80	8.39	596	0.50%	4.02	6
A14	71.6	8.39	596	0.50%	3.60	4
A15	63.2	8.39	596	0.50%	3.18	4
A16	71.6	8.39	596	0.50%	3.60	4
B1	16.6	8.39	596	0.50%	0.83	4
B2	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
B3	33	8.39	596	0.50%	1.66	4
B4	23.4	8.39	596	0.50%	1.18	4
B5	51.4	8.39	596	0.50%	2.58	4
B6	43.4	8.39	596	0.50%	2.18	4
B7	55.2	8.39	596	0.50%	2.78	4
B8	72.6	8.39	596	0.50%	3.65	4
B9	63.2	8.39	596	0.50%	3.18	4
B10	72.6	8.39	596	0.50%	3.65	4
B11	91	8.39	596	0.50%	4.58	6
B12	83	8.39	596	0.50%	4.17	6
B13	92.4	8.39	596	0.50%	4.65	6
B14	100.2	8.39	596	0.50%	5.64	6
B15	102.8	8.39	596	0.50%	5.17	6
B16	108.4	8.39	596	0.50%	5.45	6
C1	41.4	8.39	596	0.50%	2.08	4
C2	32.6	8.39	596	0.50%	1.64	4
C3	25.4	8.39	596	0.50%	1.28	4
C4	17	8.39	596	0.50%	0.85	4
C5	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
C6	17	8.39	596	0.50%	0.85	4
C7	25.4	8.39	596	0.50%	1.28	4
C8	34	8.39	596	0.50%	1.71	4

Tabla A.8: Sección de conductores para el subcampo SC2.

- Subcampo 3

SUBCAMPO SC3								
String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)	String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)	String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)
A1	7.6 m	9 m	B1	1.5 m	1.5 m	C1	7.6 m	9 m
A2	1.5 m	1.5 m	B2	7.6 m	9 m	C2	1.5 m	1.5 m
A3	7.6 m	9 m	B3	11.8 m	11.8 m	C3	16.5 m	16.5 m
A4	16.6 m	16.6 m	B4	16.5 m	16.5 m	C4	11.8 m	11.8 m
A5	11.8 m	11.8 m	B5	21.7 m	21.7 m	C5	21.7 m	21.7 m
A6	16.5 m	16.5 m	B6	26.4 m	26.4 m	C6	31.6 m	31.6 m
A7	26.4 m	26.4 m	B7	31.6 m	31.6 m	C7	41.5 m	41.5 m
A8	21.7 m	21.7 m	B8	36.3 m	36.3 m	C8	51.4 m	51.4 m
A9	26.4 m	26.4 m	B9	47.2 m	47.2 m			
A10	36.3 m	36.3 m	B10	41.5 m	41.5 m			
A11	31.6 m	31.6 m	B11	46.2 m	46.2 m			
A12	36.3 m	36.3 m	B12	52 m	52 m			
A13	46.2 m	46.2 m	B13	56.1 m	56.1 m			
A14	41.5 m	41.5 m	B14	51.4 m	51.4 m			
A15	56.1 m	56.1 m	B15	56.1 m	56.1 m			
A16	51.4 m	51.4 m	B16	61.3 m	61.3 m			

Tabla A.9: Longitudes de los conductores de CC entre strings y supervisores de strings subcampo 3.

String	Longitud conductor total (m)	I_{MPP} string (A)	V_{MPP} string (V)	% ΔV	Sección calculada (mm ²)	Sección recomendada (mm ²)
A1	16.6	8.39	596	0.50%	0.83	4
A2	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
A3	16.6	8.39	596	0.50%	0.83	4
A4	33.2	8.39	596	0.50%	1.67	4
A5	23.6	8.39	596	0.50%	1.19	4
A6	33	8.39	596	0.50%	1.66	4
A7	52.8	8.39	596	0.50%	2.65	4
A8	43.4	8.39	596	0.50%	2.18	4
A9	52.8	8.39	596	0.50%	2.65	4
A10	72.6	8.39	596	0.50%	3.65	4
A11	63.2	8.39	596	0.50%	3.18	4
A12	72.6	8.39	596	0.50%	3.65	4
A13	92.4	8.39	596	0.50%	4.65	6
A14	83	8.39	596	0.50%	4.17	6
A15	112.2	8.39	596	0.50%	5.64	6
A16	102.8	8.39	596	0.50%	5.17	6
B1	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
B2	16.6	8.39	596	0.50%	0.83	4
B3	23.6	8.39	596	0.50%	1.19	4
B4	33	8.39	596	0.50%	1.66	4
B5	43.4	8.39	596	0.50%	2.18	4
B6	52.8	8.39	596	0.50%	2.65	4
B7	63.2	8.39	596	0.50%	3.18	4
B8	72.6	8.39	596	0.50%	3.65	4
B9	94.4	8.39	596	0.50%	4.75	6
B10	83	8.39	596	0.50%	4.17	6
B11	92.4	8.39	596	0.50%	4.65	6
B12	104	8.39	596	0.50%	5.23	6
B13	112.2	8.39	596	0.50%	5.64	6
B14	102.8	8.39	596	0.50%	5.17	6
B15	112.2	8.39	596	0.50%	5.64	6
B16	122.6	8.39	596	0.50%	6.16	10
C1	9.6	8.39	596	0.50%	0.48	4
C2	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
C3	33	8.39	596	0.50%	1.66	4
C4	23.6	8.39	596	0.50%	1.19	4
C5	43.4	8.39	596	0.50%	2.18	4
C6	63.2	8.39	596	0.50%	3.18	4
C7	83	8.39	596	0.50%	4.17	6
C8	102.8	8.39	596	0.50%	5.17	6

Tabla A.10: Sección de conductores para el subcampo SC3.

- Subcampo 4

SUBCAMPO SC4								
String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)	String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)	String	Longitud conductor (+)	Longitud conductor (-)
A1	7.1 m	8.5 m	B1	1.5 m	1.5 m	C1	7.6 m	9 m
A2	1.5 m	1.5 m	B2	7.1 m	8.5 m	C2	1.5 m	1.5 m
A3	7.1 m	8.5 m	B3	11.7 m	11.7 m	C3	16.5 m	16.5 m
A4	11.3 m	12.7 m	B4	16 m	16 m	C4	11.8 m	11.8 m
A5	16 m	16 m	B5	21.7 m	21.7 m	C5	26.4 m	26.4 m
A6	11.7 m	11.7 m	B6	26 m	26 m	C6	21.7 m	21.7 m
A7	16 m	16 m	B7	31.6 m	31.6 m	C7	36.3 m	36.3 m
A8	20.2 m	20.2 m	B8	35.8 m	35.8 m	C8	31.6 m	31.6 m
A9	26 m	26 m	B9	10.3 m	11.8 m			
A10	21.7 m	21.7 m	B10	19.2 m	19.2 m			
A11	26 m	26 m	B11	29.1 m	29.1 m			
A12	30.1 m	30.1 m	B12	39 m	39 m			
A13	35.8 m	35.8 m	B13	49 m	49 m			
A14	31.6 m	31.6 m	B14	58.8 m	58.8 m			
A15	35.8 m	35.8 m	B15	54.7 m	56.1 m			
A16	40 m	40 m	B16	63.6 m	63.6 m			

Tabla A.11 Longitudes de los conductores de CC entre strings y supervisores de strings subcampo 4.

