



Universidad
Nacional
de Loja

Universidad Nacional de Loja

Facultad de la Energía, las Industrias y los Recursos

Naturales no Renovables

Carrera de Ingeniería Electromecánica

**DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO
DE GENERACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA SOLAR
FOTOVOLTAICA UBICADO EN EL CANTÓN ZAPOTILLO;
CONSIDERANDO UN CAPITAL DIVERSIFICADO**

Trabajo de Titulación, previo a la
obtención del título de Ingeniero
Electromecánico

AUTOR:

Lucas Amadeo Falco Cerchiai

DIRECTOR:

Ing. Thuesman Estuardo Montaña Peralta

Loja – Ecuador

2023

Certificación

Loja, 23 de marzo de 2022

Ing. Thuesman Estuardo Montaña Peralta

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CERTIFICO:

Que he revisado y orientado todo proceso de la elaboración del Trabajo de Titulación denominado: **DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA UBICADO EN EL CANTÓN ZAPOTILLO; CONSIDERANDO UN CAPITAL DIVERSIFICADO**, previo a la obtención del título de **Ingeniero Electromecánico**, de la autoría del estudiante **Lucas Amadeo Falco Cerchiai**, con **cédula de identidad Nro. 1103718142**, una vez que el trabajo cumple con todos los requisitos exigidos por la Universidad Nacional de Loja, para el efecto, autorizo la presentación del mismo para su respectiva sustentación y defensa.

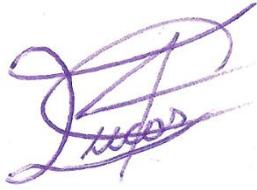


Ing. Thuesman Estuardo Montaña Peralta

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Autoría

Yo, **Lucas Amadeo Falco Cerchiai**, declaro ser autor del presente Trabajo de Titulación y eximo expresamente a la Universidad Nacional de Loja y a sus representantes jurídicos de posibles reclamos y acciones legales, por el contenido del mismo. Adicionalmente acepto y autorizo a la Universidad Nacional de Loja la publicación de mí del Trabajo de Titulación en el Repositorio Digital Institucional – Biblioteca Virtual.



Firma:

Cédula de Identidad: 1103718142

Fecha: 12 de diciembre de 2023

Correo electrónico: lucas.falco@unl.edu.ec

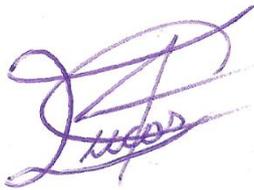
Teléfono: 0981273678

Carta de autorización por parte del autor, para consulta, reproducción parcial o total y/o publicación electrónica del texto completo, del Trabajo de Titulación.

Yo, **Lucas Amadeo Falco Cerchiai**, declaro ser autor del Trabajo Titulación denominado: **Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado**, como requisito para optar el título de: **Ingeniero Electromecánico**, autorizo al Sistema Bibliotecario de la Universidad Nacional de Loja para que con fines académicos muestre la producción intelectual de la Universidad, a través de la visibilidad de su contenido en el Repositorio Institucional.

Los usuarios pueden consultar el contenido de este trabajo en el Repositorio Institucional, en las redes de información del país y del exterior con las cuales tenga convenio la Universidad. La Universidad Nacional de Loja, no se responsabiliza por el plagio o copia del Trabajo Titulación que realice un tercero.

Para constancia de esta autorización, en la ciudad de Loja, a los doce días del mes de diciembre de dos mil veintitrés.



Firma:

Autor: Lucas Amadeo Falco Cerchiai

Cédula: 1103718142

Teléfono: 0981273687

Correo electrónico: lucas.falco@unl.edu.ec

Dirección: Rumi Wilco – Vilcabamba - Loja – Ecuador

DATOS COMPLEMENTARIOS:

Director del Trabajo de Titulación: Ing. Thuesman Montaña

Dedicatoria

Primeramente con bondad infinita a la divina creación por concederme la vida y la sabiduría necesaria para lograr mis objetivos; a mis padres y a mis hermanos por apoyarme siempre y creer en mí, de igual manera a todas las personas que formaron parte de mi desarrollo y crecimiento personal y profesional, brindándome seguridad y confianza ya que son un ejemplo de humildad con un corazón lleno de virtudes lo cual ha sido mi motivación para conseguir mis metas anheladas.

Lucas Amadeo Falco Cerchiai

Agradecimientos

Agradezco primeramente a Dios por brindarme esta oportunidad única de crecer y realizar libremente mis deseos y metas junto con personas increíbles.

A mis padres, hermanos y amigos por creer en mí, apoyarme siempre y ser parte de mi desarrollo personal y profesional.

A la Universidad Nacional de Loja por acogerme y brindarme todo su apoyo conocimientos y excelencia.

A todos los profesores de la carrera de Ingeniería Electromecánica y demás trabajadores de la UNL por transmitirme su conocimiento, experiencia y buena disposición ayudándome a formar profesionalmente.

A mis compañeros de clase ya que siempre estuvieron ahí compartiendo, apoyando y motivándome a seguir adelante.

Al Ingeniero Byron Solórzano por ser un gran ejemplo de esfuerzo y humildad, por impartirme sus conocimientos y ser el guía en el estudio de diversas materias, además de aceptarme como pasante-aprendiz en su taller.

Al Ingeniero Thuesman Montaña por brindarme todo su apoyo, conocimiento y experiencia, además de ser mi guía en el desarrollo del presente trabajo de titulación.

A Estefanía Verdesoto compañera estudiante de Ingeniería Forestal, por colaborar en el procesamiento de las imágenes satelitales con el programa ArcGis para la determinación de las áreas degradadas en el cantón Zapotillo.

Al Arquitecto Jimmy Álvarez por la asistencia e información brindada sobre los terrenos del cantón Zapotillo siendo habitante local del pueblo de Zapotillo.

A los diferentes proveedores de recursos y materiales que respondieron las consultas planteadas a través de internet.

A los Ingenieros Jorge Maldonado, José Cuenca y Edwin Paccha, por realizar la revisión, correcciones y evaluación de mi trabajo de titulación.

Índice de contenidos

Portada	i
Autoría	iii
Dedicatoria	v
Agradecimientos	vi
Índice de contenidos	vii
Índice de tablas:.....	xii
Índice de figuras:.....	xiv
Índice de anexos:.....	xvii
Simbología:.....	xix
Abreviaturas:.....	xxiii
1. Título	1
2. Resumen	2
Abstract.....	3
3. Introducción	4
Objetivo general.....	5
Objetivos específicos.....	5
4. Marco teórico	6
4.01. Radiación solar.....	6
4.01.1. Energía solar.....	6
4.01.2. Atlas Solar del Ecuador.....	6
4.02. Empresa distribuidora de energía eléctrica en la provincia de Loja.....	8
4.02.1. Sistema de información geográfica de la EERSSA.....	8
4.02.2. Proyectos EERSSA.....	9
4.02.3. Redes de EERSSA.....	9
4.03. Detección satelital de áreas.....	10
4.03.1. Imágenes satelitales empleadas en investigaciones ecológicas.....	10
4.03.2. LandSat 8.....	10

4.03.3. Software ArcMap 10.8	11
4.04. Impactos ambientales directos en el desarrollo de plantas de energía solar	11
4.05. Beneficios de plantas solares distribuidas conectadas a la red.....	11
4.06. Selección por matriz ponderada	12
4.07. Sistema de captación de energía solar.....	12
4.07.1. Efecto fotoeléctrico	12
4.07.2. Paneles fotovoltaicos.....	12
4.07.3. Inclinação de paneles fotovoltaicos en el Ecuador	13
4.07.4. Sistema de seguimiento solar	14
4.08. Sistema de incorporación de energía solar a la red	15
4.08.1. Inversor.....	15
4.08.2. Cableado.....	16
4.08.3. Protecciones	18
4.08.4. Puesta a tierra	19
4.08.5. Contador bidireccional	19
4.08.6. Transformador.....	19
4.09. Pérdidas	20
4.10. Demanda histórica en el cantón Zapotillo.....	21
4.11. Simulación de sistemas solares	22
4.11.1. Software PV*SOL.....	23
4.12. Cuarto de máquinas.....	23
4.13. Regulaciones	23
4.13.1. ARCONEL.....	23
4.13.2. Histórico del marco legal para una planta fotovoltaica en Ecuador.....	23
4.13.3. Marco legal para una planta fotovoltaica en Ecuador	24
4.14. Punto de conexión y medición de la energía.....	26
4.15. Factores Económicos.....	27
4.15.1. Economía sostenible.....	27
4.15.2. Economía de escala	27

4.15.3. Método estructurado ABC	27
4.15.4. Impuestos	28
4.15.5. Evaluación económica de proyectos	28
4.16. Marcos Legales	30
4.16.1. Formación de nuevas empresas.....	30
4.16.2. Requisitos para trámites de consolidación de empresas.....	30
5. Metodología	31
5.1. Materiales.....	31
5.2. Métodos.....	32
5.2.1. Objetivo específico 1: Localizar una zona estratégica en el cantón Zapotillo para garantizar una alta eficiencia y mínimos costes de instalación de la planta solar.....	34
5.2.2. Objetivo específico 2: Realizar un diseño estructural además de determinar los materiales y equipos mínimos necesarios para la elaboración de la planta.	37
5.2.3. Objetivo específico 3: Determinar el tamaño mínimo de la planta para que se aplique la economía de escala de forma significativa.	40
5.2.4. Objetivo específico 4: Evaluar la viabilidad económica del proyecto considerando el tamaño mínimo de la planta.	42
5.2.5. Objetivo específico 5: Determinar el porcentaje de interés anual que reciben los inversores involucrados.....	43
6. Resultados	44
6.1. Localización de una zona estratégica en el cantón Zapotillo para garantizar una alta eficiencia y mínimos costes de instalación de la planta solar	44
6.1.01. Datos de irradiación solar.....	44
6.1.02. Margen de error entre los atlas solares y la estación meteorológica, para la zona Sur del cantón Zapotillo	46
6.1.03. Red eléctrica existente en el cantón Zapotillo.....	47
6.1.04. Análisis de redes eléctricas en la zona Sur del cantón Zapotillo	48
6.1.05. Subestaciones ecuatorianas conectadas a la zona Sur del cantón Zapotillo.....	51
6.1.06. Resumen de redes eléctricas: Características técnicas	52

6.1.07. Análisis satelital de urbanizaciones.....	53
6.1.08. Población de la zona Sur del cantón Zapotillo.....	54
6.1.09. Identificación satelital de áreas	55
6.1.10. Coste por hectárea de terreno según locación y características	58
6.1.11. Ponderación de sitios.....	59
6.2. Diseño estructural de la planta con paneles fijos y con seguidor solar de un eje. Determinación de materiales y equipos mínimos necesarios para la realización	61
6.2.1. Listado de materiales.....	61
6.2.2. Listado de trabajos	62
6.2.3. Diseño estructural de la planta	62
6.2.3.01. Inversor.....	62
6.2.3.02. Panel fotovoltaico.....	63
6.2.3.03. Número de módulos	64
6.2.3.04. Número módulos conectados en serie.....	64
6.2.3.05. Número de Ramas en paralelo	64
6.2.3.06. Distancia mínima entre paneles fotovoltaicos.....	65
6.2.3.07. Estructuras de soporte de los paneles	69
6.2.3.08. Dimensionamiento del cableado	69
6.2.3.09. Caída de tensión total por cableado en las dos versiones de la planta	73
6.2.3.10. Resumen de cables necesario	73
6.2.3.11. Transformador de potencia.....	75
6.2.3.12. Pérdidas de energía.....	76
6.2.3.13. Pérdidas totales consideradas en la rentabilidad de la planta.....	77
6.2.3.14. Sistema de medición de la energía entregada.....	77
6.2.3.15. Puesta a tierra	80
6.2.3.16. Protecciones	87
6.2.3.17. Cuarto de máquinas	92

6.2.3.18. Monitorización control de la planta	93
6.2.3.19. Planos de la instalación	94
6.3. Determinación del tamaño mínimo de la planta para que se aplique la economía de escala de forma significativa	95
6.3.1. Análisis ABC de los costes del proyecto	95
6.3.2. Parámetros donde son aplicable las economías de escala	95
6.3.3. Capacidad mínima de la planta	103
6.3.3.1. Reglamentos	104
6.3.3.2. Costes	104
6.3.3.3. Demanda.....	104
6.3.3.4. Capacidad de las líneas	105
6.3.4. Disposición final	106
6.4. Evaluación de la viabilidad económica del proyecto considerando el tamaño mínimo de la planta	107
6.4.1. Simulación del proyecto con PV*SOL 2022	107
6.4.2. Análisis económico del proyecto	113
6.5. Determinación del porcentaje de interés anual que reciben los inversores involucrados	118
7. Discusión	119
8. Conclusiones	120
9. Recomendaciones	121
10. Bibliografía	122
11. Anexos	128

Índice de tablas:

Tabla 1. Algunas combinaciones de bandas de LandSat 8 y sus áreas de aplicación.	10
Tabla 2. Matriz de ponderación de parámetros según expertos.	12
Tabla 3. Características del inversor: Datos de entrada y salida.	16
Tabla 4. Demanda de potencia diaria en el cantón Zapotillo desde la S/E Pindal 2019.	21
Tabla 5. Promedio de la irradiación solar global horizontal en el cantón Zapotillo.	45
Tabla 6. Datos promediados de la estación Meteorológica “Vivero Zapotillo 50004”.	46
Tabla 7. Porcentaje de error entre los atlas solares (2008 y 2019) y la estación.	46
Tabla 8. Resumen de las características técnicas de redes de alimentación existentes en los pueblos en la zona Sur de la provincia de Zapotillo.	52
Tabla 9. Potencia eléctrica capaz de transmitirse hacia los pueblos de Zapotillo, Limones y Lalamor	52
Tabla 10. Población y temperatura de las parroquias del Sur del cantón Zapotillo.	55
Tabla 11. Coste por hectáreas de los terrenos en las zonas de interés.	59
Tabla 12. Matriz ponderada. Obtención de la ubicación más favorable para la planta.	60
Tabla 13. Listado de materiales y equipos necesarios para la creación de la planta.	61
Tabla 14. Listado de trabajos requeridos en la creación de la planta.	62
Tabla 15. Hoja de características principales del inversor.	63
Tabla 16. Hoja de características principales del panel fotovoltaico.	64
Tabla 17. Distancia mínima para diferentes combinaciones de arreglos fotovoltaicos y demás medidas resultantes.	66
Tabla 18. Distancia mínima para diferentes horarios sin interferencia de sombra.	67
Tabla 19. Características de los cables en las secciones de la planta en su versión fija.	74
Tabla 20. Longitud total aproximada de los tipos de cable requeridos para la planta en su versión fija.	74
Tabla 21. Características de los cables en las secciones de la planta en su versión con seguimiento solar.	75

Tabla 22. Longitud total aproximada de los tipos de cable requeridos para la planta en su versión con seguidor solar.....	75
Tabla 23. Hoja técnica del transformador de tensión y corriente Trafomix.....	78
Tabla 24. Datos técnicos del medidor de energía del proyecto.....	79
Tabla 25. Duración de falla y factor de decremento.	82
Tabla 26. Características de las tuberías requeridas en los diferentes tramos de la planta.	92
Tabla 27. Análisis ABC de los costes de materiales y equipos requeridos.....	95
Tabla 28. Resumen de las ofertas más competitivas de la página de compras Alibaba.....	96
Tabla 29. Coste de los terrenos en la zona de interés.....	98
Tabla 30. Análisis de precios de las estructuras de soporte de PFV.	98
Tabla 31. Análisis de precios de las estructuras de soporte de PFV con seguimiento solar de un eje.	100
Tabla 32. Análisis de precios de los conductores para CC.	101
Tabla 33. Costos totales del proyecto en sus dos versiones.	114
Tabla 34. Detalles de venta de energía, VAN y TIR en la instalación fija.	115
Tabla 35. Detalles de venta de energía, VAN y TIR en la planta con seguidor.....	116
Tabla 36. Detalles de VAN, TIR y PR en la planta con seguidor y fija.....	118