String	Longitud conductor total (m)	I_{MPP} string (A)	V_{MPP} string (V)	% ΔV	Sección calculada (mm ²)	Sección recomendada (mm ²)
A1	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
A2	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
A3	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
A4	24	8.39	596	0.50%	1.21	4
A5	32	8.39	596	0.50%	1.61	4
A6	23.4	8.39	596	0.50%	1.18	4
A7	32	8.39	596	0.50%	1.61	4
A8	40.4	8.39	596	0.50%	2.03	4
A9	52	8.39	596	0.50%	2.61	4
A10	43.4	8.39	596	0.50%	2.18	4
A11	52	8.39	596	0.50%	2.61	4
A12	60.2	8.39	596	0.50%	3.03	4
A13	71.6	8.39	596	0.50%	3.60	4
A14	63.2	8.39	596	0.50%	3.18	4
A15	71.6	8.39	596	0.50%	3.60	4
A16	80	8.39	596	0.50%	4.02	6
B1	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
B2	15.6	8.39	596	0.50%	0.78	4
B3	23.4	8.39	596	0.50%	1.18	4
B4	32	8.39	596	0.50%	1.61	4
B5	43.4	8.39	596	0.50%	2.18	4
B6	52	8.39	596	0.50%	2.61	4
B7	63.2	8.39	596	0.50%	3.18	4
B8	71.6	8.39	596	0.50%	3.60	4
B9	22.1	8.39	596	0.50%	1.11	4
B10	38.4	8.39	596	0.50%	1.93	4
B11	58.2	8.39	596	0.50%	2.93	4
B12	78	8.39	596	0.50%	3.92	4
B13	98	8.39	596	0.50%	4.93	6
B14	117.6	8.39	596	0.50%	5.91	6
B15	110.8	8.39	596	0.50%	5.57	6
B16	127.2	8.39	596	0.50%	6.40	10
C1	16.6	8.39	596	0.50%	0.83	4
C2	3	8.39	596	0.50%	0.15	4
C3	33	8.39	596	0.50%	1.66	4
C4	23.6	8.39	596	0.50%	1.19	4
C5	52.8	8.39	596	0.50%	2.65	4
C6	43.4	8.39	596	0.50%	2.18	4
C7	72.6	8.39	596	0.50%	3.65	4
C8	63.2	8.39	596	0.50%	3.18	4

Tabla A.12: Sección de conductores para el subcampo SC4.

Una vez calculadas las secciones de todos los conductores que van desde los strings hasta las cajas supervisoras de strings se procede a calcular las secciones de los conductores que van entre los strings box y los inversores.

En este caso elegiremos los conductores flexibles TOPSOLAR PV XZ-K a 1.8 kV CC los cuales cumplen con las especificaciones anteriormente descritas, estos conductores son recomendados para la instalación entre los supervisores de strings y los inversores. Las especificaciones completas se encuentran en el Anexo 3 de este documento.

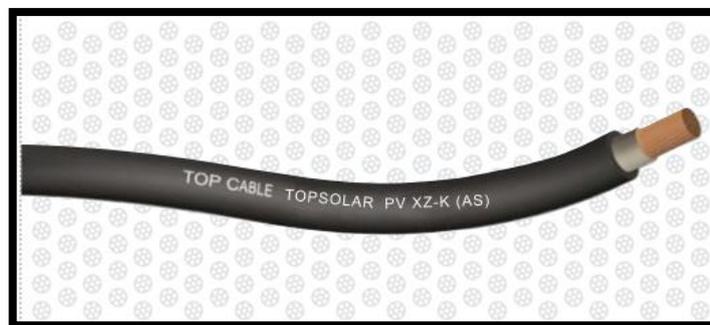


Figura A.10: Conductor TOPSOLAR PV XZ-K. [31]

Como ejemplo calcularemos la sección de los conductores entre el string box SSM-16 agrupación A del subcampo 1 (SC1) cuya longitud total de conductor (polaridad positiva y negativa) es de 155.69 m.

A esta longitud se la multiplica por un factor de seguridad el cual será de 1.10 para longitudes de conductores mayores a 100 m y de 1.15 para longitudes menores a 100 m, el resultado de esta operación es la distancia de conductor que se utilizará en cálculo de la sección del mismo.

$$L_{Factor\ seguridad} = 155.69\ m \cdot 1.10 = 171.26\ m$$

Con respecto al criterio de caída de voltaje como ya se explicó anteriormente la caída de voltaje máxima para estos conductores será del 1% a la vez que la corriente nominal de operación será la suma de las corrientes en punto de

máxima potencia de todos los strings conectados a este supervisor de ramas en paralelo que en este caso serán 16 strings, la sección calculada de los conductores será:

$$S = \frac{L_{factor\ seguridad} \cdot I_{dc}}{56 \cdot \Delta V_{dc}}$$

$$S = \frac{171.26\ m \cdot 134.24\ A}{56 \cdot 0.01 \cdot 596\ V}$$

$$S = 69.88\ mm^2$$

La sección del conductor según el criterio de caída de voltaje es de 69.88 mm², ahora dimensionaremos para cumplir el criterio de temperatura.

$$I_{cond\ max} = 1.25 \cdot I_{SC} \cdot 16\ strings = 1.25 \cdot 142.72\ A = 178.4\ A$$

La capacidad de corriente del conductor se tiene que corregir con los siguientes factores:

Factor de 1.225: como factor de seguridad de distribución en corriente continua en conjunto de dos conductores.

En este caso no se considerara un factor de corrección por temperatura ya que estos conductores no irán en la parte posterior de los paneles y no soportarán las temperaturas que se generan en ese lugar.

Factor de corrección para instalación de conductores en ductos: ya que los conductores irán enterrados por lo que se usarán tuberías PVC y se usará un factor de corrección de 0.8 por este cometido.

TOP SOLAR XZ-K (AS)					
DIMENSIONES					
Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 16	8,8	185	105	91	3,09
1 x 25	10,8	281	140	116	1,99
1 x 35	11,9	375	174	140	1,41
1 x 50	13,8	523	210	166	0,984
1 x 70	15,5	711	269	204	0,694
1 x 95	17,6	931	327	241	0,525
1 x 120	19,2	1.166	380	275	0,411
1 x 150	21,5	1.448	438	311	0,329
1 x 185	23,9	1.750	500	348	0,270
1 x 240	26,9	2.283	590	402	0,204
1 x 300	29,6	2.864	681	455	0,163

Figura A.11: Tabla de secciones y corrientes de conductores TOPSOLAR. [31]

Para elegir finalmente la sección de nuestro conductor nos remitimos a la figura A.11 que son los valores de las secciones y ampacidades de los conductores dados por el fabricante.

Para una sección calculada de 69.88 mm² elegimos una sección comercial de 1x70 mm² cuya capacidad de corriente será de 204 A ya que los conductores irán enterrados en tuberías, a esta corriente se le aplica los factores de corrección y el resultado es:

$$I_{operación} = 204 A \cdot 1.225 \cdot 0.8 = 199.92 A$$

Finalmente esta corriente no debe ser inferior a la corriente de conductor máxima que es de 178.4 A por lo que se cumple esta condición y la sección del conductor será de 70 mm² entre el string box SSM-16-A y el inversor Sunny Central 200 del subcampo 1.

A continuación se muestra una tabla con todas las secciones de los conductores recomendadas para la instalación.

Subcampo	String Box	Distancia Conduct. (m)	Factor de seguridad	Distancia Conductores con FS (m)	I _{MPP} string box (A)	V _{MPP} string (V)	% ΔV	Sección calculada (mm ²)	Sección aplicada (mm ²)
Subcampo 1 (SC1)	SSM-16-A	155.69	1.10	171.26	134.24	596	1%	68.88	70
	SSM-16-B	97.05	1.15	111.61	134.24	596	1%	44.89	70
	SSM-8-C	112.38	1.10	123.62	67.12	596	1%	24.86	25
Subcampo 2 (SC2)	SSM-16-A	161.33	1.10	177.46	134.24	596	1%	71.38	95
	SSM-16-B	130.97	1.10	144.07	134.24	596	1%	57.94	70
	SSM-8-C	134.64	1.10	148.10	67.12	596	1%	29.78	35
Subcampo 3 (SC3)	SSM-16-A	101.86	1.10	112.05	134.24	596	1%	45.07	70
	SSM-16-B	85.4	1.15	98.21	134.24	596	1%	39.50	70
	SSM-8-C	123.4	1.10	135.74	67.12	596	1%	27.30	35
Subcampo 4 (SC4)	SSM-16-A	79.24	1.15	91.13	134.24	596	1%	36.65	70
	SSM-16-B	54.06	1.15	62.17	134.24	596	1%	25.00	70
	SSM-8-C	61.68	1.15	70.93	67.12	596	1%	14.26	25

Tabla A.13: Sección de conductores tramo entre los strings box y los inversores.

A2.4 Cálculo de la sección de conductores en la parte de CA

Una vez que la energía producida por el campo generador fotovoltaico ha sido acondicionada por los inversores Sunny Central 200 para ser transmitida en corriente alterna, dicha transmisión de potencia hacia la red de distribución se debe realizar mediante conductores diseñados para la transmisión en CA. Existirán tres tipos de sección de conductores en CA para llevar la potencia desde los inversores hasta las celdas de media tensión de la planta y estos son:

- Tramo 1: Desde la salida de los inversores hasta el panel de interconexión
- Tramo 2: Desde el panel de interconexión, pasando por el panel de protección general y medida, hasta los bornes de baja tensión del transformador de distribución
- Tramo 3: Desde los bornes de media tensión del transformador de distribución hasta las celdas de protección y posición de línea de media tensión

Antes de proceder a encontrar las secciones de los conductores se presentan las características de los conductores para los tramos 1 y 2 en baja tensión que escogeremos:

- Fabricante: Electrocables
- Tipo: THW
- Características: Conductores utilizados para circuitos de fuerza donde se requiera de mayor seguridad. Este tipo de conductor puede ser usado en lugares secos y húmedos.
- Temperatura máxima de operación: 75°C
- Tensión de servicio: 600 V
- Material: Cobre
- Aislante: Cloruro de Polivinilo (PVC)

- **Sección de conductor Tramo 1**

En esta sección la corriente nominal a la salida de cada inversor es de 289 A trifásicos, se usará un conductor neutro de igual sección que los conductores de fase por razones ya explicadas en el Capítulo 3 sección 3.11 de este documento.

La sección de conductor a escoger será la siguiente:

$$I_z \geq I'_z = \frac{I_n}{K_m \cdot K_n \cdot K_t}$$

Donde:

I_n : Corriente nominal del circuito (corriente de uso)

I_z : Corriente admisible del conductor

K_m : Coeficiente de modo de instalación

K_n : Coeficiente que toma en cuenta el número de cables instalados juntos

K_t : Coeficiente que toma en cuenta la temperatura ambiente y el tipo de cable

El coeficiente K_m será 0.95 debido a que los conductores serán aislados, no situados en conductos e instalados en canaletas.

El factor de corrección K_n será de 0.65 debido a que existirán 4 circuitos (4 inversores) de 4 conductores por circuito; los cables serán unipolares aislados y su instalación será empotrada en el suelo.

El coeficiente K_t depende de la temperatura ambiente y del material aislante del conductor. Los conductores serán THW con aislante de PVC. Para una temperatura ambiente de 40 °C (debido a que se encontrarán en el cuarto de Inversores y estos disipan calor) el coeficiente será de 0.87.

Una vez escogidos los coeficientes se encontrará la corriente admisible de los conductores y esta será:

$$I'_z = \frac{I_n}{K_m \cdot K_n \cdot K_t} = \frac{289 \text{ A}}{0.95 \cdot 0.65 \cdot 0.87} = 537.94 \text{ A}$$

La corriente admisible para elegir la sección de los conductores debe ser mayor a 537.94 A por lo que para esta capacidad de corriente los conductores tendrán una sección de 107.20 mm² calibre **AWG 4/0** cuya capacidad de corriente es de 360 A.

- **Sección de conductor Tramo 2**

En esta sección la corriente nominal a la salida de las barras de interconexión es de 1156 A trifásicos, también se usará un conductor neutro de igual sección que los conductores de fase.

Al igual que la sección anterior se escogerán los coeficientes para la situación ahora planteada.

El coeficiente K_m será 0.99 debido a que los conductores serán aislados, no situados en conductos e instalados en canaletas.

El factor de corrección K_n será de 0.88 debido a que existirán 2 conductores por fase; los cables serán unipolares aislados y su instalación será sobre repisas con recorrido vertical y horizontal.

El coeficiente K_t depende de la temperatura ambiente y del material aislante del conductor. Los conductores serán THW con aislante de PVC. Para una temperatura ambiente de 40 °C el coeficiente será de 0.87.

Una vez escogidos los coeficientes se encontrará la corriente admisible de los conductores y esta será:

$$I'_z = \frac{I_n}{K_m \cdot K_n \cdot K_t} = \frac{1,156 \text{ A}}{0.99 \cdot 0.88 \cdot 0.87} = 1,508.04 \text{ A}$$

La corriente admisible para elegir la sección de los conductores debe ser mayor a 1,508 A por lo que, para ésta capacidad de corriente se usarán dos conductores por fase y cada conductor tendrán una sección de 355 mm² calibre **AWG 700 MCM** cuya capacidad de corriente es de 755 A.