Índice de figuras:

Figura 1. Insolación global del Ecuador en 2019.....	7
Figura 2. Radiación solar global para el Ecuador en 2008.	8
Figura 3. Red eléctrica en el cantón Zapotillo.	9
Figura 4. Planta solar con sistema de seguimiento de un eje.	14
Figura 5. Sombra proyectada equivalente a la distancia mínima entre hileras de seguidores.	15
Figura 6. Demanda histórica de energía en el cantón Zapotillo.....	21
Figura 7. Punto de conexión con la red eléctrica, con sistema de medición en MT.	26
Figura 8. Distribución de elementos de una empresa por el método ABC.	28
Figura 9. Diagrama de flujo de los métodos para resolver los objetivos propuestos.....	34
Figura 10. Geometría de la distancia mínima entre paneles fotovoltaicos.	39
Figura 11. Irradiación solar global horizontal para el Ecuador en 2019.....	44
Figura 12. Irradiación solar global para el Ecuador en 2008.	45
Figura 13. Red eléctrica en el cantón Zapotillo zona Norte.....	47
Figura 14. Red eléctrica en el cantón Zapotillo zona Sur.	47
Figura 15. Red eléctrica fronteriza entre Lalamor- Ecuador y Alamor-Perú.....	48
Figura 16. Red de alimentación Lalamor.	49
Figura 17. Red de alimentación del pueblo de Limones.	49
Figura 18. Conexión de la red entre el Pueblo de Limones Y Perú.	50
Figura 19. Línea de abastecimiento del pueblo de Zapotillo con capacidad de conectarse al Perú.....	50
Figura 20. Red principal de abastecimiento del pueblo de Zapotillo.....	51
Figura 21. Subestaciones ecuatorianas con la capacidad de conectarse a la zona Sur del cantón Zapotillo y Perú.	51
Figura 22. Pueblo de Zapotillo.....	53
Figura 23. Pueblo de Lalamor.....	53
Figura 24. Pueblo La Ceiba.....	54

Figura 25. Pueblo de Limones.	54
Figura 26. Combinación de datos ofrecidos por el SIN.	55
Figura 27. Zonificación agroecológica de la región Sur del cantón Zapotillo, en escala de colores, con imágenes LandSat 8 y evaluado con el programa ArcMap.	56
Figura 28. Mapa de áreas degradadas y en proceso de degradación en la zona Sur del cantón Zapotillo.	57
Figura 29. Mapa de Zonas con acceso a vías de primer orden.	58
Figura 30. Rango de movimiento de los paneles con seguidor solar y ángulo de sombra proyectada.	67
Figura 31. Planta con seguimiento solar, con interferencia de sombra entre hileras a las 8 am, 7.30 am y 7 am respectivamente.	68
Figura 32. Incremento de la distancia entre seguidores de 3.922 m de ancho, debido al ángulo solar y su proyección de sombra en la mañana y atardecer.	68
Figura 33. Secciones del cableado de la planta solar.	69
Figura 34. Cuarto de máquinas con sistema de incorporación de energía a la red eléctrica..	93
Figura 35. Decrecimiento de los precios según se incrementa el tamaño del pedido de paneles fotovoltaicos.	97
Figura 36. Decrecimiento de los precios según se incrementa el tamaño del pedido estructuras de soporte fijas.	99
Figura 37. Análisis de costes de estructuras de pfv con seguidor solar de un eje.	100
Figura 38. Análisis de costes de cables de los cables de CC que requiere la planta.	102
Figura 39. Costo de obtención del título habilitante.	103
Figura 40. Consideraciones para el planteamiento del tamaño mínimo de la planta.	103
Figura 41. Promedio de la demanda diaria en el cantón Zapotillo desde la subestación Pidal en 2017.	105
Figura 42. Resumen de límites inferiores y superiores para el dimensionamiento de la planta.	106
Figura 43. Diagrama de flujo de la simulación en el software PV*SOL 2022.	108

Figura 44. Datos de entrada iniciales para la simulación.....	109
Figura 45. Datos de entrada iniciales para la simulación con seguidor solar.	110
Figura 46. Datos de entrada iniciales para la simulación con el sistema fijo.....	110
Figura 47. Datos de entrada iniciales para la simulación.....	111
Figura 48. Pérdidas totales calculadas para el diseño con seguidor solar.	111
Figura 49. Pérdidas totales calculadas para el diseño fijo.....	111
Figura 50. Resultados de la simulación en el sistema con seguidor.	112
Figura 51. Resultados de la simulación en el sistema fijo.	113

Índice de anexos:

Anexo 1. Entrevista en Zapotillo	128
Anexo 2. Inversor.....	130
Anexo 3. Panel fotovoltaico.....	133
Anexo 4. Estructura de soporte de paneles fija.....	137
Anexo 5. Estructura de soporte con seguidor solar de un eje	139
Anexo 6. Calculadoras de cables	142
Anexo 7. Cables CC con accesorios terminales.....	143
Anexo 8. Cables AC.....	146
Anexo 9. Método de comprobación por aplicación web de caída de tensión	149
Anexo 10. Transformador de medición mixto	151
Anexo 11. Medidor	153
Anexo 12. Transformador	159
Anexo 13. Cable, electrodo y accesorios de puesta a tierra.....	162
Anexo 14. Porta fusible con fusible DC	165
Anexo 15. Interruptor termo-magnético DC.....	166
Anexo 16. SPD CC	167
Anexo 17. Interruptor diferencial AC	169
Anexo 18. Interruptor termo-magnético AC.....	170
Anexo 19. SPD AC	172
Anexo 20. Interruptor Automático AC de interconexión	174
Anexo 21. Seccionador fusible de MT con portafusible.....	176
Anexo 22. Pararrayos polimérico de distribución DPS	177
Anexo 23. Punto de interconexión.....	178
Anexo 24. Lote seleccionado para la instalación de planta	180
Anexo 25. Cuarto de máquinas	181

Anexo 26. Relé de protección de máximo y mínimo voltaje y frecuencia	182
Anexo 27. Links para compra de paneles fotovoltaicos en sus diferentes marcas	185
Anexo 28. Links para comprar los terrenos y lotes.....	186
Anexo 29. Análisis ABC.....	187
Anexo 30. Links para compra de estructuras fijas para paneles fotovoltaicos	188
Anexo 31. Links para comprar de estructuras móviles de 1 eje para paneles fotovoltaicos.	189
Anexo 32. Accesorios de seguimiento solar	190
Anexo 33. Inversores analizados	191
Anexo 34. Links Conductores CC	192
Anexo 35. Rubros económicos	193
Anexo 36. Computo de caída de tensión.....	209
Anexo 37. Estructuras empleadas en postes de MT.....	210
Anexo 38. Planos de la instalación	211
Anexo 39. Certificado de traducción del resumen.....	220

Simbología:

β : Inclinación de los paneles fv según la latitud

φ : la latitud del lugar

A : Sombra proyectada por el arreglo fv

$\%V_{\downarrow}$: Porcentaje de caída de tensión

V_{\downarrow} : Valor de caída de tensión en voltios

V_{Nom} : Voltaje nominal de operación

I_{Max} : Corriente máxima

I_{Nom} : Corriente nominal

I_{Ad} : Corriente admisible

I_f : Corriente de fase AC

R : Resistividad intrínseca del cable

L : Longitud del cable

S_{CC} : Sección del conductor de CC

S_{CA} : Sección del conductor de AC

K : Conductividad del material

I : Inversión inicial

FCN : Flujo neto de caja proyectado

n : Periodo de vida del proyecto (años)

i : Tasa de descuento

r_1 : Tasa de actualización del VAN₁

r_2 : Tasa de actualización del VAN₂

VAN_1 : VAN positivo

VAN_2 : VAN negativo

PR: Período de recuperación de inversión

R.E.: Radiación solar horizontal en la estación

n: Días del mes en estudio

#n: Número de meses considerados en el promedio total de radiación

e(%): Error porcentual

R.A.: Radiación solar descrita en los atlas

P_{sat}: Potencia de saturación de la red

V_{tra}: Voltaje de trabajo

I_N: Intensidad nominal capaz de soportar el cable (obtenido de catálogo)

N_f: Número de fases por red

N_m: Número de módulos

P_P: Potencia de la planta

P_m: Potencia nominal de los módulos

N_s: Número de paneles fv en serie

N_P: Número de ramas en paralelo

V_I: Voltaje de entrada al inversor

V_m: Voltaje nominal de los módulos

L_m: Ancho del arreglo fotovoltaico

ρ : Ángulo de sombra respecto al eje horizontal

D_a: Demanda anual

T_{Hab}: Total de habitantes

CP: Consumo per cápita

D_d: Demanda diaria

D: Demanda promedio de potencia

I_A : Ingreso bruto anual (\$/año)

E_g : Energía generada (kWh/año)

C_{kWh} : Costo del kWh (\$)

I_{sec} : Corriente de corto circuito en el secundario del transformador

I_{pri} : Corriente de corto circuito en el primario del transformador

kVA : Potencia nominal del transformador

E : Voltaje de operación del transformador en el secundario

$Z\%$: Porcentaje de impedancia del transformador

$ICC_{m\acute{a}x}$: Corriente de corto circuito simétrica máxima

$ICC_{m\acute{a}x-MT}$: Corriente de corto circuito simétrica máxima en media tensión

D_f : Factor de decremento o factor de asimetría

I_f : Corriente asimétrica de falla

A_s : Sección del calibre del conductor (cmil)

I_f : Corriente de falla asimétrica

t_f : Tiempo de duración de la corriente de falla (seg)

T_m : Temperatura máxima de fusión del cobre ($^{\circ}C$)

T_a : Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)

C_s : Factor de reducción de la resistividad

ρ_{prom} : Resistividad promedio del suelo

ρ_s : Resistividad promedio de grava gruesa

h : Profundidad del conductor de la malla en el terreno

$V_{p, tolerable}$: Tensión tolerable de paso

$V_{c, tolerable}$: Tensión tolerable de contacto

L_c : Longitud del conductor horizontal

L_T : Longitud total de la malla

R_g : Resistencia de la malla con el suelo

I_G : Corriente máxima a disparar por la malla

S_f : Factor divisor de la corriente de falla

C_p : Factor de crecimiento

GRP : Máximo potencial de tierra

$I_{Fusible}$: Corriente máxima que transcurre por el fusible en MT

P_{Max} : Potencia máxima de la instalación

U_{MT} : Voltaje nominal en MT

USD/W_{Inst} : Dólares por vatio instalado

Abreviaturas:

FV: Fotovoltaico

PFV: Panel fotovoltaico

MT: Media tensión

BT: Baja tensión

CC: Corriente continua o directa

CA: Corriente alterna

3f: Trifásico

SF: Sistema fijo

SS: Sistema con seguidor

1. Título

DISEÑO Y EVALUACIÓN TECNO-ECONÓMICA DE UN PROYECTO DE GENERACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA; UBICADO EN EL CANTÓN ZAPOTILLO; CONSIDERANDO UN CAPITAL DIVERSIFICADO

2. Resumen

A sabiendas de que en la provincia de Loja, específicamente en el cantón Zapotillo, existe el mayor recurso solar del país según los atlas de CONELEC (2008) y Vaca & Ordóñez (2019), la presente investigación se enfoca en definir los parámetros con mayor relevancia para lograr una planta de generación de energía fotovoltaica sustentable, eco-amigable y en concordancia con los requerimientos de la zona. Para ello se identifica el lugar propicio ponderando 5 sectores estratégicos; se realizan dos diseños comparativos, uno con paneles fijos y otro con seguidor solar de un eje; se definen todos los materiales, equipos y recursos necesarios; se delimita la capacidad óptima de la instalación, misma que se obtuvo analizando precios por mayoreo junto con factores como la demanda, infraestructura eléctrica existente y las regulaciones nacionales. Tras realizar la evaluación económica del proyecto en los dos modelos, se demuestra que, una planta fotovoltaica de 300 kWp con seguidor solar de un eje y que esté situada entre los pueblos de Zapotillo y La Ceiba, resulta la configuración más atractiva, poseyendo un TIR anual superior al 30 % y un periodo de vida útil de 25 años.

Palabras clave: Energía fotovoltaica, Zapotillo, paneles fijos, seguidor solar, red eléctrica, sostenibilidad energética.

Abstract.

Knowing that in the Loja province, specifically within cantòn Zapotillo, is to be found the greatest solar radiation in the country of Ecuador according to CONELEC (2008) and Vaca & Ordóñez (2019) atlas, the present investigation focuses in defining the parameters most relevant in order to achieve a photovoltaic energy generation plant that is sustainable, eco-friendly and in accordance with the area's requirements. To this effect the adequate place is identified, pondering 5 strategic sectors; two comparative designs are performed, one with fixed panels and another with one-axis solar tracker; all necessary materials, equipment and resources are defined; the optimal capacity of the installation is delimited, achieved through the analysis of wholesale prices together with factors such as demand, existing electrical infrastructure and national regulations. Upon making the project's economic assessment for both models, it is demonstrated that a 300 kWp photovoltaic plant with one-axis solar tracker, located between the towns of Zapotillo and La Ceiba, results in the most attractive configuration, having an annual IRR above 30 % and a 25-year useful life period.

Keywords: Photovoltaic energy, Zapotillo, fixed panel, solar tracker, on-grid, sustainability.

3. Introducción

Como iniciativa mundial se ha propuesto conseguir la sostenibilidad energética eco-amigable, de donde se han expedido diversos tratados como el acuerdo de París en 2016 o los Objetivos del Desarrollo Sostenible con vistas al 2030 expuestos por la Asamblea General de las Naciones Unidas en 2015. Países como Islandia, Noruega, entre otros, han logrado que más del 90 % de su energía eléctrica se produzca a partir de fuentes renovables, marcando el rumbo para que la sociedad aproveche esta clase de recursos y sistemas de generación sostenibles.

De todos los tipos de energía, es evidente que la eléctrica resulta una de las formas más limpias a la hora de su empleo, si además de esto se produce de forma sostenible y eco-amigable se sientan bases sólidas para el progreso de la humanidad. Como ejemplo se tiene la estrecha relación que existe entre el consumo de energía y el producto interno bruto (PIB) de un país (MERNNR, 2021).

En el Ecuador el Plan Maestro de Electrificación 2018-2027 (Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2017, p. 138) que fue ajustado en 2021 para comprender los años 2021-2031 (MERNNR, 2021), contempla la expansión de la matriz energética considerando diferentes fuentes primarias, con proyectos que pueden ser estudiados y propuestos por iniciativa privada, del estado o de economía popular solidaria. Poseyendo diversas plantas generadoras, la red eléctrica se vuelve competitiva y robusta debido a la continua búsqueda de eficiencia además de estar descentralizada.

Entre las formas de generar energía sostenible está la captación de radiación solar, donde una vez completada la instalación, no se producen residuos de ningún tipo a lo largo de toda la vida útil del proyecto. Únicamente se requiere de la limpieza de los paneles con agua de forma periódica. Siendo la fabricación de los equipos necesarios en donde se genera la mayor cantidad de residuos contaminantes; siempre y cuando sean debidamente tratados y reciclados los componentes al finalizar su vida útil en 30 años aprox. (Sierra Céspedes et al., 2020).

Se tienen en el país proyectos fotovoltaicos funcionales como los realizados en Galápagos y Ambato en 2018 de cerca de 1 MW, o el proyecto Aromo en Manabí 2022 de 200 MW. También se tuvo en 2013 la propuesta del proyecto Zapotillo de 8 MW, ubicado en la parroquia de Garzareal, misma que contemplaba una expansión de la red de transmisión con la subestación Pindal. La empresa distribuidora local EERSSA también posee algunos proyectos de generación como son: La planta solar Loja Energy realizada en 2019 con una potencia de 1 MW, la planta Sabiango de 1 MW (2014), el parque solar La Era de 1.15 MW (2021), la planta

solar Gonzanamá de 2.3 MW (2014). Exponiendo que para algunas regiones resulta oportuno la captación de energía solar frente a otro tipo de proyectos de generación de energías renovables (Ministerio de Energía y Minas, 2021).