- **Sección de conductor Tramo 3**

En este tramo se utilizarán conductores de media tensión y las características serán las siguientes:

- Fabricante: Incoreacables
- Tipo: XLPE
- Características: Permite su uso en sistemas de instalación fija, exterior, sobre bandejas, en ductos o directamente enterrados.
- Temperatura máxima de operación: 90°C
- Temperatura de sobrecarga: 130°C
- Temperatura de cortocircuito: 250°C

- Tensión de servicio: 15 kV
- Nivel de aislamiento: 100%
- Pantalla electrostática: compuestas de alambres aplicados helicoidalmente sobre semiconductor exterior.
- Material: Cobre blando
- Aislante: Polietileno reticulado retardante extra limpio

En esta sección la corriente nominal a la salida del transformador estará dada por la relación de vueltas del mismo y será:

$$\frac{V_{MT}}{V_{BT}} = \frac{I_{BT}}{I_{MT}}$$

$$\frac{13.8 \text{ kV}}{400 \text{ V}} = \frac{1156 \text{ A}}{I_{MT}}$$

$$I_{MT} = \mathbf{33.5 \text{ A}}$$

Al igual que la sección anterior se escogerán los coeficientes para la situación ahora planteada.

El coeficiente K_m será 0.95 debido a que los conductores serán aislados, no situados en conductos e instalados en canaletas.

El factor de corrección K_n será de 1.00 debido a que existirá 1 solo circuito de 3 conductores con neutro a tierra; los cables serán unipolares aislados y su instalación será empotrada en el suelo.

El coeficiente K_t depende de la temperatura ambiente y del material aislante del conductor. Los conductores serán XLPE con aislante de PR/EPR. Para una temperatura ambiente de 40 °C el coeficiente será de 0.91.

Una vez escogidos los coeficientes se encontrará la corriente admisible de los conductores y esta será:

$$I'_z = \frac{I_n}{K_m \cdot K_n \cdot K_t} = \frac{33.5 \text{ A}}{0.99 \cdot 1.00 \cdot 0.91} = 37.18 \text{ A}$$

La corriente admisible para elegir la sección de los conductores debe ser mayor a 37.2 A pero debido a que la capacidad mínima de corriente para este tipo de conductores es de 195 A se escoge la sección mínima que se dispone en el mercado que es de 33.54 mm² calibre **2 AWG**.

Tramo	Distancia aprox. cada conductor	Tipo	Voltaje	Calibre (AWG)	Conductores por fase
1	20 m	THW	600 V	4/0	1
2	20 m	THW	600 V	700 MCM	2
3	15 m	XLPE	15 kV	2	1

Tabla A.14: Tabla resumen sección de conductores en la parte CA de la planta generadora.

A2.5 Canalizaciones y cajas de revisión

El cableado que va desde los módulos fotovoltaicos (strings) hasta el supervisor de strings será colocado en canaletas metálicas que pasarán por debajo de las estructuras que contienen los módulos fotovoltaicos tal como se observa en la figura A.12. Estas canaletas deben tener como mínimo una resistencia a la corrosión que sea equivalente a la que es exigida a otros sistemas de canalización de conductores como son tubos metálicos o bandejas. A su vez existirá separación entre el conductor positivo (rojo) y negativo (negro) para evitar fallas por cortocircuito en caso de pérdida de aislamiento en los cables.



Figura A.12: Ejemplo de uso de canaletas metálicas para conducción de cableado.

[33]

Cuando los conductores lleguen al final de las estructuras de string estos se canalizarán por tuberías hasta llegar a la ubicación del supervisor de string. Los conductores que van desde los supervisores de string hasta los inversores se canalizarán por tuberías en todo el trayecto.

Según la Norma Ecuatoriana de Construcción (NEC-11) las tuberías por donde será conducido el cableado deberá ser tipo conduit de material PVC y se considerará que la suma de la secciones de los conductores que se transportarán no debe superar el 40% de la sección de la tubería.

Existirán 8 cajas de revisión y en dichas cajas llegarán las tuberías que contendrán los conductores de los diferentes supervisores de strings y el cable de comunicaciones.

ANEXO 3

HOJA DE DATOS DE EQUIPOS Y COMPONENTES

YGE 60 CELL SERIES 2



18.0%

EFICIENCIA DE LA CELDA

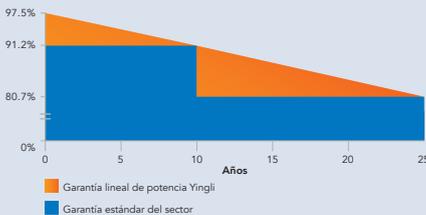
10 AÑOS

GARANTÍA DE PRODUCTO

0-5W

TOLERANCIA DE POTENCIA

Garantía lineal a 25 años



CALIDAD PROBADA EN UNA NUEVA DIMENSIÓN

Probados de manera independiente para garantizar su calidad y fiabilidad a largo plazo. Millones de módulos fotovoltaicos instalados en todo el mundo demuestran el liderazgo de Yingli en el sector.



Durabilidad

Módulos fotovoltaicos duraderos, probados independientemente en condiciones ambientales adversas tales como la exposición al ambiente salino, amoníaco y factores de riesgo del PID.



Cristal avanzado

Nuestro cristal de alta transmisión cuenta con una capa antirreflejante única que permite dirigir más luz hacia las celdas solares, resultando en una mayor producción energética.



Tamaño de módulo más vendido

Opción preferida de millones de bancos e inversionistas, este tamaño es perfecto para casi todas las aplicaciones.



Resistente al PID

Probado conforme a la norma IEC 62804, nuestros módulos fotovoltaicos han demostrado ser resistentes al PID (Degradación por Potencia Inducida), que se traduce en seguridad para su inversión.

Yingli Green Energy

Yingli Green Energy Holding Company Limited (NYSE:YGE), conocida como "Yingli Solar", es uno de los fabricantes líderes de paneles solares con la misión de ofrecer energía verde asequible para todos. Con más de 50 millones de paneles solares mundialmente, Yingli Solar hace posible la energía solar en comunidades en todo el mundo gracias a su experiencia global en fabricación y logística para abordar retos locales específicos.

YGE 60 CELL SERIES 2

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Parámetros eléctricos en condiciones de prueba estándar (STC)

Tipo de módulo	YLxxxP-29b (xxx=P _{max})						
	P _{max}	W	270	265	260	255	250
Potencia de salida	P _{max}	W	270	265	260	255	250
Tolerancias de potencia de salida	P _{max}	W	0 / + 5				
Eficiencia del módulo	η _m	%	16.6	16.3	16.0	15.7	15.4
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	30.7	30.5	30.3	30.0	29.8
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	8.80	8.70	8.59	8.49	8.39
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	37.9	37.8	37.7	37.7	37.6
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	9.27	9.18	9.09	9.01	8.92

STC: 1000 W/m² de irradiancia, 25°C de temperatura de célula, espectro AM 1.5g conforme a la EN 60904-3. Reducción media de la eficiencia relativa de 3,3% a 200 W/m² según la EN 60904-1.

Parámetros eléctricos a temperatura operativa nominal de la célula (TONC)

Tipo de módulo	YLxxxP-29b (xxx=P _{max})						
	P _{max}	W	196.9	193.3	189.7	186.0	182.4
Potencia de salida	P _{max}	W	196.9	193.3	189.7	186.0	182.4
Tensión en P _{max}	V _{mpp}	V	28.0	27.8	27.6	27.4	27.2
Intensidad en P _{max}	I _{mpp}	A	7.04	6.96	6.87	6.79	6.71
Tensión en circuito abierto	V _{oc}	V	35.0	34.9	34.8	34.8	34.7
Intensidad en cortocircuito	I _{sc}	A	7.49	7.42	7.35	7.28	7.21

TONC: temperatura operativa del módulo en circuito abierto a 800 W/m² de irradiancia, 20°C de temperatura ambiente y 1m/s de velocidad del viento.

CARACTERÍSTICAS TÉRMICAS

Temperatura operativa nominal de la célula	TONC	°C	46 +/- 2
Temperatura coeficiente de P _{max}	γ	%/°C	-0.42
Temperatura coeficiente de V _{oc}	β _{Voc}	%/°C	-0.32
Temperatura coeficiente de I _{sc}	α _{Isc}	%/°C	0.05
Temperatura coeficiente de V _{mpp}	β _{Vmpp}	%/°C	-0.42

CONDICIONES OPERATIVAS

Tensión máxima del sistema	1000V _{DC}
Valor máximo del fusible en serie	15A
Limitación de corriente inversa	15A
Rango de temperatura de funcionamiento	-40°C to 85°C
Máxima carga estática frontal (ej. nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (ej. viento)	2400Pa
Máx. impacto por granizo (diámetro/velocidad)	25mm / 23m/s

MATERIALES DE CONSTRUCCIÓN

Cubierta frontal (material / espesor)	Vidrio templado de bajo contenido en hierro / 3,2 mm
Célula solar (cantidad / tipo / dimensiones / número de busbar)	60/ silicio multicristalino / 156 mm x 156 mm/ 2 o 3
Marco (material / color / color de anodizado / sellado de bordes)	Aluminio anodizado / plata / claro / adhesivo
Caja de conexiones (grado de protección)	≥ IP65
Cable (longitud / sección transversal)	1000mm / 4mm ²
Conector (tipo / grado de protección)	MC4 / IP67 or YT08-1 / IP67 o Amphenol H4 / IP68

- Debido a la continua innovación, investigación y mejora del producto, la información y las especificaciones citadas en esta hoja de características están sujetas a cambios sin previo aviso. Las especificaciones pueden variar ligeramente y no están garantizadas.
- Los datos no están referidos a un único módulo y no forman parte de la oferta, sirven solo para su comprobación entre diferentes tipos de módulos.

CUALIFICACIONES Y CERTIFICADOS

IEC 61215, IEC 61730, MCS, MCS, ISO 9001:2008, ISO 14001:2004, BS OHSAS 18001:2007, PV Cycle, SA 8000



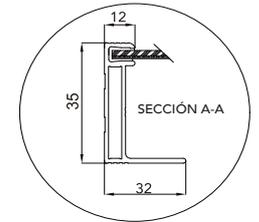
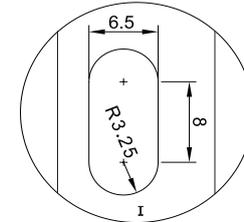
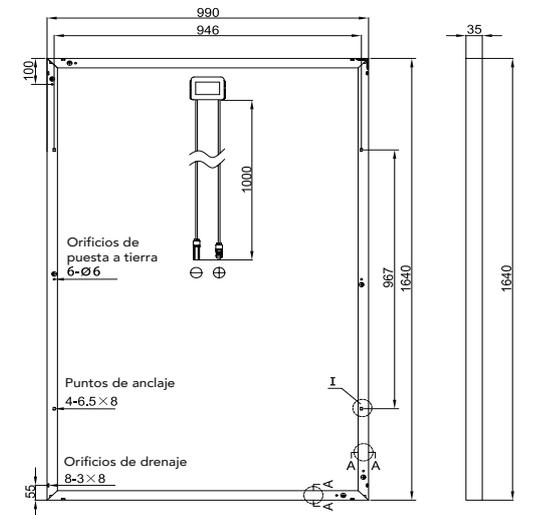
CARACTERÍSTICAS GENERALES

Dimensiones (Longitud/Ancho/Alto)	1640mm / 990mm / 35mm
Peso	18.5kg

ESPECIFICACIONES DE EMBALAJE

Número de módulos por palé	29
Número de palés por contenedor de 40'	28
Dimensiones de la caja de embalaje (Longitud/Ancho/Alto)	1700mm / 1135mm / 1165mm
Peso de la caja	568kg

Unidad: mm



Advertencia: Lea el Manual de Instalación y Uso en su totalidad antes de manejar, instalar u operar módulos de Yingli Solar.

Partners de Yingli:



Yingli Green Energy Americas

LatAm-info@yingliamericas.com

YINGLISOLAR.COM





Seguro

- Magnetotérmico de CC con rearme automático
- Protección contra sobretensión en los lados de CC y de CA

Comunicativo

- Consultas a distancia de manera sencilla mediante acceso remoto
- Envío de avisos de estado por correo electrónico o mensaje de texto al móvil

Opcional

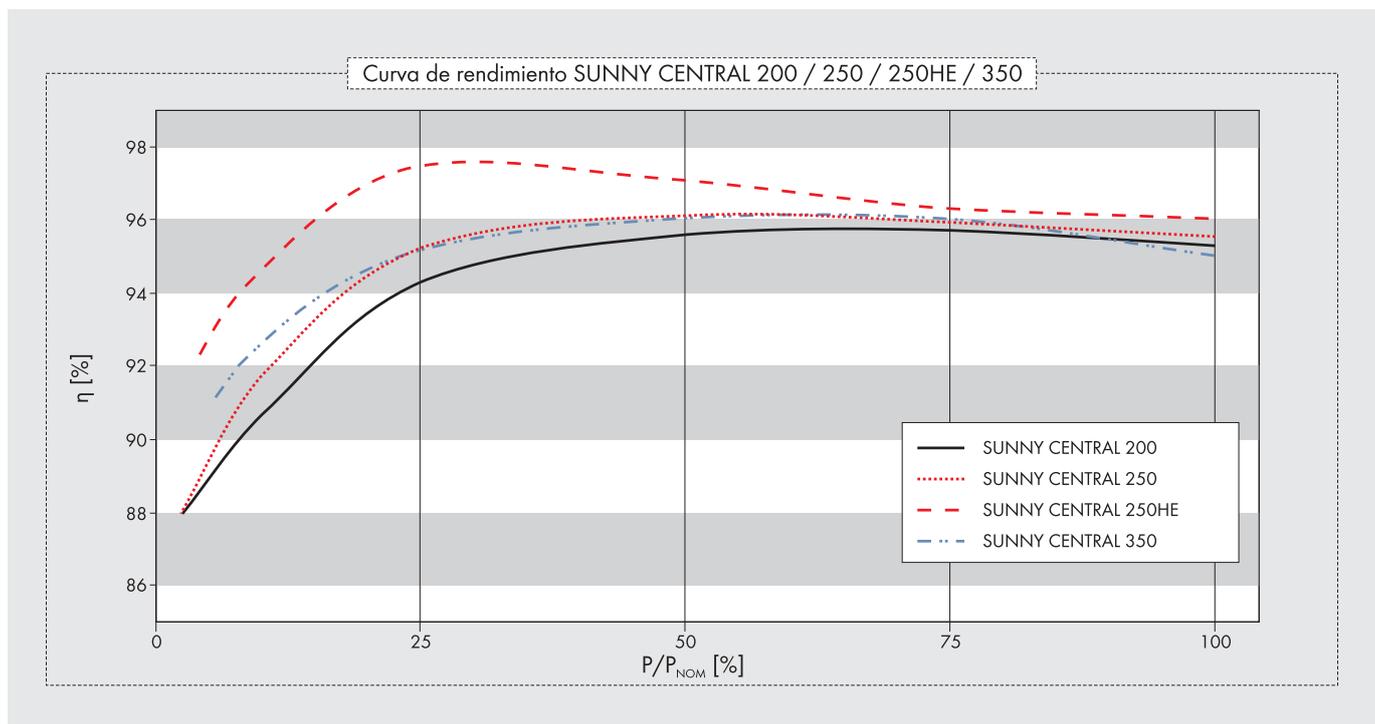
- Monitorización de corriente String
- Rango de tensión CC de entrada ampliado hasta 1000 V