El presente estudio se centra en obtener un modelo de proyecto fotovoltaico ubicado en el Cantón Zapotillo, que logre una alta eficiencia, sea eco-amigable y que posea las mínimas dimensiones en las que apliquen las economías de escala. Con el objetivo de demostrar que la generación de energía eléctrica FV es un negocio rentable y sostenible donde las personas puedan ser partícipes con una inversión.

Por lo que para cumplir con dichos propósitos han planteado los siguientes objetivos:

Objetivo general

Realizar un estudio técnico y económico de un sistema de generación de energía solar fotovoltaica para su uso en la red pública.

Objetivos específicos

- Localizar una zona estratégica en el cantón Zapotillo para garantizar una alta eficiencia y mínimos costes de instalación de la planta solar.
- Realizar un diseño estructural además de determinar los materiales y equipos mínimos necesarios para la elaboración de la planta.
- Determinar el tamaño mínimo de la planta para que se aplique la economía de escala de forma significativa.
- Evaluar la viabilidad económica del proyecto considerando el tamaño mínimo de la planta.
- Determinar el porcentaje de interés anual que reciben los inversores involucrados.

4. Marco teórico

4.01. Radiación solar

4.01.1. Energía solar

El sol produce energía a partir de la fusión de átomos de hidrógeno en su núcleo; misma que se disipa con una potencia de $3,7 \cdot 10^{14}$ TW y se calcula que continuará así los próximos 8000 millones de años.

En el límite de la atmósfera terrestre, llega radiación solar con una potencia de 1353 W/m^2 , de la cual, parte de ella es reflejada, absorbida y disipada. Alcanzando a la superficie del planeta aproximadamente 900 W/m^2 en un plano perpendicular al Sol.

Esta energía corresponde a una radiación electromagnética que está formada por un conjunto de longitudes de onda (λ) conocido como espectro solar. El cual abarca:

- Luz ultravioleta (UV) 7 %; $\lambda < 0.35 \mu\text{m}$
- Luz visible: 47 %; $0.35 < \lambda < 0.75 \mu\text{m}$
- Luz Infrarroja: 46 %; $\lambda > 0.75 \mu\text{m}$

La energía que recibe la tierra del Sol también conocida como *radiación global* está formada por dos componentes bien definidos: la radiación directa, que es la que traspasa la atmósfera sin sufrir cambios y la radiación difusa, producto de la dispersión de radiación en la atmósfera y el albedo.

Por lo que la cantidad de radiación que incide en la superficie del planeta depende de diversos factores como la ubicación geográfica, condiciones climatológicas, época del año, espesor de la atmósfera, hora del día, orientación de la superficie, etc.

Los instrumentos para medir la radiación global y directa son el piranómetro y piroheliómetro respectivamente. Con las mediciones en conjunto con distintos métodos de medición y cálculo se han logrado plasmar mapas solares que facilitan los diseños de captadores solares (Jarabo Friedrich et al., 1988, pp. 37–49).

4.01.2. Atlas Solar del Ecuador

El atlas solar es una recolección de datos (tomados por satélites y más de 40 estaciones meteorológicas en el país) referentes a la insolación global, directa y difusa de cada mes y con un promedio anual, con los que se originan mapas donde se cuantifica el potencial solar

disponible en el territorio nacional. Esto se hace con diversos fines, entre ellos principalmente está la generación eléctrica y sistemas termo-solares.

Los datos más recientes del atlas solar en el país corresponden al año 2019. Teniendo un promedio anual de insolación global como se muestra en la **Figura 1** (Vaca & Ordóñez, 2019, p. 13).

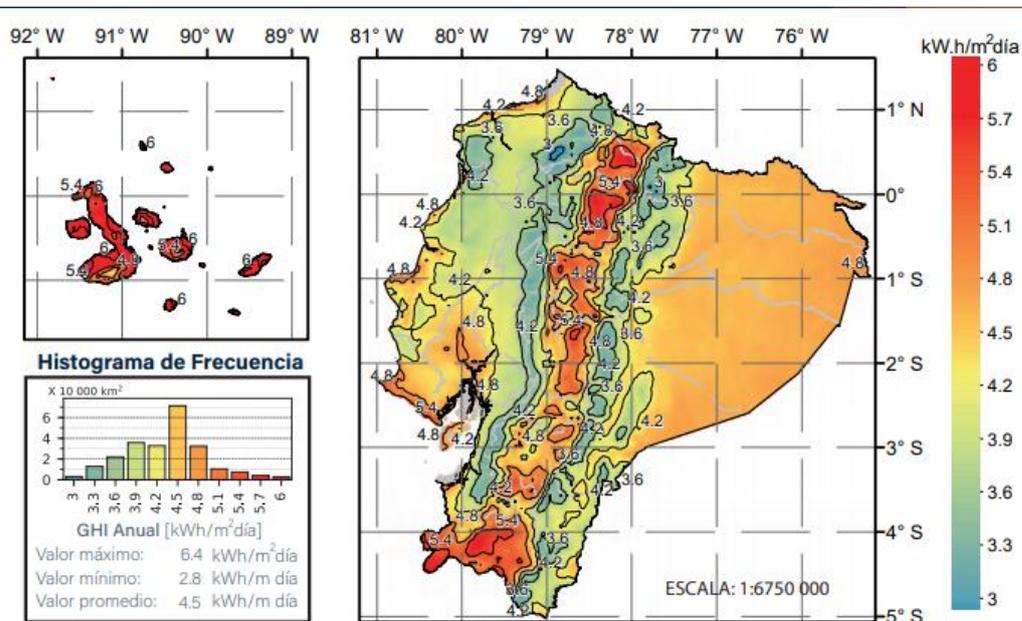


Figura 1: Insolación global del Ecuador en 2019.

Fuente: Vaca & Ordóñez, (2019, p. 13).

Disponible en la red también se encuentra el atlas solar de CONELEC (2008), donde de manera similar se encuentran mapas de irradiación solar para el territorio continental ecuatoriano **Figura 2**. Además en este se recomienda para el cálculo de sistemas solares emplear un porcentaje de error del 10% (menos) con respecto a la radiación indicada en los mapas.

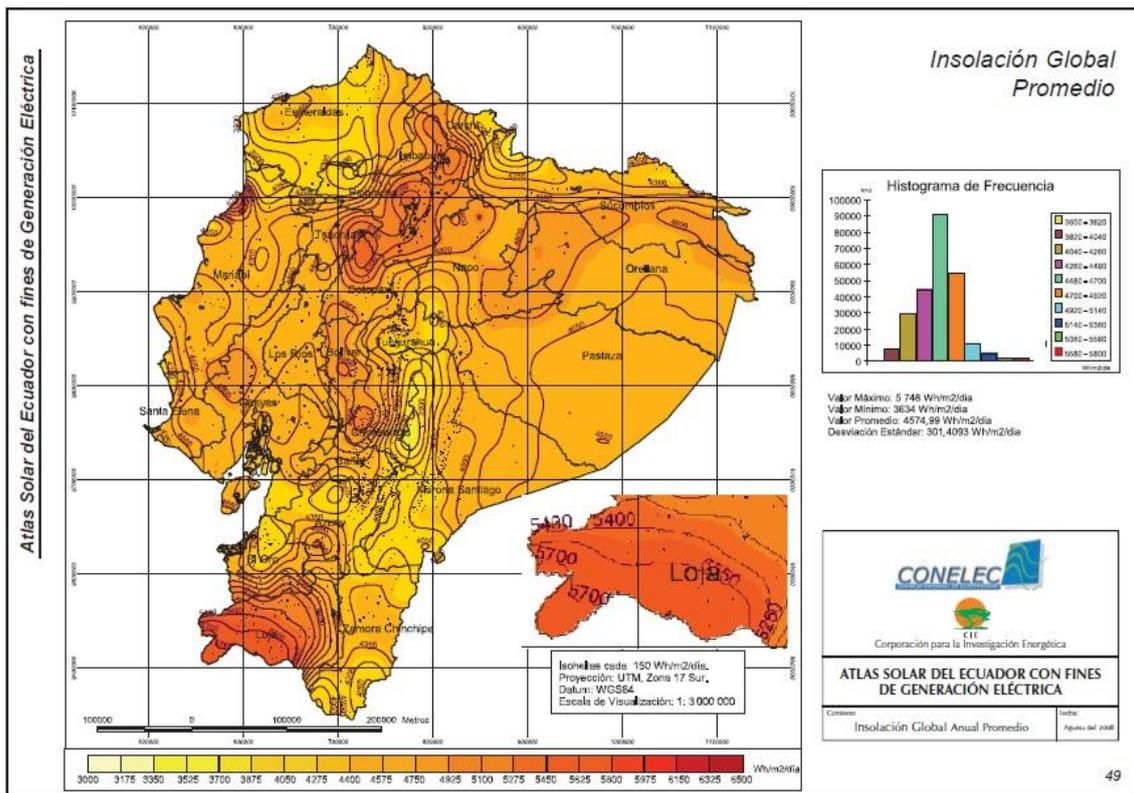


Figura 2: Radiación solar global para el Ecuador en 2008.

Fuente: CONELEC, (2008, p. 49).

4.02. Empresa distribuidora de energía eléctrica en la provincia de Loja

4.02.1. Sistema de información geográfica de la EERSSA

La empresa eléctrica que administra la red en el Sur del Ecuador EERSSA posee un mapa geográfico con una representación detallada de la red existente en la zona (**Figura 3**). Al cual se puede acceder de forma libre mediante el siguiente enlace:

<http://sig.eerssa.gob.ec/geoportaleERSSA/> (EERSSA, 2020).

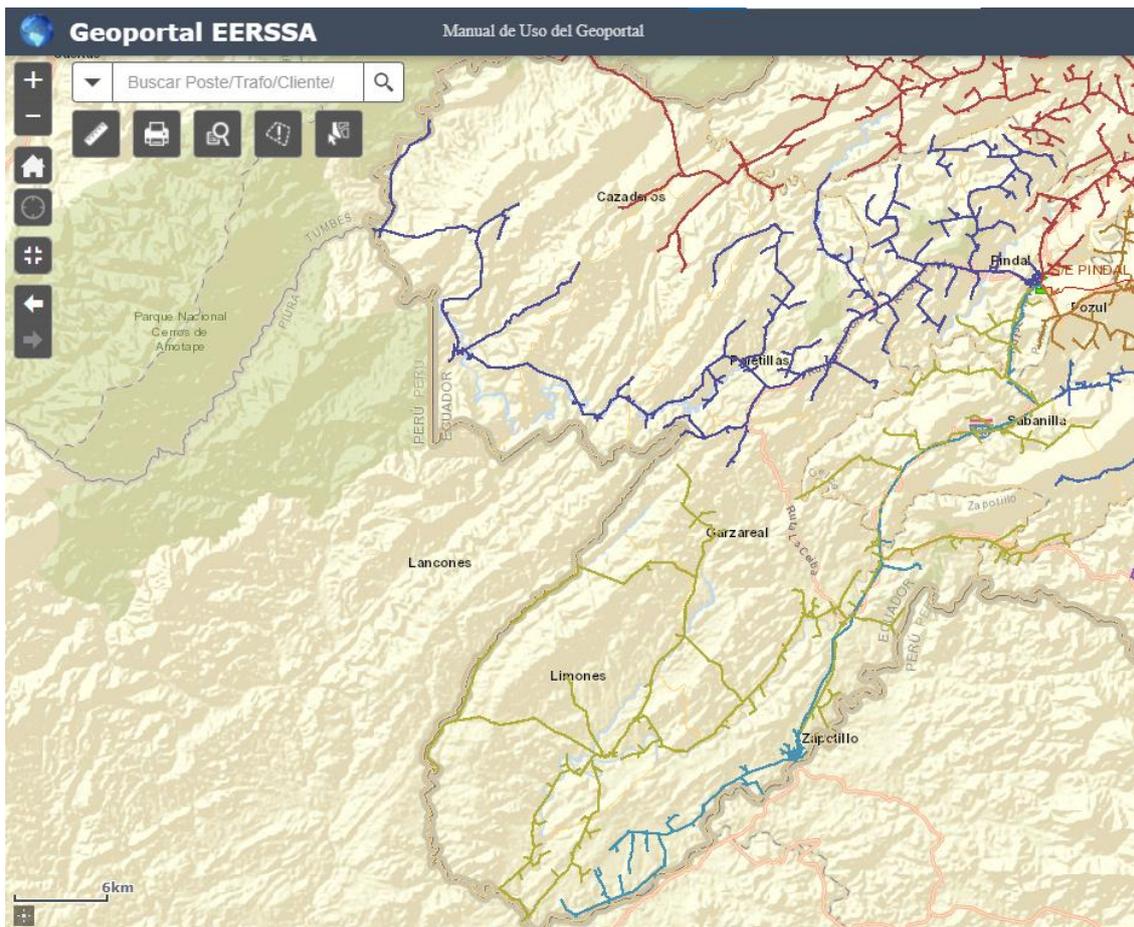


Figura 3: Red eléctrica en el cantón Zapotillo.

Fuente: Geoportal EERSSA (2020).

4.02.2. Proyectos EERSSA

En su resumen ejecutivo, la empresa eléctrica EERSSA (2019, pp. 7, 8, 10), mencionó que en el año 2020 se estarán repotenciando las líneas eléctricas de distribución en el cantón Zapotillo.

Se expone también que la empresa posee 25 plantas fotovoltaicas aisladas en la provincia de Loja y Zamora de las cuales 5 se encuentran en el cantón Zapotillo.

4.02.3. Redes de EERSSA

Como características en las redes de distribución en el cantón Zapotillo según EERSSA, (2012) se tiene:

- Líneas de transmisión de: 13800 V y 7970 V
- Factor de potencia permitido para clientes: mínimo 0.92 en retraso

4.03. Detección satelital de áreas

4.03.1. Imágenes satelitales empleadas en investigaciones ecológicas

Las imágenes satelitales hoy en día, ya son comúnmente usadas en diferentes propósitos ecológicos como son la detección de hábitats naturales, poblaciones de especies animales, detección de tipos de vegetación, impactos ambientales antropogénicos, etc. Tal es el caso de las imágenes ofrecidas por los satélites Modis, Landsat, Sentinel, Áster entre otros, que proporcionan imágenes multiespectrales ayudando de gran medida en las investigaciones (Sánchez-Díaz, 2018).

4.03.2. LandSat 8

El LanSat 8 es el más reciente satélite de la serie LandSat. Lanzado y puesto en operación en 2013, posee una serie de sensores que captan diferentes frecuencias de luz (entre 0.43 μm y 12.5 μm) en áreas de 30 m por 30 m de la superficie terrestre. Ofrece imágenes con 11 diferentes tipos de bandas que combinadas pueden llegar ser de gran utilidad en diversas áreas como se muestra en la **Tabla 1** a continuación (Butler, 2013):

Tabla 1: Algunas combinaciones de bandas de LandSat 8 y sus áreas de aplicación.

Fuente: Butler (2013).

Color natural	4 3 2
Falso color (urbano)	7 6 4
Color Infrarrojos (vegetación)	5 4 3
Agricultura	6 5 2
Penetración atmosférica	7 6 5
Vegetación saludable	5 6 2
Tierra / Agua	5 6 4
Natural con eliminación atmosférica	7 5 3
Infrarrojos de onda corta	7 5 4
Análisis de vegetación	6 5 4

4.03.3. Software ArcMap 10.8

Se trata de una aplicación de autoría, edición y geo-procesamiento de SIG (Sistema de Información Geográfica) que permite crear mapas atractivos, editar y administrar datos espaciales y realizar todo tipo de análisis necesario para transformar sus datos sin procesar en información valiosa (ArcGIS, 2020).

Según el estudio realizado por Beiranvand & Hashim (2015), si se combinan la diferentes bandas del satélite *LandSat 8* con la configuración 4/2, 6/7, 5 y 10 resulta adecuado para visualizar las áreas naturales deterioradas, logrando que resalten dichas áreas en colores vivos como el amarillo y magenta.

4.04. Impactos ambientales directos en el desarrollo de plantas de energía solar

Según una serie de consultas a expertos realizada por Rudman et al. (2017, p. 4), los principales impactos que conllevan las plantas solares térmicas y fotovoltaicas corresponden a los mencionados a continuación:

Atmosférico y perceptivo: Incluye cambio en el albedo, cambio en el paisaje, impacto visual, microclima, impacto auditivo y contaminación lumínica.

Ecología y biodiversidad: Cualquier impacto con el potencial de afectar la fauna o flora del lugar.

Geológicos: Impactos en la geología local o adyacente.

Agua: Los impactos asociados a la dimensión y calidad del recurso hídrico requerido.

Cabe mencionar que las huellas atribuidas a las plantas solares ubicadas en zonas áridas resultan relativamente pequeñas, estando la mayor parte de los impactos significativos en la etapa de desarrollo de tecnologías y construcción de la planta. (Rudman et al., 2017, p. 11)

4.05. Beneficios de plantas solares distribuidas conectadas a la red

Entre los principales beneficios potenciales que generan las plantas fotovoltaicas distribuidas conectadas a la red se tiene:

- Apaciguamiento de picos de demanda cuando coincide el perfil de generación fotovoltaica y con el de consumo del alimentador.

- Alivio de carga en los equipos de distribución provocando una disminución en la temperatura de los mismos pudiendo alargar su vida útil.
- Disminución de pérdidas en la transmisión y distribución de la energía eléctrica.
- Soporte de voltaje en alimentadores de distribución.
- Compensación de potencia reactiva en el alimentador (RENOVA Energía, 2020).

4.06. Selección por matriz ponderada

Una manera de determinar las zonas óptimas para el desarrollo de plantas solares, es mediante una fina selección de los parámetros con mayor impacto en su desarrollo y operación. Algunas alternativas son: el grado de insolación, conexión con redes eléctricas, inclinación del terreno, nubosidad, restricciones ambientales, etc.

Una vez seleccionados los parámetros se procede a darle un peso ponderado entre 0 y 1 a cada uno según su nivel de importancia. Esto se realiza con la ayuda de expertos como se muestra en la **Tabla 2** a continuación (Gutiérrez et al., 2018, pp. 8–10).

Tabla 2: Matriz de ponderación de parámetros según expertos.

Fuente: Gutiérrez et al. (2018).

	Experto 1	Experto 2	Experto 3	Experto 4	Peso medio
Insolación	0,327	0,448	0,310	0,365	0,363
Líneas Eléctricas	0,191	0,239	0,310	0,320	0,265
Pendiente	0,327	0,216	0,259	0,087	0,222
Carreteras	0,155	0,097	0,121	0,228	0,150

4.07. Sistema de captación de energía solar

4.07.1. Efecto fotoeléctrico

En esencia, el efecto fotoeléctrico es el resultado de la absorción de radiación luminosa (sea esta directa o difusa) en un material semiconductor, lo que genera una fuerza electromotriz (Jarabo Friedrich et al., 1988, pp. 40, 41).

4.07.2. Paneles fotovoltaicos

Un panel fotovoltaico es un conjunto formado de células foto-reactivas (generalmente hechas a base de Silicio) que van conectadas en serie o paralelo según sea conveniente y que

están protegidas contra agentes externos mediante el uso de materiales duraderos, como son el aluminio, vidrio, plásticos, etc. En su cara foto-receptiva, los paneles poseen un material transparente (de preferencia vidrio por su alta durabilidad en óptimas condiciones) que permite el ingreso de la energía radiante proveniente del sol. Los principales parámetros eléctricos a tener en cuenta de los paneles fotovoltaicos son:

- Corriente de cortocircuito.
- Tensión de circuito abierto.
- Potencia máxima.
- Factor de forma.
- Eficiencia total del panel.

La potencia de un arreglo fotovoltaico dependerá del número de paneles y de la potencia pico (Wp) de los mismos. El voltaje de salida del arreglo se lo obtiene con la conexión en serie de un número determinado de módulos y que corresponde con el voltaje de entrada del inversor; la corriente en cambio dependerá del número de conexiones en paralelo de dichas series.

Por lo general la potencia de los módulos se encuentra entre los 200 y 450 Wp y su eficiencia en condiciones estándares de irradiación y temperatura (1000 W/m², 25 °C) se encuentra entre 14 % y 22 % para silicio mono cristalino y silicio policristalino respectivamente (RENOVA Energía, 2020).

4.07.3. Inclinación de paneles fotovoltaicos en el Ecuador

Cerca de la línea ecuatorial, la máxima potencia que pueden captar paneles solares fijos se obtiene con una inclinación cerca de 0°. Sin embargo, debido a que en esta posición la acumulación de suciedad es máxima y se dificulta la limpieza, se recomienda una inclinación no menor a 5°. Apuntando hacia el Sur si se encuentra ubicado en el hemisferio Norte y viceversa (Alvarez, 2017).

Según Peña & Pinos (2014), el cálculo de la inclinación (β) de los pfv en diferentes latitudes se lo puede realizar con la siguiente ecuación:

$$\beta = 0.35 + 0.69 * \varphi \quad (\text{Ecuación 1})$$

Siendo:

φ : la latitud del lugar.

4.07.4. Sistema de seguimiento solar

Los sistemas de captación solar fotovoltaicos deben aprovechar la mayor cantidad de energía a lo largo del día, para ello se necesita que en todo momento la superficie colectora se encuentre de manera perpendicular a los rayos solares. Por lo que, dicha superficie debe tener la capacidad de un movimiento de seguimiento solar.

Para lograr este propósito es necesario un sistema con movimiento en dos ejes (N-S y E-O), llegando a captar entre 30 y 45 % más de energía que el mismo sistema siendo estático. Sin embargo, se logran resultados muy similares empleando solamente un eje (N-S) sobre todo en países cercanos a la línea ecuatorial; además que con un solo eje se simplifica la estructura y baja su coste (**Figura 4**).

Con relación al gasto de energía que conlleva el re-direccionamiento de los paneles solares, se logró la mayor eficiencia si este sucedía cada hora, con un gasto del 1.3 % de la ganancia final de energía. Con un incremento del 2.93 % en la captación de la radiación disponible con respecto a un panel fijo.

Para el control de estos sistemas se puede emplear un microprocesador, controlador lógico programable (PLC), matriz lógica programable (PAL), etc. Con los que se activan motores eléctricos precisos (Arreola et al., 2015).



Figura 4: Planta solar con sistema de seguimiento de un eje.

Fuente: DS New Energy, (2019b).

Los sistemas de seguimiento solar en un eje se basan en que, manteniendo fija la inclinación β , varían su orientación de tal modo que en todo momento sea igual al ángulo acimutal (Villicaña Ortiz, 2019).

La sombra que proyecta un panel con seguidor se representa por la letra A (**Figura 5**) y puede ser calcula con la **ecuación 2** (Villicaña Ortiz, 2019).

$$A = \frac{H}{\tan(\rho)} \quad (\text{Ecuación 2})$$

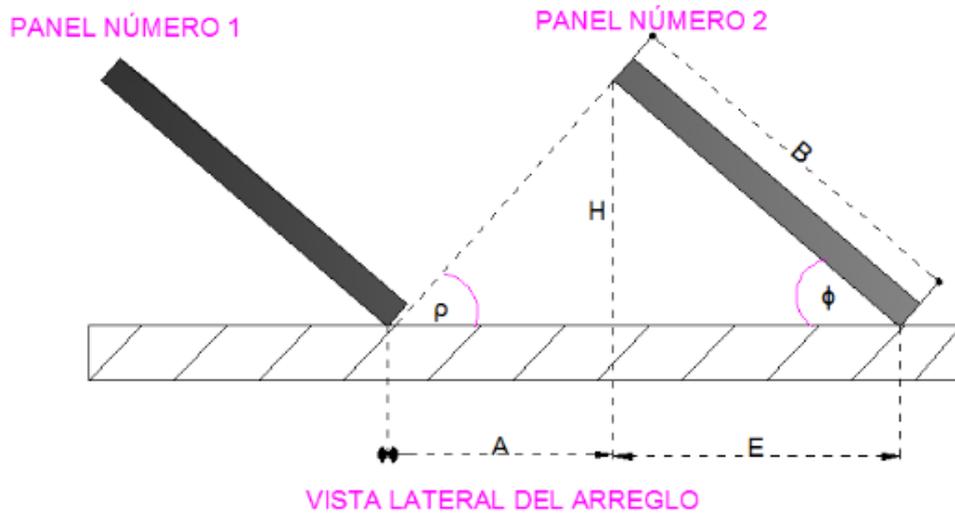


Figura 5: Sombra proyectada equivalente a la distancia mínima entre hileras de seguidores.

Fuente: Ortega & Boada, (2013).

4.08. Sistema de incorporación de energía solar a la red

Además de los paneles fotoeléctricos, para incorporar un sistema solar a la red eléctrica se requieren los siguientes componentes básicos:

4.08.1. Inversor

El inversor es el equipo que permite inyectar la energía producida por el generador fotovoltaico en la red eléctrica. Su función principal es transformar corriente continua en alterna compatible con la red (Crego Villarroel, 2013, pp. 1–4).

Para aprovechar al máximo la energía que pueden generar los paneles, los inversores empleados tienen la característica de ser tipo MPPT (Seguidor de punto de máxima potencia), que tienen la función de acoplar las entradas del inversor a los valores de potencia variados que se producen (según la radiación disponible), obteniendo la mayor cantidad de energía en todo momento.

Las principales características de un inversor corresponden a las entradas y salidas del mismo, como se muestra en la **Tabla 3** mostrada a continuación (Estebaranz, 2012, pp. 29–31):

Tabla 3: Características del inversor: Datos de entrada y salida.

Fuente: Estebaranz, (2012).

Hoja de características del inversor: Datos de entrada y salida	
Entrada DC	
Max. potencia	kWp
Max. Corriente	A
Max. tensión DC	V
Rango de tensión DC MPPT	V - V
Nro. de entradas DC	#
Sección máx. del cable de entrada	mm ²
Producción de energía desde	%
Salida AC	
Nro. de Fases	#
Pot. nominal AC	kW
Pot. máx. AC	kW
Tensión nominal AC	Vrms
Margen de tolerancia de tensión	% - %
Frecuencia de salida	Hz - Hz
Factor de potencia	> #
THD de corriente AC	< # %
Corriente nominal AC por fase	Arms
Corriente máx. AC por fase	Arms
Sección máx. Para el cable de salida	mm ²

4.08.2. Cableado

En la planta fotovoltaica hasta el punto de interconexión con la red, se necesita un cableado diverso, adecuándose a los requerimientos de corriente, voltaje y aislamiento necesarios. En el dimensionamiento del cableado se hace uso del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) con las instrucciones técnicas complementarias (ITC-BT- 19 y 20).

Según (ITC-BT-40, 2020) la caída de tensión en los conductores entre el generador fv, los inversores y el punto de interconexión con la red, no deben superar el 1.5% tanto en la parte de CC como para CA. Ello se puede comprobar con el empleo de la **ecuación 3** y el empleo de la ley de Hom como se expresa en la **ecuación 4** (NTC 2050, 1998).

$$\%V_{\downarrow} = \frac{V_{\downarrow}}{V_{Nom}} \times 100 \% \quad (\text{Ecuación 3})$$

$$V_{\downarrow} = I_{Max.} \times (R \times L) \quad (Ecuación 4)$$

Siendo:

$\%V_{\downarrow}$: porcentaje de caída de tensión.

V_{\downarrow} : valor de caída de tensión en volts.

$I_{Max.}$: corriente máxima.

V_{Nom} : voltaje nominal de operación.

R : resistividad intrínseca del cable.

L : longitud del cable.

Como medida de seguridad todos los conductores de la instalación (CC y CA) hasta llegar al transformador, deben estar dimensionados con una capacidad de corriente superior al 1.25 % de la nominal como se expresa en la **ecuación 5** (ITC-BT-40, 2020).

$$I_{Ad} \geq I_{Nom} \times 1.25 \quad (Ecuación 5)$$

Dimensionamiento de conductores de CC

Para dimensionar la sección transversal de un cable en CC de material seleccionado y condiciones de voltaje e intensidad conocidas, se tiene la **ecuación 6** donde se obtiene el área en milímetros. Esta puede ser seleccionada en un catálogo de conductores AWG para encontrar la denominación requerida (NTC 2050, 1998).

$$S_{CC} = 2 \times \frac{L \times I \times 100}{K \times \%V_{\downarrow} \times V_{Nom}} \quad (Ecuación 6)$$

Donde:

S_{CC} : Sección del conductor.

L : Longitud.

I : Intensidad de corriente.

K : Conductividad del material.

V_{Nom} : Voltaje nominal de operación.

$\%V_d$: Porcentaje de caída de tensión.

Dimensionamiento de conductores de CA

Para dimensionar la sección transversal de un cable en CA de material seleccionado y condiciones de voltaje e intensidad conocidas, se tiene la **ecuación 7** donde se obtiene el área en milímetros. Esta puede ser seleccionada en un catálogo de conductores AWG para encontrar la denominación requerida (NTC 2050, 1998).

$$S_{CA} = \frac{L \times I_f \times 100}{K \times \%V_d \times V_{Nom}} \quad (\text{Ecuación 7})$$

Donde:

S_{CA} : Sección del conductor.

I_f : Corriente de fase.

Para el tramo de media tensión que consta entre el transformador y el punto de interconexión con la red eléctrica, es necesario referirse a las *Normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales*, en donde establece un valor de caída de tensión admisible del 3.5 % en áreas urbanas (EERSSA, 2012)

4.08.3. Protecciones

Al igual que toda instalación eléctrica, es necesario proporcionar seguridad tanto a los equipos como a las personas involucradas. Para lo cual se debe colocar una serie de elementos de protección que aseguren el buen funcionamiento de la planta.

Según la Regulación-No.-ARCONEL-042-18 (ARCONEL, 2018a), una planta solar de hasta 300 kW debe poseer las siguientes protecciones:

- Interruptor automático diferencial en la sección de CC.
- Interruptor termo-magnético de operación manual AC.
- Interruptor automático de interconexión AC, más relé de enclavamiento.
- Protección para interconexión de máximo y mínimo voltaje y frecuencia.
- Protecciones termo-magnéticas en las diferentes ramas de CC y CA previos al medidor bidireccional.

Las protecciones deben dimensionarse para una capacidad no menor al 125 % de la potencia nominal según indica el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (ITC-BT-40, 2020).

4.08.4. Puesta a tierra

Según la Regulación-No.-ARCONEL-042-18 (ARCONEL, 2018a) para una planta fotovoltaica conectada a la red, todos los elementos tanto en CC como en AC y estructuras metálicas deben poseer una única red de puesta a tierra, a excepción del centro de transformación que posee su propia malla. Ambas deben estar separadas un mínimo de 15 metros según la norma IEEE 80 std -2000 (IEEE Std 80 – 2000, 2013). A más de una separación galvánica con la red eléctrica como puede ser un transformador de aislamiento.

En el diseño de la malla de puesta a tierra del transformador es requerido basarse en la norma IEEE 80 std -2000 (IEEE Std 80 – 2000, 2013) para subestaciones eléctricas, además del manual de construcciones del MERR. Como principales datos de entrada en el dimensionamiento y diseño se tienen las características relevantes del transformador, la resistividad del suelo y la temperatura ambiental promedio en la zona.

4.08.5. Contador bidireccional

El medidor bidireccional es un elemento que mide tanto la energía que se entrega a la red (generada por la planta) como la que se consume de ella. Esto es debido a que algunos equipos de la planta continúan consumiendo energía durante la noche misma que se obtiene de la red eléctrica (Ineldec, 2020).

Como alternativa se tiene la instalación de dos medidores, uno que mida la energía consumida y otro para la energía entregada a la red. La diferencia entre las mediciones corresponderá a la facturación final de la energía (Ochoa Ruiz, 2019).