SUNNY CENTRAL 200 / 250 / 250HE / 350

Contacto directo a la red de baja tensión

La mejor opción para uso en plantas solares de medianas y grandes dimensiones. Los Sunny Central 200, 250 y 350 brindan a los operadores de la instalación óptimos rendimientos energéticos, especialmente en instalaciones en campo abierto o sobre cubiertas de estructura homogénea. En el lado de CC, los inversores centrales tienen cinco, ocho o doce entradas con fusible para de distribución de CC. En el lado de CA se pueden conectar varios Sunny Central entre sí. De esta manera, se posibilitan potencias de generador de varios megavatios. Mientras que los Sunny Central 200, 250 y 350 se inyectan directamente en el nivel de red de baja tensión, el Sunny Central 250HE se puede conectar inmediatamente a un transformador de tensión media.

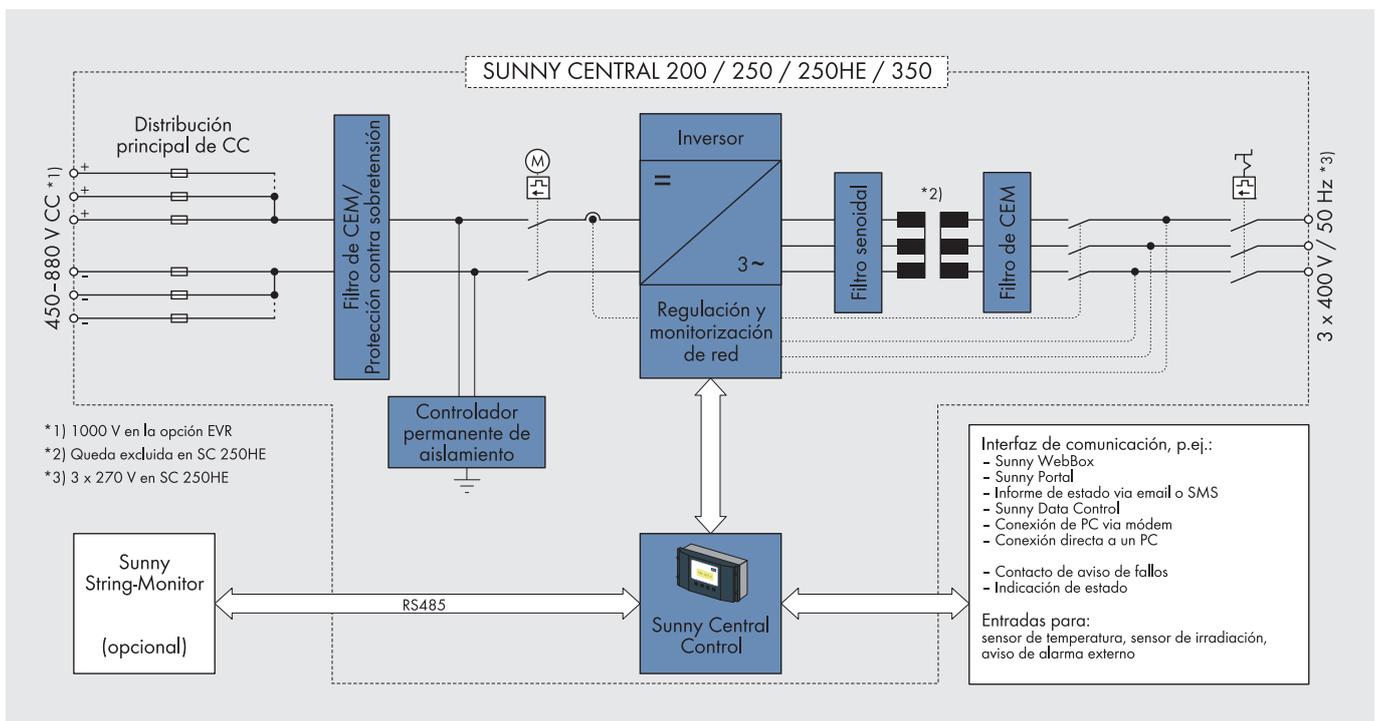
Datos técnicos	Sunny Central 200	Sunny Central 250	Sunny Central 250HE	Sunny Central 350
Valores de entrada				
Potencia nominal de CC	210 kW	262 kW	261 kW	369 kW
Potencia máxima de CC	230 kW _p ¹⁾	290 kW _p ¹⁾	285 kW _p ¹⁾	405 kW _p ¹⁾
Rango de tensión MPP	450 V - 820 V ⁵⁾			
Tensión máx. de CC	880 V	880 V	880 V	880 V
Corriente continua máx.	472 A	591 A	591 A	800 A
No. de entradas de CC	5	8	8	12
Parámetros de salida				
Potencia nominal de CA	200 kW	250 kW	250 kW	350 kW
Potencia máx. de CA	200 kW	250 kW	250 kW	350 kW
Tensión nominal de CA	400 V	400 V	270 V	400 V
Corriente nominal de CA	289 A	361 A	535 A	505 A
Frecuencia de red de CA 50 Hz	●	●	●	●
Frecuencia de red de CA 60 Hz	●	●	●	●
Máx. cos φ	> 0,98	> 0,98	> 0,98	> 0,98
Coefficiente de distorsión máx.	< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
Consumo de potencia				
Autoconsumo en funcionamiento	< 1000 W	< 1500 W	< 1500 W	< 2500 W
Consumo en stand-by	< 70 W	< 80 W	< 80 W	< 70 W
Tensión auxiliar externa	230 V, 50/60Hz	400 V, 50/60 Hz	400 V, 50/60 Hz	400 V, 50/60 Hz
Fusible de entrada exterior para alimentación auxiliar	B 16 A, 1 polos	B 16 A, 3 polos	B 16 A, 3 polos	B 16 A, 3 polos
Dimensiones y peso				
Altura	2120 mm ⁴⁾	2120 mm ⁴⁾	2120 mm ⁴⁾	2120 mm ⁴⁾
Ancho	2000 mm	2400 mm	2400 mm	2800 mm
Profundidad	850 mm	850 mm	850 mm	850 mm
Peso	1600 kg	2070 kg	1170 kg	2800 kg
Coefficiente de rendimiento²⁾				
Rendimiento máx.	95,7 %	96,1 %	97,5 %	96,0 %
Rendimiento europeo	94,5 %	95,2 %	96,7 %	95,2 %
Clase de protección y condiciones ambientales				
Clase de protección (según CEI 60529)	IP20	IP20	IP20	IP20
Rango de temperatura de servicio	-20 °C ... +40 °C			
Humedad rel. del aire	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %	15 % ... 95 %
Consumo de aire fresco	3300 m ³ /h	4200 m ³ /h	3500 m ³ /h	6500 m ³ /h
Altitud máx. sobre el nivel del mar (NN)	1000 m	1000 m	1000 m	1000 m



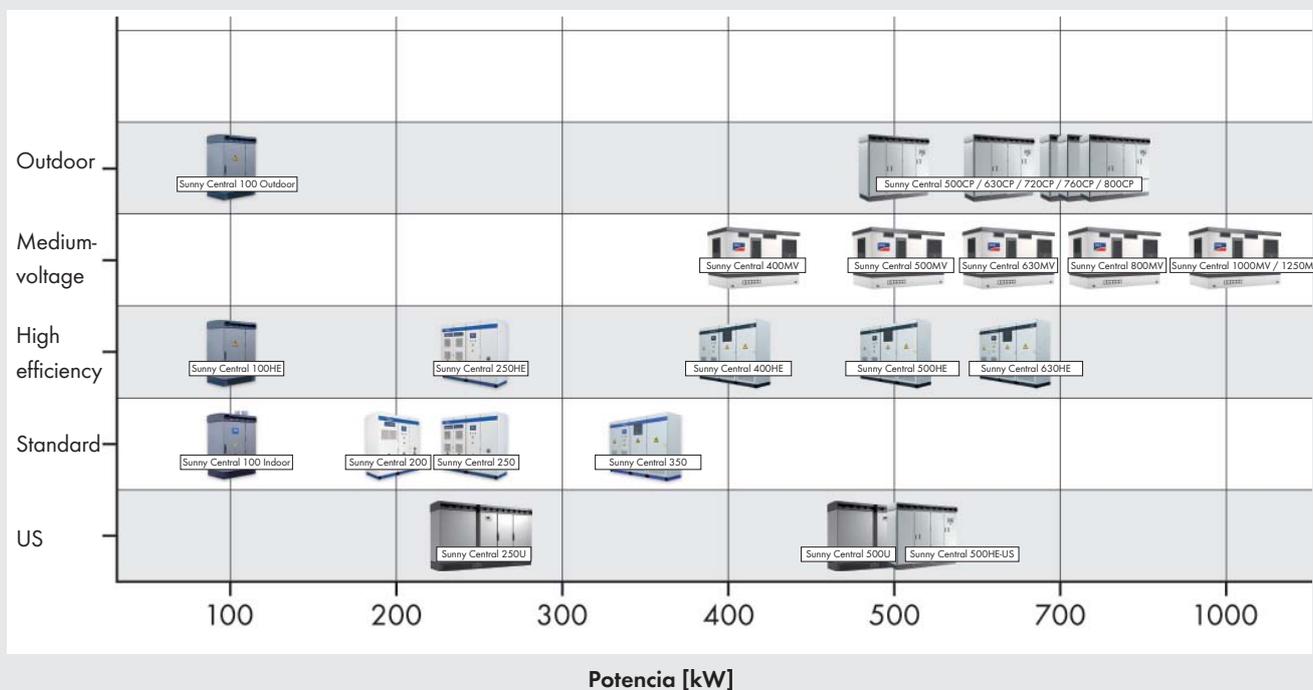
	Sunny Central 200	Sunny Central 250	Sunny Central 250HE	Sunny Central 350
Características				
Display (SCC)	●	●	●	●
Monitorización de toma a tierra	●	●	●	●
Calefacción	●	●	●	●
Interruptor de emergencia	●	●	●	●
Interruptor de potencia en el lado de CA	●	●	Seccionador para ruptura de carga	●
Interruptor de potencia en el lado de CC	con accionamiento por motor			
Descargadores de sobretensión de CA monitorizados	● (no con red TT)	● (no con red TT)	●	● (no con red TT)
Descargadores de sobretensión de CC monitorizados	●	●	●	●
Descargadores de sobretensión monitorizados, alimentación auxiliar	● (no con red TT)	● (no con red TT)	●	● (no con red TT)
Interfaces de SCC (Sunny Central Control)				
Comunicación (NET-Piggy-Back, opcional)	Análogo, ISDN, Ethernet	Análogo, ISDN, Ethernet	Análogo, ISDN, Ethernet	Análogo, ISDN, Ethernet
Entradas analógicas	1 x PT 100, 2 x A _{in} ³⁾	1 x PT 100, 2 x A _{in} ³⁾	1 x PT 100, 2 x A _{in} ³⁾	1 x PT 100, 2 x A _{in} ³⁾
Protección de sobretensión para entradas analógicas	○	○	○	○
Conexión del Sunny String-Monitor (COM1)	RS485	RS485	RS485	RS485
Conexión PC (COM3)	RS232	RS232	RS232	RS232
Contacto libre de potencial (alarmas de fallos externos)	1	1	1	1
Certificados / inscripciones				
CEM	EN 61000-6-2 EN 61000-6-4			
Conformidad CE	●	●	●	●
Conforme a la EEG ⁶⁾	●	●	●	●
RD 1633 / 2000	●	●	●	●
● De serie ○ Opcional – no disponible				
Modelo comercial	SC 200	SC 250	SC 250HE	SC 350

- 1) Datos válidos para valores de radiación = 1000 (kWh/(kWp x año))
- 2) Rendimiento medido sin autoalimentación a $U_{CC} = 500 V$
- 3) Conexión para un sensor analógico, con técnica de dos y cuatro conductores, por parte del cliente
- 4) En la opción EVR, el armario de distribución se elevará 210 mm.
- 5) $U_{CC \text{ min}} \text{ siendo } U_{CA, \text{ nom}} \pm 5\% \text{ y } \cos \varphi = 1$
- 6) Capacidad de gestión de seguridad de red y soporte de tensión estática

Por favor observe las Indicaciones para el transporte del Sunny Central y las Instrucciones de instalación del Sunny Central



SUNNY CENTRAL GAMA DE PRODUCTOS



Accesorios



Sunny String Monitor



Presentación de gran efecto de los datos de la instalación en pantalla Sunny Matrix de grandes dimensiones