4.08.6. Transformador

El transformador es un equipo que eleva o baja la tensión en AC. Es necesario cuando la energía generada por una planta solar va a ser inyectada en la red de media o alta tensión (Crego Villarroel, 2013, pp. 1–4). De esta manera se minimizan las pérdidas por transmisión de la energía desde el generador hasta el punto de consumo

Hoy en día los transformadores se consideran máquinas eficientes, sin embargo, poseen pérdidas; unas fijas por resistencia generadas en el núcleo de hierro y otras debido a la reactancia variable generada por la magnetización de las bobinas (Caloca Mendo, 2019).

Las características relevantes de un transformador para su selección son:

- Voltaje primario.
- Voltaje secundario.
- Potencia nominal.
- Tipo.
- Frecuencia.
- Nivel de aislamiento.
- Norma.
- Altitud.
- Peso (Schneider, 2015).

4.09. Pérdidas

Se debe tomar en cuenta las pérdidas que se generan en toda la instalación fotovoltaica hasta llegar al punto de conexión con la red eléctrica, las cuales son:

- Pérdidas angulares o del error en el direccionamiento de los paneles.
- En el cableado, que suelen ser muy pequeñas si está correctamente dimensionado.
- Mismatch, debido a las conexiones en serie o paralelo de los paneles. Estas pérdidas suelen asumirse en un 3 %.
- Diferencias con la irradiación estándar: El rango puede oscilar entre el $+ - 3 \%$ al $+ - 10 \%$.
- Polvo y suciedad: Este valor suele oscilar entre 2-7 %.
- Pérdidas por temperatura, ocurren por lo general debido al incremento de temperatura de los paneles lo cual baja su rendimiento.
- Rendimiento del inversor, que por lo general está sobre el 90 %.
- Pérdidas en el transformador, involucrando las pérdidas en el cobre y en el hierro (RENOVA Energía, 2020).

4.10. Demanda histórica en el cantón Zapotillo

Según el análisis realizado por Ochoa Ruiz (2019, p. 93) se tiene que el consumo de energía en el cantón Zapotillo de entre los años 2014 y 2017 se muestra en la **Figura 6**.

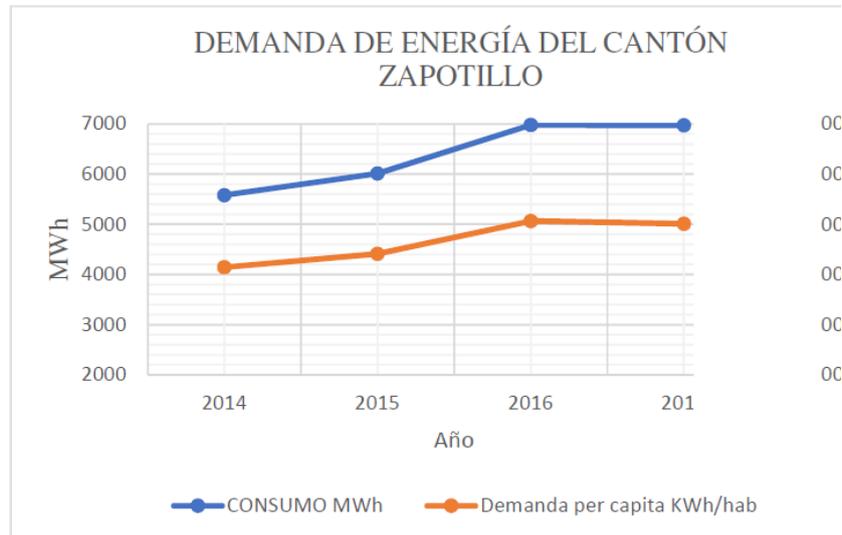


Figura 6: Demanda histórica de energía en el cantón Zapotillo.

Fuente: Ochoa Ruiz (2019, p. 93).

La demanda en el año 2017 ya bordeaba los 7000 MWh/año y continúa en aumento no solo por el crecimiento poblacional, sino también debido al incremento en el consumo per cápita que llegó a 500 kWh/hab/año.

Con lo referente al consumo de potencia diaria, se tiene una carga horaria en la S/E Pindal hacia el cantón Zapotillo como se muestra en la **Tabla 4** a continuación:

Tabla 4: Demanda de potencia diaria en el cantón Zapotillo desde la S/E Pindal 2019.

Fuente: Ochoa Ruiz (2019, p. 94).

Demanda de potencia diaria en el cantón Zapotillo desde la S/E Pindal 2019	
Hora	Demanda kW
1:00	328,78
2:00	300,78
3:00	298,8
4:00	295,4
5:00	304,33
6:00	337,78
7:00	357,19
8:00	351,38
9:00	373,84
10:00	397,28

11:00	411,38
12:00	420,74
13:00	412,49
14:00	409,62
15:00	420,48
16:00	425,91
17:00	427,28
18:00	437,03
19:00	551,11
20:00	630
21:00	590,78
22:00	523,49
23:00	443,88
0:00	373,5

4.11. Simulación de sistemas solares

Hoy en día existen diversos programas que facilitan el diseño y simulación de sistemas fotoeléctricos. Donde se pueden obtener resultados con un alto grado de precisión debido al número de variables que se consideren. La mayoría de estos programas se encuentran en la red de forma libre como es el caso del programa abierto *SISIFO* donde se puede realizar diseños de calidad de forma rápida. Otros programas como *Pspice* y *Matlab* resultan muy útiles en simulación de sistemas fotovoltaicos y son comúnmente usados por Ingenieros eléctricos y electrónicos (Silvestre, et al., 2008).

Recientemente, el MNRE (Ministerio de Energía Nueva y Renovable) y el TERI (Instituto de Energía y Recursos) enumeraron algunos de los programas de simulación fotovoltaica que se utilizan comúnmente en todo el mundo. Los cuales son los siguientes:

- Homer Pro – Homer Energy, Estados Unidos.
- PV F-Chart – Software F-Chart, Estados Unidos.
- pvPlanner – SolarGis, Eslovaquia.
- PVSyst – Pvsyst SA, Suiza.
- RETScreen – Recursos Naturales Canadá, Canadá.
- System Advisor Model (SAM) - Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), Estados Unidos.
- Solar Pro – Laplace Systems, Japón.
- PV*SOL – Valentin Software GmbH, Alemania (DS New Energy, 2019a).

4.11.1. Software PV*SOL

PV*SOL es un software de simulación de sistemas de energía solar fotovoltaica que permite a los usuarios diseñar, modelar y evaluar sistemas de energía solar en edificaciones y terrenos. Entre sus principales características se encuentran:

- Un alto grado de detalles incluyendo en la selección e incorporación de los equipos. Modelado preciso de los componentes, la geometría del lugar, sombras y rendimiento del sistema.
- La capacidad de hacer análisis financieros y de eficiencia en diferentes condiciones del sistema y en tiempo real.
- Posee una interfaz intuitiva fácil de usar que incorpora herramientas de diseño con gráficos interactivos en 2D y 3D.
- Cuenta con una amplia documentación y videos tutoriales para su empleo junto con soporte técnico por correo para los usuarios (Solsta, 2023).

4.12. Cuarto de máquinas

Transformar un contenedor marítimo en una estructura de soporte y sitio de almacenaje de maquinaria, es una práctica cada vez más común ya que después de ser útil para trasladar los materiales, equipos, etc. Con pocas modificaciones, puede quedar en el lugar apto para anclar, almacenar y proteger todos los componentes (ZARCA S. L., 2021).

4.13. Regulaciones

4.13.1. ARCONEL

Es la *Agencia de Regulación y Control de Electricidad* en Ecuador y tiene como misión “regular y controlar actividades del sector público estratégico de energía eléctrica, con calidad y calidez, precautelando el bienestar de los ciudadanos y el desarrollo sustentable del país” (ARCONEL, 2020).

4.13.2. Histórico del marco legal para una planta fotovoltaica en Ecuador

Tanto las regulaciones, reglamentos, leyes y mandatos que rigen a una empresa de generación fotovoltaica conectada a la red eléctrica en Ecuador, se presentan de forma abierta en la página oficial de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad del Ecuador. Correspondiente al siguiente enlace:

https://www.regulacionelectrica.gob.ec/introduccion_regulacion/ (ARCONEL, 2020)

En 2007 el gobierno fomentó la participación e iniciativa privada, en la generación eléctrica descentralizada mediante el uso de energías renovables no convencionales, dando preferencia a este tipo de generación y precios de compra elevados por parte del estado. Como en el caso de la energía fotovoltaica, que se llegó a pagar 57 cUSD/kWh establecido en la Regulación Nro. CONELEC - 009/06 (CONELEC, 2007, p. 5).

En 2011 se contó con la nueva Regulación Nro. CONELEC – 004/11 donde también se le daba precios preferenciales a la producción de energía mediante fuentes renovables no convencionales, quedando el precio de compra de la energía fotovoltaica en 40.2 cUSD/kWh (CONELEC, 2011b, p. 5).

Ya en 2014 los incentivos para nuevos emprendimientos de iniciativa privada habían bajado debido a que según la Codificación de la Regulación Nro. CONELEC 001/13 (CONELEC, 2014, p. 19) se pagaría por energía generada de plantas fotovoltaicas 11.8 cUSD/kWh, precio que se mantuvo hasta 2016 cuando se derogó con la Resolución Nro. ARCONEL- 031/16 (ARCONEL, 2016b, p. 2). También el CONELEC (2014, p. 9) señaló que es necesario para obtener la factibilidad de conexión con la red y por ende el título habilitante, pagar un costo de 5,000 USD para proyectos de menores a 1 MW y 10,000 USD para proyectos mayores a 1 MW (costos que se mantienen en la actualidad (ARCONEL, 2016)) además de los correspondientes requerimientos técnicos y pruebas.

4.13.3. Marco legal para una planta fotovoltaica en Ecuador

En la actualidad como se indica en la Regulación Nro. ARCONEL – 003/18 - Resolución Nro. ARCONEL-042/18 (ARCONEL, 2018a) la iniciativa privada puede realizar plantas fotovoltaicas con el fin principal de autoconsumo e inyectando excedentes a la red eléctrica a un precio negociable, para lo cual es necesario apearse a los diferentes requerimientos dictaminados en dicha regulación. Adicionalmente la Resolución Nro. ARCONEL -057/18 (ARCONEL, 2019) tiene una modificación a la capacidad definida en la Regulación Nro. ARCONEL – 003/18 llegando a permitir una producción de energía de hasta 300 kW en el sector residencial y menos de 1 MW para el sector industrial. Se menciona que será así hasta que se emita la nueva regulación de generación distribuida.

Por otro lado los proyectos de iniciativa privada menores a 1 MW también pueden hacerse posible mediante una “excepcionalidad” como lo indica la Regulación Nro. CONELEC -002/11 donde se expone el marco de operación (CONELEC, 2011a).

Existe también la posibilidad de realizar proyectos fotovoltaicos conectados a la red y mayores a 1 MW si se corresponde con una iniciativa de empresa pública, adquiriendo contratos por 15 años y recibiendo un pago por la energía generada de 6.58 ¢/kWh. Para lo cual es necesario seguir los requerimientos de la Resolución Nro. Arconel -056/16 (ARCONEL, 2016b).

La Regulación Nro. ARCONEL – 004/15 describe el método vigente de conexión y operación para una planta de energías renovables no convencional de mínimo 100 kW, donde se especifica la calidad de la energía a entregar, el pre estudio del punto de conexión, además para el caso de la energía fotovoltaica se menciona que los aparatos inversores deben cumplir con la norma IEC 62116 referente a mecanismos de protección y la IEC 61000-4 para la calidad de la onda (ARCONEL, 2015).

Estando en vigencia, la REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021 menciona que es legal realizar proyectos de generación de energía fv de hasta 1 MW, para autoconsumo y generación de crédito energético con los excedentes generados durante el día para ser consumido durante la noche, etc. Requiriendo colocar un contador de energía bidireccional y cumplir con ciertos parámetros técnicos. Se expone también que los contratos con plantas solares consideran una vida útil de la instalación de 25 años. (ARCERNNR, 2021a).

Siendo la última resolución emitida referente a la generación de energía distribuida, la REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/2021 en conformidad con el artículo 40 de la LOSPE, dice que, la generación eléctrica puede ser realizada por personas jurídicas privadas (entre otros), que estén debidamente habilitadas. Cumpliéndose los parámetros técnicos que especifica la Regulación Nro. ARCONEL-004/15 y procedimientos especificados en la Regulación Nro. ARCONEL-002/16, se consigue el título habilitante para ejercer contratos de venta de energía con la empresa distribuidora local. Permitiendo realizar proyectos de generación de entre 100kW y 1 MW (para autoconsumo y comercialización con la demanda regulada) a empresas públicas, privadas o mixtas. Sin embargo, los proyectos de generación distribuida de capacidad mayor a 1 MW deberán ser estudiados, propuestos por la empresa distribuidora y/o constar en el Plan Maestro de Electricidad (PME), para luego, realizar un proceso público de selección de

las empresas candidatas que lo puedan llevarlo a cabo; como es el caso del proyecto Aromo en la provincia de Manabí (ARCERNNR, 2021b).

4.14. Punto de conexión y medición de la energía

Según la Regulación Nro. ARCONEL 004/18 (ARCONEL, 2018b) el punto de conexión para un solicitante de media tensión, corresponde con el de la **Figura 7** donde se realiza la medición en media tensión con el empleo de un transformador mixto de corriente y tensión homologado por la empresa distribuidora local.

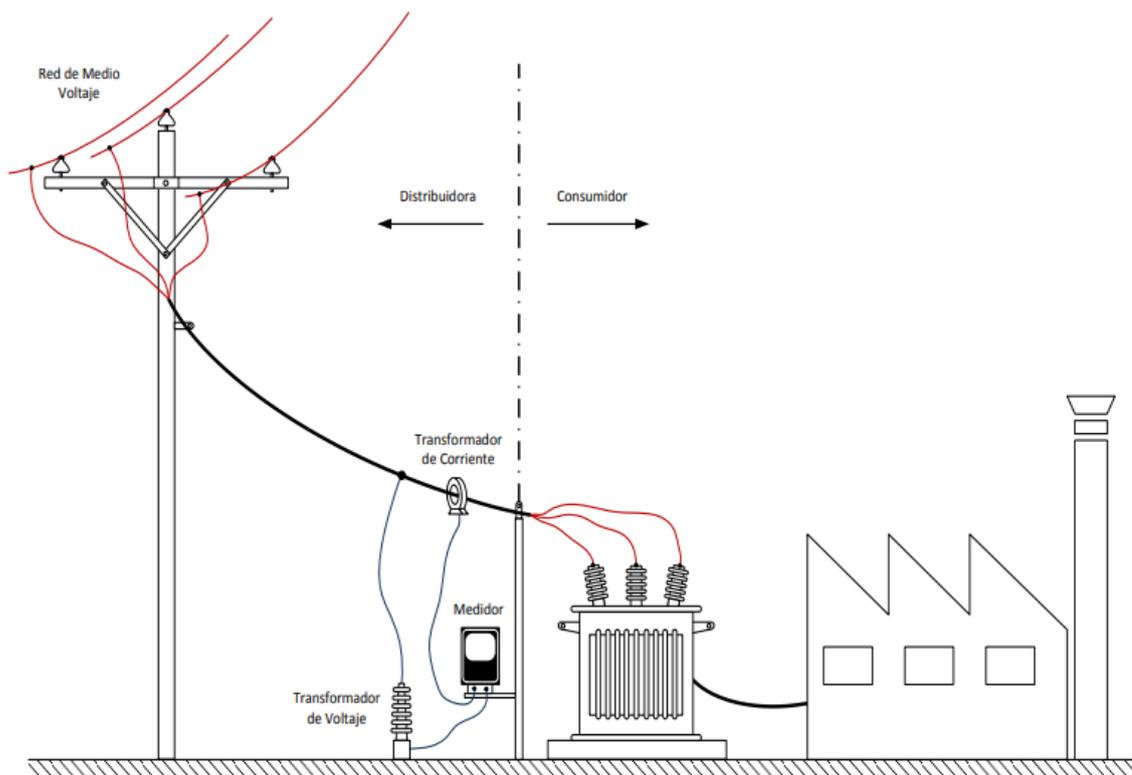


Figura 7: Punto de conexión con la red eléctrica, con sistema de medición en MT.

Fuente: Arconel, 2018.

Se especifica también en la misma regulación que la empresa distribuidora es responsable de extender la red de distribución desde ya la existente hasta el punto de entrega en el límite de la propiedad del solicitante.

La extensión de la red y demás obras civiles dentro de la propiedad son responsabilidad del solicitante, cuyo diseño debe ser aprobado por la empresa distribuidora (ARCONEL, 2018b).

4.15. Factores Económicos

4.15.1. Economía sostenible

La economía sostenible es la colocación rentable de recursos financieros, en iniciativas empresariales que apunten al desarrollo sostenible de una sociedad. Ayudando a resolver problemas sociales y/o ambientales mientras se generan retornos financieros. Con este principio, se pueden hacer inversiones que respondan a las necesidades del presente sin comprometer las necesidades de generaciones futuras (Contreras et al., 2017).

4.15.2. Economía de escala

El coste medio de producción (CMe) es una de las variables principales que diferencian a una empresa competitiva que perdura en el mercado de otra que desaparece. Para las pequeñas empresas el CMe resulta generalmente mayor que en el caso de las grandes, debido a que no aprovechan las ventajas derivadas del volumen de producción (economía de escala). Por ejemplo: mejores tratos con los proveedores.

A menudo las empresas grandes son eficientes porque pueden alcanzar economías de escala en diferentes sectores de su función de producción, lo cual les permite aproximarse a los costos medios mínimos en el mercado (Ramírez et al., 2010, pp. 5, 6).

4.15.3. Método estructurado ABC

El método estructurado ABC consiste en clasificar los elementos de una empresa según el costo anual que representen. Se pondrá en categoría A menos del 20 % de los elementos de una empresa y que representen entre el 70 y 80 % de la inversión (anual si sin gastos periódicos) de la misma; en categoría B se colocarán entre el 20 y 50 % de los elementos pero que correspondan entre el 15 y 20 % de la inversión y en la categoría C se colocaran entre cerca del 50 % de elementos que correspondan entre el 5 y 10 % de la inversión como se muestra en la **Figura 8** a continuación (Chapman, 2006, p. 116,117).

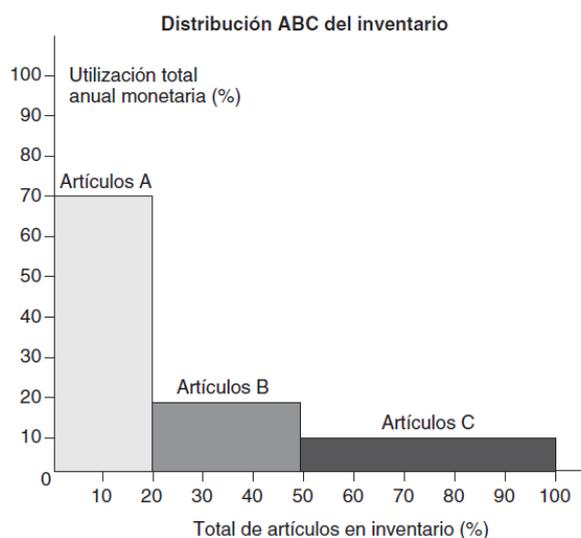


Figura 8: Distribución de elementos de una empresa por el método ABC.

Fuente: Chapman, (2006).

4.15.4. Impuestos

Todas las empresas en Ecuador están sujetas a un impuesto del 22 % sobre sus ingresos mundiales, habiendo rebajas contratando personal discapacitado y de tercera edad, eso incluye todas las empresas que están constituidas, operan y tienen su administración central en Ecuador.

El IVA (Impuesto al Valor Agregado) es el impuesto que mayores ganancias le genera al Ecuador. En la actualidad es del 12 % y se paga en casi todas las compras de bienes, importaciones y las prestaciones de servicios (SRI, 2020).

4.15.5. Evaluación económica de proyectos

Antes de poner un proyecto en marcha es necesario realizar una evaluación económica para conocer la rentabilidad del mismo. Esta se puede medir de varias formas, por ejemplo el periodo de tiempo de recuperación de la inversión (*PR*), el *VAN* y *TIR*, etc.

En todas sus etapas de la vida útil de un proyecto se tienen gastos e ingresos asociados, por ello, la rentabilidad se basa en el concepto del dinero a través del tiempo. Como es el hecho de que un dólar hoy vale más que el mismo dólar después de un año (Viñán et al., 2018).

VAN.- El Valor actual neto (VAN) es una herramienta que sirve para calcular las ganancias una vez recuperada la inversión inicial. Para ello se proyecta todo el flujo de caja de la vida útil del proyecto (inversión, ganancias, etc.) al momento actual. Si el resultado es mayor a cero el proyecto logra una rentabilidad, caso contrario el proyecto no genera ganancias o resulta en pérdidas.

$VAN > 0$ el proyecto tiene ganancias.

$VAN < 0$ el proyecto genera pérdidas.

$VAN = 0$ el proyecto no tiene ganancias ni pérdidas.

Para calcular el VAN se emplea la siguiente ecuación:

$$VAN = -I + \sum_{j=1}^n \frac{FCN}{(1+i)^j} \quad (\text{Ecuación 8})$$

Siendo:

I : Inversión inicial.

FCN : Flujo neto de caja proyectado.

n : Período de vida del proyecto (años).

i : Tasa de descuento (Viñán et al., 2018).

TIR.- La tasa de interés de retorno (TIR) mide el porcentaje de rentabilidad del proyecto; es la tasa de descuento que hace al valor presente de flujos de caja (VAN) igual a cero. Para calcular el TIR se emplea la siguiente ecuación:

$$TIR = r_1 + (r_2 - r_1) \left[\frac{VAN_1}{VAN_1 - VAN_2} \right] \quad (\text{Ecuación 9})$$

Siendo:

r_1 : Tasa de actualización del VAN_1 .

r_2 : Tasa de actualización del VAN_2 .

VAN_1 : VAN positivo.

VAN_2 : VAN negativo (Viñán et al., 2018).

Periodo de recuperación (PR).- Es una manera común de medir la rentabilidad de un proyecto, según el tiempo que tarda en recuperar la inversión inicial. Siempre y cuando el PR resulte menor al tiempo deseado de recuperación o a la vida útil del proyecto, este resulta rentable. Para calcular el PR se emplea la siguiente ecuación:

$$PR = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ingresos promedios}} \quad (\text{Ecuación 10})$$

4.16. Marcos Legales

4.16.1. Formación de nuevas empresas

“Es necesario que al momento de constituir o formar una empresa, tomar en cuenta aspectos como los estatutos, nombramientos, pagos registrales y municipales, permisos de funcionamiento para cada actividad económica. Se entiende entonces que la organización empresarial, tiene una diversidad de aspectos tales como el económico, jurídico, social, psicológico, y otros.

En tal perspectiva, dentro del derecho de las empresas confluyen muchos aspectos de diferentes disciplinas jurídicas en relación con un sujeto concreto: los derechos y obligaciones del empresario. De ahí que, una actividad compleja como la empresarial no sólo involucra la creación, funcionamiento, desarrollo y relaciones de agentes privados, sino una interacción entre diferentes instituciones públicas y privadas así como la existencia de un marco jurídico dentro del cual deben desenvolverse los actores de la actividad empresarial” (Fabara, 2020).

4.16.2. Requisitos para trámites de consolidación de empresas

Los requisitos para trámites tanto de “persona natural” como de “sociedades” se pueden encontrar en la página oficial del SRI (servicio de rentas internas), expresadas a continuación:

<https://www.sri.gob.ec/web/guest/requisitos-personas-naturales>

<https://www.sri.gob.ec/web/guest/requisitos-sociedades> (SRI, 2020).

5. Metodología

5.1. Materiales

Para el desarrollo de todos los objetivos se empleó como materiales y herramientas de base las señaladas a continuación:

- Computadora portátil.
- Internet.
- Recursos bibliográficos y demás información.
- Calculadora y elementos de oficina.
- Programas de:
 - Office: Word, Excel
- Para el desarrollo del **objetivo 1** se emplearon los materiales/herramientas señalados a continuación:
 - Atlas solar del Ecuador de 2008 y 2019 (formato pdf).
 - Acceso a la estación meteorológica Vivero Zapotillo 50004:
Enlace: <http://www.sistemastecnologicos.com.ec/clientes/loja>
 - Sistema Nacional de Información:
Enlace: <https://sni.gob.ec/coberturas>
 - Explorador satelital de tierra USGS:

Enlace: <https://earthexplorer.usgs.gov>
 - Catálogo de cables ACSR (formato pdf).
 - Programas de:
 - ArcGis: ArcMap.
 - Herramientas online: Geoportal EERSSA, Google Maps.
 - Datos del SIN y del Satélite LandSat 8.
 - Vehículo.
- Para el desarrollo del **objetivo 2** se emplearon los materiales/herramientas señalados a continuación:
 - Programas de:
 - Autodesk: AutoCAD.
 - Software PV*SOL.

- Aplicación ElectricCalc Pro.
- Para el desarrollo del **objetivo 3** se emplearon los materiales/herramientas señalados a continuación:
 - Páginas de pedidos por internet:
 - Alibaba.com
 - Ecuatran.com
 - Renova-Energia.com
 - Facebook.com/Marketplace
 - Casas.mitula.ec

Para el desarrollo del **objetivo 4 y 5** no se usaron más que los materiales mencionados de forma general al principio de este capítulo.

5.2. Métodos

La secuencia lógica de pasos planteados para realizar los objetivos específicos propuestos se muestra en el diagrama de flujo (**Figura 9**) a continuación:

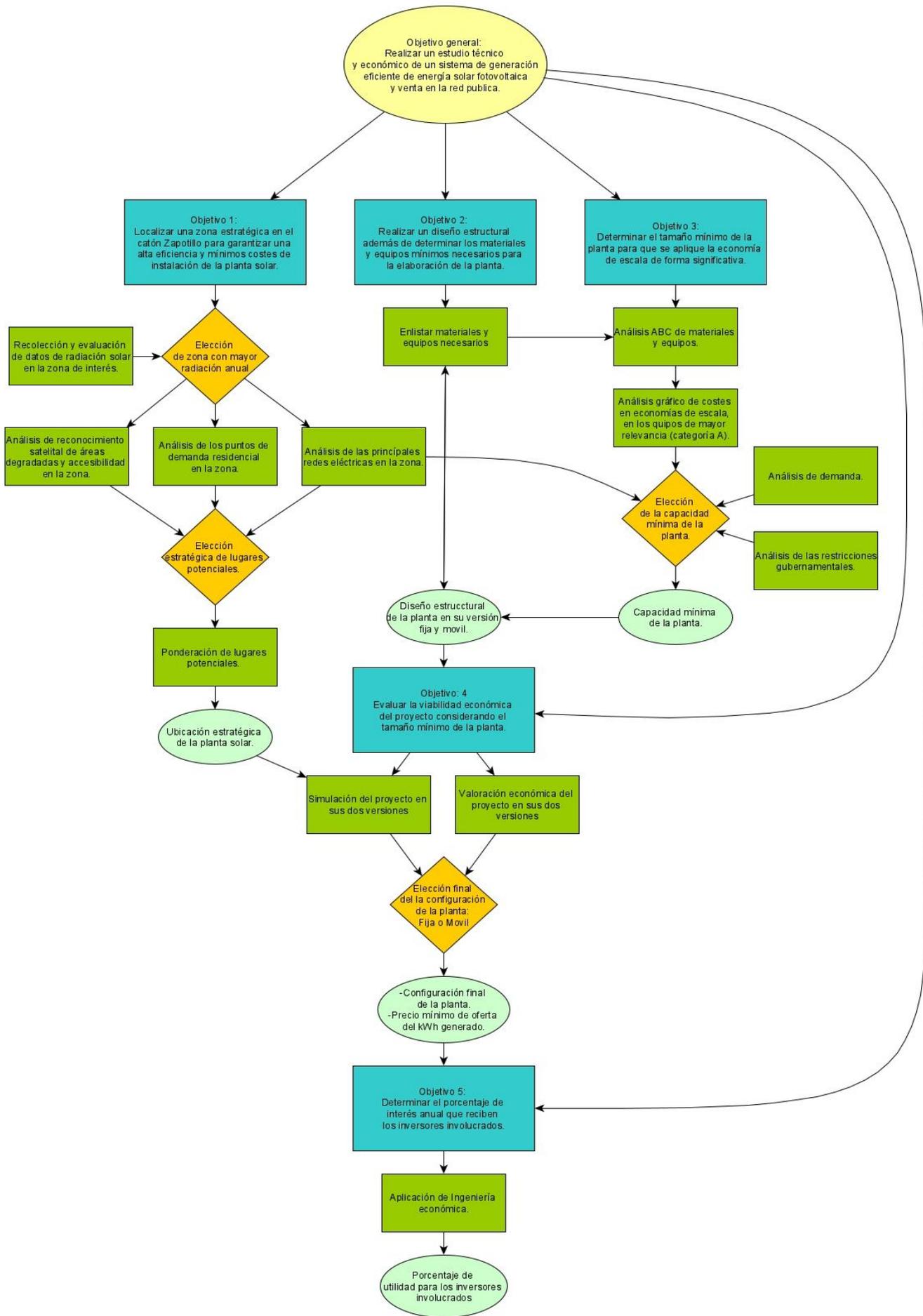


Figura 9: Diagrama de flujo de los métodos para resolver los objetivos propuestos.

Fuente: Autor (2020).

Los pasos a seguir para realizar los objetivos específicos son los siguientes:

5.2.1. Objetivo específico 1: Localizar una zona estratégica en el cantón Zapotillo para garantizar una alta eficiencia y mínimos costes de instalación de la planta solar.

Para cumplir con el objetivo propuesto, se comenzó con la adquisición de datos de la radiación solar en el cantón Zapotillo, tanto de los atlas solares del Ecuador de 2008 y 2019 como de la estación meteorológica *Vivero Zapotillo 50004* ¹.

Con los datos de radiación de los atlas se realizó un promedio para dos zonas distinguidas del cantón como son la zona Sur y Norte. En la parte Sur se tienen las parroquias de Garza Real, Zapotillo y Limones; en zona Norte se encuentran las de Paletillas, Bolaspamba, Mangahurco, Cazaderos.

Consideración lógica 1: Con el fin de centrar y reducir el área de estudio de forma conveniente para la eficiencia de planta solar, se toma la zona con mayor promedio de radiación (Gutiérrez et al., 2018, p. 4) concordando entre los dos atlas.

En la estación meteorológica de la zona ya seleccionada, se realizaron promedios mensuales (**ecuación 11**) y un promedio total (**ecuación 12**) de la radiación solar global, con los datos que se van recolectando desde Agosto de 2020 hasta Julio de 2021.

$$R.E_{prom.mes} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} Radiacion\ solar\ sumatoria \left(\frac{Ws}{m^2} \right) * \frac{1h}{3600s} * \frac{1kW}{1000W}}{n} \quad (Ecuación\ 11)$$

$$R.E_{prom.total} = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{i=\#n} R.E_{prom.mes} \left(\frac{kWh}{m^2} \right)}{\#n} \quad (Ecuación\ 12)$$

Siendo:

R.E.: Radiación solar horizontal en la estación.

n: Días del mes en estudio.

Radiación solar sumatoria: Datos ofrecidos por la estación en una hoja de Excel columna G.

1: Estación meteorológica capaz de medir radiación solar, viento y más, que junto con otras 5, pertenecen a la UNL. Las mismas fueron repotenciadas en Agosto del 2020 obteniéndose información solo a partir de esa fecha.

#n: Número de meses considerados en el promedio total de radiación.