Archivo y visualización automática de los datos de medición en el Sunny Portal de manera gratuita



Ampliación de la memoria y transmisión de datos al PC con tarjeta SD intercambiable



Servidor web integrado para el acceso remoto en línea a todos los datos actuales desde cualquier PC



Servidor de FTP integrado para el almacenamiento y la transmisión de datos al PC



Procesamiento individual de los datos de medición en su PC

SUNNY STRING-MONITOR

SSM 8 / SSM 16



SSM8-21-BS / SSM16-21-BS



Seguro

- Detección precisa y monitorización de fallos de string
- Seguridad mejorada de la planta y de los módulos fotovoltaicos

Resistente

- Carcasa de plástico reforzado de fibra de vidrio para un montaje en exteriores
- Carcasa estable para un montaje en pared o de pie

Flexible

- Fusibles adecuados para cada tipo de módulo
- Posibilidades de conexión sencillas y flexibles

Rentable

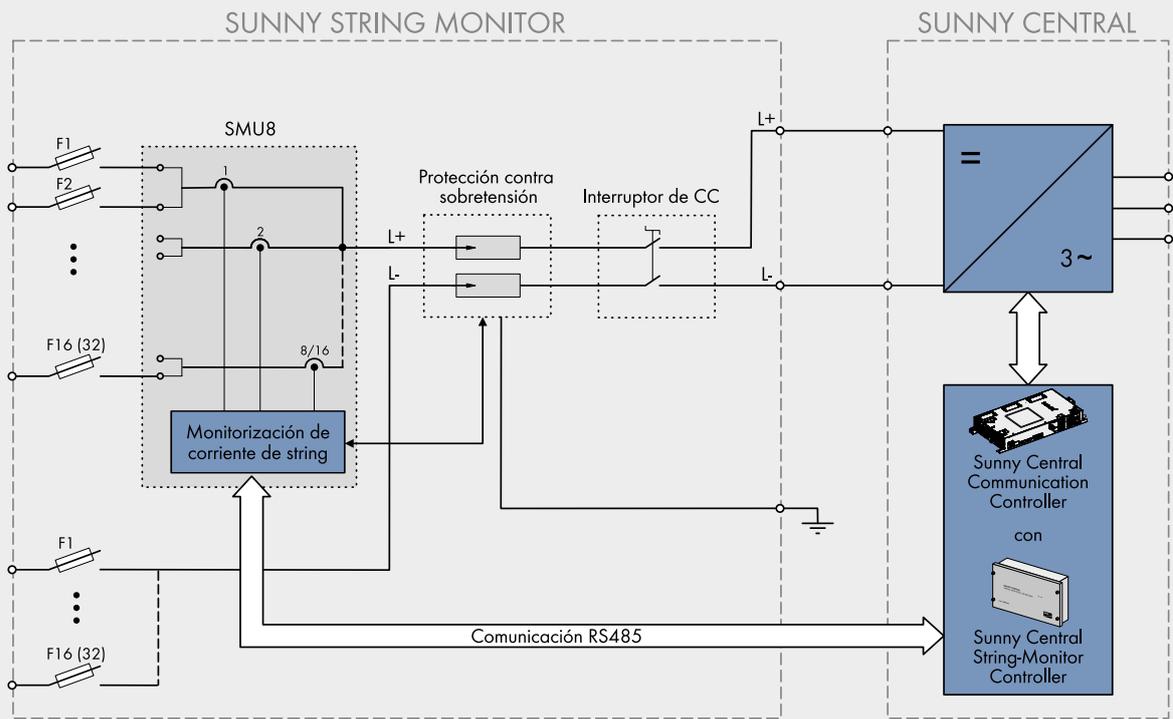
- Reducción de costes por la ocupación múltiple de los canales de medición
- Monitorización precisa del rendimiento fotovoltaico con la exactitud de medición mejorada

SUNNY STRING-MONITOR

La garantía del rendimiento fotovoltaico

Este es el aspecto de la monitorización segura y precisa: el Sunny String-Monitor permite monitorizar el rendimiento fotovoltaico de forma precisa y fiable mediante la comparación y el análisis de cada corriente de string. Además, mediante la desconexión inmediata de los strings defectuosos, garantiza la mayor seguridad de la planta y una gran protección de los módulos fotovoltaicos. Gracias a la sólida carcasa de tamaño único, el montaje en pared y de pie es el más adecuado y, por el plástico reforzado de fibra de vidrio, soporta también condiciones ambientales extremas en cualquier parte del mundo.

DIAGRAMA DE BLOQUES



EJEMPLO DE PLANTA

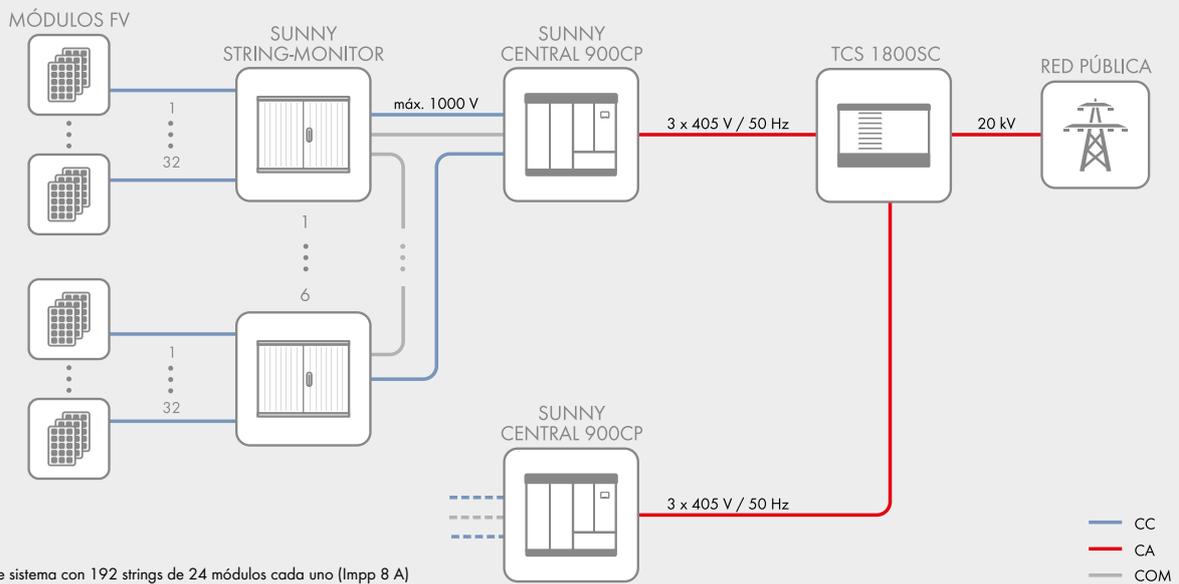


Imagen:

Ejemplo de sistema con 192 strings de 24 módulos cada uno (I_{mp} 8 A) con una potencia de 240 Wp