Seguidamente se contrastaron los datos mensuales ofrecidos por los atlas solares y la estación meteorológica (**ecuación 13**) para la zona Sur del cantón Zapotillo (lugar donde se encuentra la estación) obteniéndose así el porcentaje de error mensual entre los atlas y las mediciones reales de la estación. Luego se sacó un promedio de los mismos con la **ecuación 14**.

$$e(\%)_{mes} = \frac{R.A._{mes} * 100\%}{R.E._{prom.mes}} - 100\% \quad (\text{Ecuación 13})$$

$$e(\%)_{prom.} = \frac{\sum_{i=mes}^{i=#n} e(\%)_{mes}}{\#n} \quad (\text{Ecuación 14})$$

Siendo:

$e(\%)$: Error porcentual.

$R.A.$: Radiación solar descrita en los atlas.

Una vez obtenida en la región de interés, la radiación promedio en el lugar y el error porcentual que puede tener la radiación, se procedió con la segunda parte del análisis referente a las principales redes eléctricas existentes en el lugar.

Consideración lógica 2: Realizar la instalación generadora contigua a una línea eléctrica de capacidad suficiente, es esencial para reducir la longitud de los cables de transmisión desde la planta hasta la red pública, disminuyendo costes y propiciando una transmisión óptima de energía (Autor 2020).

Mediante el empleo del geo portal de la EERSSA se analizaron las principales líneas que transmiten potencia desde/hacia las sub-estaciones ecuatorianas y conexión con el Perú. De esta manera se obtuvieron las capacidades de transmisión de las líneas de interés, además de la ubicación preliminar de las mismas.

Habiendo definido el voltaje de trabajo, el número de conductores, el grosor y tipo de cable, se obtuvo la potencia que es capaz de transmitir cada segmento de red mediante la **ecuación 15**.

$$P_{sat} = V_{tra} * I_N * N_f \quad (\text{Ecuación 15})$$

Siendo:

P_{sat} : Potencia de saturación de la red.

V_{tra} : Voltaje de trabajo.

I_N : Intensidad nominal capaz de soportar el cable (obtenido de catálogo).

N_f : El número de fases por red.

Consideración lógica 3: El hecho de que los puntos de consumo de energía (pueblo, industria, etc.) se encuentren próximos al sitio de generación de la misma, evita pérdidas en el transporte de la energía. Por lo que situar la planta próxima a un punto de consumo, se puede considerar como eco amigable y sostenible (RENOVA Energía, 2020).

A continuación, con la ayuda de imágenes satelitales de Google, se ubicaron los puntos donde se estima existe una alta demanda de energía eléctrica en el sector residencia, por lo que se identificaron los principales poblados en la zona, además de obtener (mediante datos del *GAD parroquial de Zapotillo*) el número de habitantes en cada parroquia de interés.

El siguiente punto tratado, es el impacto ambiental que generaría la futura planta, tanto en su creación como operación, por lo que se realizó un estudio de áreas degradadas y demás, con el fin de detectar una conveniente ubicación para la planta donde su impacto sea el mínimo. Para ello se emplearon imágenes satelitales actualizadas de LandSat 8 e información del SIN.

Primeramente, mediante la página <https://earthexplorer.usgs.gov/> se descargaron imágenes recientes de LandSat 8 para la zona de interés, con una nubosidad menor al 10%.

Con el empleo del programa ArcMap se procesaron las imágenes de modo que se obtuvieron un total de áreas degradadas y en proceso de degradación en la zona de interés. Para ello se empleó la combinación de bandas espectrales de 4/2, 6/7, 5 y 10 logrando que resalten dichas áreas en colores vivos como el amarillo, rojo, rosa y magenta (Beiranvand & Hashim, 2015).

Seguidamente en el mismo programa se extrajeron en forma de polígonos las áreas de los colores deseados, opacando el resto en tonos grises.

En las regiones resultantes además de estar degradadas, se les excluyó cualquier área dentro de los márgenes de protección al medio ambiente.

Apegándose a la Norma Ecuatoriana de la Construcción, en el mapa resultante únicamente se mantuvieron las áreas que cuentan con una pendiente de entre 0 y 5 %.

Luego se combinó el mapa de áreas degradadas con el de las redes eléctricas en la zona, donde se seleccionó de forma visible los lugares potenciales para la planta.

Se realizó un viaje hasta los lugares pre-seleccionados con el fin de llevar a cabo una inspección visual de los terrenos, donde se analizó la accesibilidad, biodiversidad e irregularidades de los terrenos, además de identificar los puntos de conexión a la red y averiguar por precios de compra.

Finalmente para precisar el lugar final se realizó una matriz ponderada donde se evalúan los parámetros de: cercanía a la red eléctrica; grado estimado de biodiversidad; conveniencia geográfica; acceso al agua y precio. Dándose una ponderación particular según consideraciones del autor basándose en las opiniones de expertos mostradas en la **Tabla 2** de la revisión bibliográfica (proveniente de la investigación de Gutiérrez et al., (2018)). Con lo cual se llegó a obtener una ubicación propicia.

5.2 .2. Objetivo específico 2: *Realizar un diseño estructural además de determinar los materiales y equipos mínimos necesarios para la elaboración de la planta.*

Habiendo definido la capacidad de la planta en el desarrollo del **objetivo específico 3**, se procedió seleccionando el inversor que mejor se adapta a las necesidades. Tomando en cuenta su precio y prestaciones. De igual manera se seleccionó el panel fotovoltaico a emplearse entre los que se tenía previsto en el análisis de economías de escala (Objetivo 3).

Dividiendo la capacidad de la planta para la capacidad nominal de los módulos se obtuvo el número de pfv a emplearse (**ecuación 16**).

$$N_m = \frac{P_p}{P_m} \quad (\text{Ecuación 16})$$

Siendo:

N_m : Número de módulos.

P_p : Potencia de la planta.

P_m : Potencia nominal de los módulos.

Con las características del inversor y pfv, se procedió a llevar a cabo la disposición del arreglo fotovoltaico en sus dos versiones, fijo y móvil. Definiendo la cantidad de módulos en serie, paralelo, la inclinación y la distancia entre los mismos.

La cantidad de paneles en serie se determinó mediante la **ecuación 17**, que relaciona el voltaje nominal de entrada al inversor y el voltaje nominal de los módulos.

$$N_s = \frac{V_I}{V_m} \quad (\text{Ecuación 17})$$

Siendo:

N_s : Número de pfv en serie.

V_I : Voltaje de entrada al inversor.

V_m : Voltaje nominal de los módulos.

El número de ramas en paralelo N_P que dispondrá la planta se la obtiene mediante la **ecuación 18** con los resultados obtenidos anteriormente de N_m y N_s . Este total de ramas se distribuyó según la capacidad y el número de entradas en el inversor.

$$N_P = \frac{N_m}{N_s} \quad (\text{Ecuación 18})$$

La inclinación de los pfv se la determinó según la **ecuación 1** mostrada en la revisión literaria. Con la misma procedió a calcular distancia mínima entre pfv (**Figura 10**) mediante la **ecuación 19** obtenida del trabajo de Ortega & Boada, (2013):

$$D_{min} = L_m * \left(\cos(\beta) + \frac{\text{sen}(\beta)}{\text{Tan}(\rho)} \right) \quad (\text{Ecuación 19})$$

Siendo:

L_m : Ancho del arreglo fotovoltaico.

β : Ángulo de inclinación de los módulos.

ρ : Ángulo de sombra respecto al eje horizontal.

$$\rho: 90^\circ - (23.45^\circ + \varphi) \quad (\text{Ecuación 20})$$

Siendo:

φ : la latitud del lugar (Ortega & Boada, 2013)

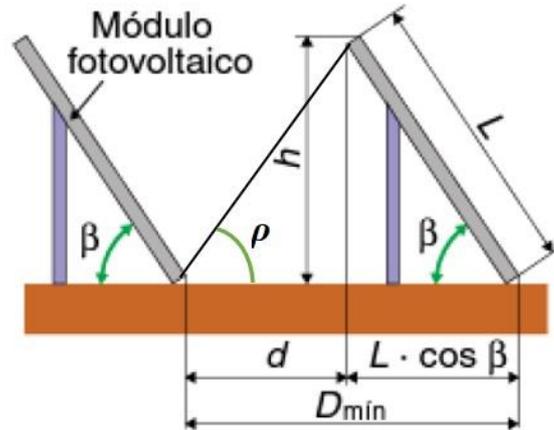


Figura 10: Geometría de la distancia mínima entre paneles fotovoltaicos.

Fuente: Peña & Pinos, (2014). Actualizada por el autor (2021).

En el caso del sistema con seguimiento solar, la distancia mínima entre paneles se calculó mediante la misma ecuación pero considerando la inclinación β máxima que llegan a tener los pfv en su rango de movimiento.

El diseño en AutoCAD comenzó por realizar una matriz con bloques de paneles fotovoltaicos a escala real, basándose en el número de paneles en serie y paralelo previamente calculados, para luego agrupar varios de ellos en diferentes combinaciones llegando a definir una conveniente según su sencillez, distribución armoniosa y eficiente en los componentes.

A la distribución final seleccionada se le realizaron diferentes formas de cableados llegando a definir por el criterio de *longitud de conductores* una disposición de los cables y equipos óptima (**Anexo 38**).

De igual manera se diseñó la configuración de las estructuras de soporte en las dos versiones de la planta solar (fija y con seguimiento solar) con base en las estructuras analizadas en páginas de venta.

Según el tipo de sistema CC o CA, el nivel de tensión, la intensidad de la corriente y el número de fases, se procedió al cálculo y selección (en la web) de los conductores y protecciones (como se exige en la Regulación-No.-ARCONEL-042-18) apegándose al reglamento de redes de baja tensión REBT (ITC-BT-40, 2020).

Seguidamente se realizaron diagramas unifilares con los detalles de la instalación como cantidad y características de los cables, protecciones de CC y CA, etc.

Se calculó las pérdidas de energía de la planta considerando los factores mencionados en la sección de **Pérdidas** de la **Revisión Literaria**. Dimensionando el cableado de forma que cumpla los criterios de pérdidas establecidos en la normativa ITC-BT-40, 2020.

Se procedió a la selección (en la web) del transformador de potencia y el transformador mixto de medición según las características y requerimientos de la planta. Además de seleccionarse un contador de energía como exige la regulación No. ARCONEL 001/16 (ARCONEL, 2016a).

A continuación se realizaron los cálculos y diseños de los sistemas de puesta a tierra tanto del transformador como de la planta. La malla para el transformador estará apegada a la norma IEEE 80 std -2000 (IEEE Std 80 – 2000, 2013) para subestaciones eléctricas, además del manual de construcciones del MERR.

Para el cuarto de máquinas se consideró la opción de comprar un contenedor de barco usado, ya que existe la posibilidad de adquirirlos en Guayaquil a bajos costes, por lo que se contactó a un proveedor para averiguar sus dimensiones y precio.

5.2.3. Objetivo específico 3: Determinar el tamaño mínimo de la planta para que se aplique la economía de escala de forma significativa.

Se comenzó identificando los parámetros de la planta en los que es relevante aplicar un análisis de economías de escala, siendo estos los elementos de compra masivos con un alto impacto económico en el proyecto.

Para ello se realizó una disposición de los elementos de la planta con el método estructurado ABC (Chapman, 2006, p. 116).

Seguidamente se realizó una búsqueda en internet (para obtener precios unitarios y ofertas por compras u operaciones) de los parámetros seleccionados en la categoría A. Luego se ordenó y graficó esta información en Excel de modo que se pudo evidenciar de forma gráfica la caída de precios a partir de ciertos volúmenes.

Por inspección visual de las gráficas realizadas se determinó un punto donde el tamaño de la planta abarca los elementos con un precio de mayoreo.

Para obtener la longitud requerida de los conductores de CC, se realizó un diseño eléctrico en AutoCAD que fue iterado con la capacidad y el modelo de la planta, para de esta manera obtener una longitud aproximada base para el análisis de compra por mayoreo.

En la determinación de la capacidad final de la planta, además de las economías de escala también se consideraron otros factores relevantes como son los reglamentos y restricciones en el Ecuador, la capacidad de las líneas y la demanda en los diferentes sectores.

Para conocer la demanda, primero se obtuvo de la tesis de Ochoa Ruiz, (2019, p. 94) el consumo eléctrico per cápita en la zona y la curva de demanda diaria en 2017, además fue preciso conocer el número de habitantes en las parroquias de interés.

Se obtuvo la demanda anual multiplicando el consumo per cápita por el número total de habitantes de la zona Sur del cantón (**ecuación 21**), para ser convertida en demanda diaria mediante la **ecuación 22**.

$$D_a = T_{Hab.} * CP \quad (Ecuación 21)$$

$$D_d = \frac{D_a}{1 \text{ año}} * \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \quad (Ecuación 22)$$

Siendo:

D_a : Demanda anual.

$T_{Hab.}$: Total de habitantes.

CP : Consumo per cápita.

D_d : Demanda diaria.

A partir de la demanda diaria, se obtuvo el consumo promedio de potencia (**ecuación 23**), que fue contrastado con la curva de demanda diaria obtenida por Ochoa Ruiz (2019) (**Figura 10**), donde se evidenció la similitud entre el consumo de potencia promedio calculado (D) con la curva diaria de demanda de 2017 en las horas donde la planta estaría produciendo energía solar (8:00 am – 4:00 pm).

$$D = \frac{D_d}{\frac{24 \text{ h}}{\text{día}}} \quad (Ecuación 23)$$

D : Demanda promedio de potencia.

Se analizó de manera similar la demanda de potencia para las parroquias por separado, basándose en los habitantes y el consumo per cápita se llegó a definir la potencia que requerirá la planta solar para satisfacer la demanda de esas localidades durante el día.

Teniendo el análisis de los 4 factores más relevantes para definir la potencia final de la planta, que son las oportunidades legales, los costes escalables, la demanda local y la capacidad de las líneas eléctricas, se realizó una representación gráfica de las limitaciones tanto inferiores y superiores de donde se seleccionó de forma visual una capacidad mínima que cumpla con todas las limitaciones analizadas. Dicha capacidad se multiplicó por un factor de seguridad del 1.1 debido a las pérdidas existentes en la planta (como se muestra en la sección **Pérdidas** de la **Revisión literaria**), definiéndose así la capacidad final.

5.2.4. Objetivo específico 4: Evaluar la viabilidad económica del proyecto considerando el tamaño mínimo de la planta.

Para comenzar con la evaluación de la viabilidad económica del proyecto, se realizó un análisis del funcionamiento de la planta, obteniendo la energía anual entregada a la red pública. Dicho análisis consta de dos partes: En primer lugar, se realizaron simulaciones de la planta solar en sus dos versiones, empleando el programa PV*Sol mencionado en la sección de **Programas de simulación** del marco teórico. En segundo lugar, se calculó las pérdidas en los conductores y demás elementos de la instalación, en conjunto con algunas mencionadas en la revisión bibliográfica sección **Pérdidas**, obteniendo el rendimiento de la instalación en sus dos versiones, que junto con la radiación solar promedio obtenida en el desarrollo del **Objetivo 1** se consiguió llegar la energía entregada a la red.

Seguidamente se realizó una lista con los precios (obtenidos en internet) de los materiales y trabajos necesarios para la creación de la planta, para sistema de captación fijo y otra similar para sistemas con seguimiento solar. Llegando a obtener el costo bruto total del proyecto en sus dos versiones.

Mediante la **ecuación 24** la cual considera la energía obtenida en la simulación de la planta en sus dos versiones y el costo del 0.118 \$/kWh pagado a generadores fotovoltaicos en el territorio continental del Ecuador (CONELEC, 2014), se obtuvo las ganancias brutas del primer año. Teniendo en cuenta el deterioro del rendimiento energético de los paneles a lo largo de los años (**Anexo 3**), se realizó el mismo procedimiento para obtener las ganancias brutas de un contrato de 15 años.

$$I_A = E_g \times C_{kWh} \quad (\text{Ecuación 24})$$

I_A : Ingreso bruto anual (\$/año).

E_g : Energía generada (kWh/año).

C_{kWh} : Costo del kWh (\$).

Para obtener el flujo de caja durante el funcionamiento del proyecto, se restó de las ganancias brutas con el costo del mantenimiento y operación de la planta de cada año, considerando un incremento anual del 2 % en su coste.

Seguidamente mediante la **ecuación 8 y 9** de la revisión literaria se procedió a calcular el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno de la inversión (TIR), evidenciándose el desenvolvimiento económico del proyecto en sus dos versiones.

Con el valor promedio anual del flujo de caja y el valor de la inversión inicial de la planta en sus dos versiones, mediante la **ecuación 10** se obtuvo el periodo de recuperación de la inversión (PR) mismo con el que se determinó el modelo de planta que recupera su inversión en menor tiempo.

Finalmente se realizó análisis comparativo con los resultados del paso anterior, donde se obtuvo una conformación final de la planta (fija o con sistema de seguimiento) que exprese un mayor VAN, TIR y menor tiempo recuperación de la inversión.

5.2.5. Objetivo específico 5: *Determinar el porcentaje de interés anual que reciben los inversores involucrados.*

Teniendo ya la tasa de retorno en un contrato de 15 años para el modelo final de la planta, se puede considerar la misma como el porcentaje de interés para los inversores involucrados; sin embargo si se analiza el potencial que tiene la instalación durante los 25 años de vida útil y considerando un valor promedio de la energía 0.137 USD/kWh como se expresa en la investigación de Ochoa Ruiz (2019). Repitiendo los cálculos del **objetivo 4** se obtuvo un VAN, TIR y PR correspondientes al máximo potencial de la planta en su modelo con seguidor solar.

6. Resultados

6.1. Localización de una zona estratégica en el cantón Zapotillo para garantizar una alta eficiencia y mínimos costes de instalación de la planta solar

6.1.01. Datos de irradiación solar

En la **Figura 11**, se muestra el mapa de la radiación solar global horizontal promedio del Ecuador en 2019, en donde se puede obtener que: para la zona Sur del cantón Zapotillo la irradiación horizontal promedio anual es de 5.4 kWh/m²día y para la zona Norte se tiene una de 4.8 kWh/m²día. Equivalentes a una radiación de 1 kWh durante 5.4 y 4.8 horas/día respectivamente.

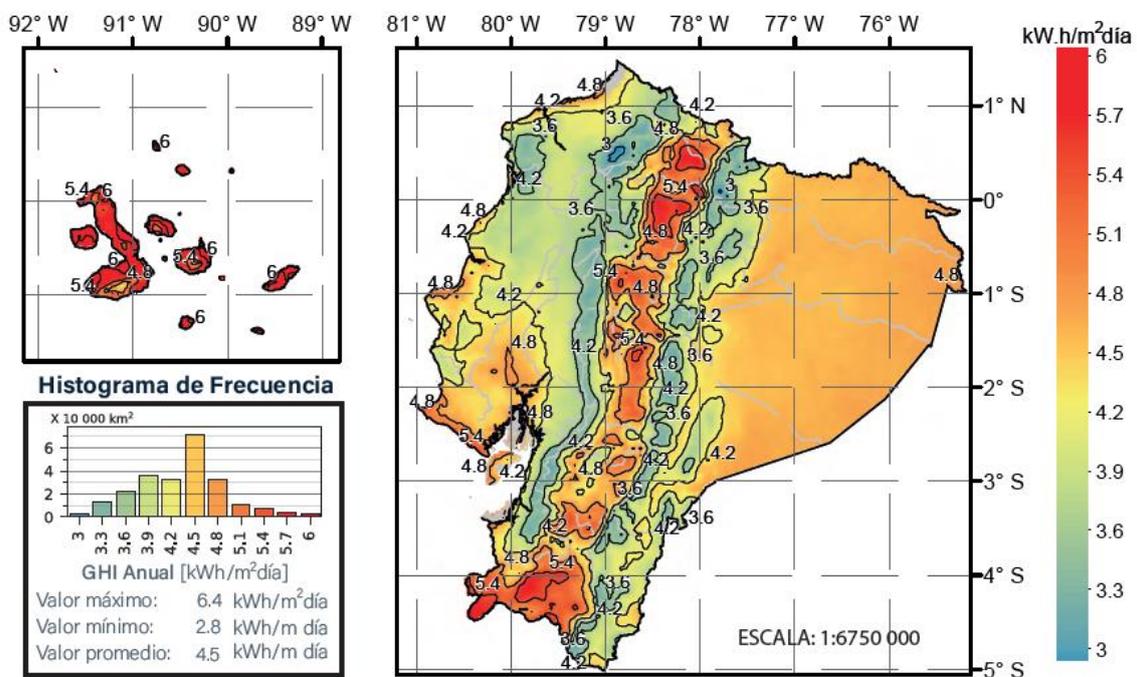


Figura 11: Irradiación solar global horizontal para el Ecuador en 2019.

Fuente: Scinergy (Diego & Freddy, 2019).

De igual manera, se puede obtener de la **Figura 12** que la irradiación solar global promedio para el Ecuador hasta 2008 fue de 5.7 y 5.4 kWh/m²día, para la zona Sur y zona Norte respectivamente.

Se puede constatar de esta manera que la irradiación solar en la el cantón Zapotillo se ha mantenido estable, con un promedio de más de 5.5 kWh/m²día para la zona sur como se muestra en la **Tabla 5**.

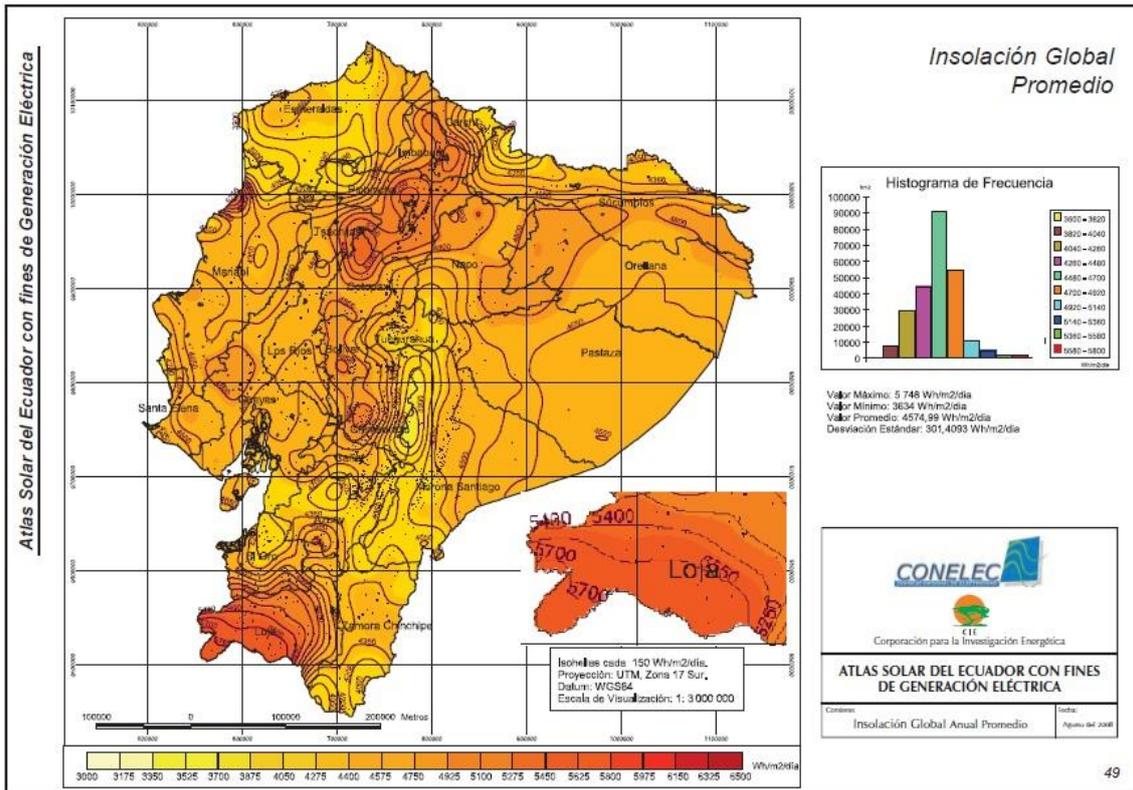


Figura 12: Irradiación solar global para el Ecuador en 2008.

Fuente: CONELEC (CONELEC, 2008).

Haciendo un resumen de los datos de radiación solar señalados, se obtiene la **Tabla 5** donde se muestra el promedio final.

Tabla 5: Promedio de la irradiación solar global horizontal en el cantón Zapotillo.

Fuente: Autor (2020).

IRRADIACIÓN SOLAR GLOBAL PROMEDIO EN LA ZONA NORTE Y SUR DEL CANTÓN ZAPOTILLO				
Fuente	Cantón Zapotillo [kWh/(m ² ·Día)]		Promedio [kWh/(m ² ·Día)]	
	Zona Norte	Zona Sur	Zona Norte	Zona Sur
Atlas: Scinergy 2019	4,8	5,4	5.1	5.55
Atlas: CONELEC 2008	5,4	5,7		

Además de los mapas solares nacionales, la Universidad Nacional De Loja (UNL) tiene a su disposición estaciones meteorológicas de las que se pueden obtener datos de la radiación solar global (entre otros) cada 5 minutos.

En el presente estudio se emplea la información obtenida de la estación Meteorológica “Vivero Zapotillo 50004” después de haber sido repotenciadas en Agosto de 2020, como se muestra en la **Tabla 6:**

Tabla 6: Datos promediados de la estación Meteorológica “Vivero Zapotillo 50004”.

Fuente: Autor (2020).

IRRADIACIÓN SOLAR GLOBAL PROMEDIO EN EL CANTON ZAPOTILLO 2020 VIVERO ZAPOTILLO 50004													
Fecha / Energía	2020					2021							Promedio de 1 año
	Agosto 16-31	Septiembre 01-30	Octubre 01-31	Noviembre 01-30	Diciembre 01-31	Enero 01-31	Febrero 01-28	Marzo 01-31	Abril 01-30	Mayo 01-31	Junio 01-30	Julio 01-31	
(kWh)/ (m ² ·Día)	5,63	5,91	5,72	5,94	5,09	4,98	5,15	5,23	5,22	4,73	4,07	4,61	5,19

6.1.02. Margen de error entre los atlas solares y la estación meteorológica, para la zona Sur del cantón Zapotillo

Tomando los datos mensuales de la radiación global horizontal, tanto del atlas de 2019 como el de 2008, correspondientes a la zona Sur del cantón Zapotillo, se contrastaron con los datos reales tomados en la estación meteorológica, obteniendo el porcentaje de error mensual y el promedio.

Como se observa en la **Tabla 7** ambos atlas solares presentan un valor de radiación de aproximadamente 7.86 % mayor que el medido por la estación meteorológica.

Tabla 7: Porcentaje de error entre los atlas solares (2008 y 2019) y la estación.

Fuente: Autor (2020).

IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL EN EL CANTON ZAPOTILLO ZONA SUR 2020-2021 VIVERO ZAPOTILLO 50004														
Fuente\ Fecha	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Promedio error	Unidad
Atlas: Scinergy 2019	6,00	6,30	6,3	6,3	6,00	5,40	5,04	4,20	5,4	5,4	4,8	4,8		kWh/ (m ² ·Día)
Atlas: CONELEC 2008	6,00	6,30	6,225	6,375	6,00	5,40	5,25	5,55	5,25	5,1	5,1	5,55		kWh/ (m ² ·Día)
Estación meteorológica 2020: Vivero Zapotillo 50004	5,63	5,91	5,72	5,94	5,09	4,98	5,15	5,23	5,22	4,73	4,07	4,61		kWh/ (m ² ·Día)
Error respecto al Atlas 2019	6,6	6,6	10,1	6,1	17,9	8,4	-4,9	-19,7	3,4	14,2	17,9	4,1	5,9	%
Error respecto al Atlas 2008	6,6	6,6	8,8	7,3	17,9	8,4	1,9	6,1	0,6	7,8	25,3	20,4	9,82	%

Con estos datos se evidencia un error que se acerca al 10 % con el cual se trabajará en la presente investigación. También está recomendado en el atlas de CONELEC, (2008, p. 5) emplear este mismo margen de error para la radiación promedio anual.

6.1.03. Red eléctrica existente en el cantón Zapotillo

En las **Figuras 13 y 14**, se muestran las diferentes redes eléctricas tanto de la zona Norte como la zona Sur del cantón Zapotillo.

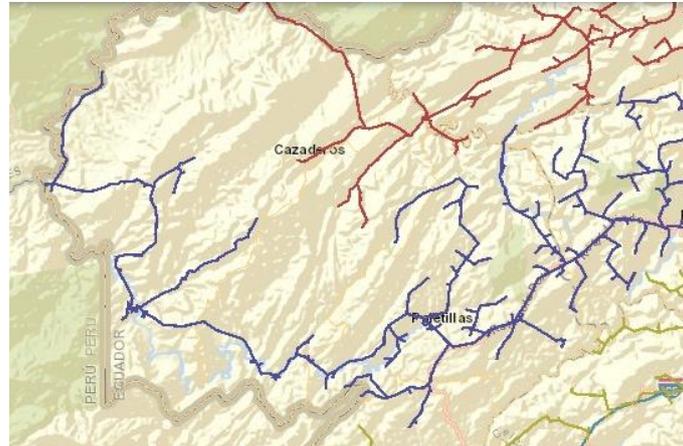


Figura 13: Red eléctrica en el cantón Zapotillo zona Norte.

Fuente: Geoportal EERSSA.

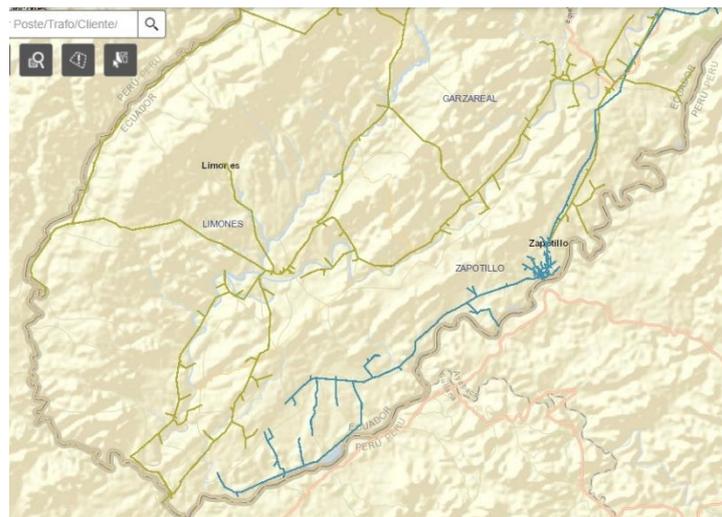


Figura 14: Red eléctrica en el cantón Zapotillo zona Sur.

Fuente: Geoportal EERSSA.

Consideración lógica 1: Hasta el momento se ha evidenciado como la zona sur del cantón Zapotillo posee un promedio mayor de irradiación solar que la zona norte, siendo conveniente para aumentar la eficiencia de la planta (Gutiérrez et al., 2018, p. 4).

Consideración lógica 2: Realizar la instalación generadora contigua a una línea eléctrica de capacidad suficiente, es esencial para reducir la longitud de los cables de transmisión desde la planta hasta la red pública, disminuyendo costes y propiciando una transmisión óptima de energía (Autor 2020).

A continuación se muestra un análisis de las redes eléctricas que llegan a los pueblos de la zona Sur del cantón Zapotillo y su capacidad de transmisión de potencia.

6.1.04. Análisis de redes eléctricas en la zona Sur del cantón Zapotillo

En la **Figura 15** se muestran las especificaciones técnicas del tramo de red eléctrica que conecta el pueblo de Lalamor-Ecuador con el pueblo de Alamor-Perú. Siendo este el único punto de conexión en la zona entre ambos países.

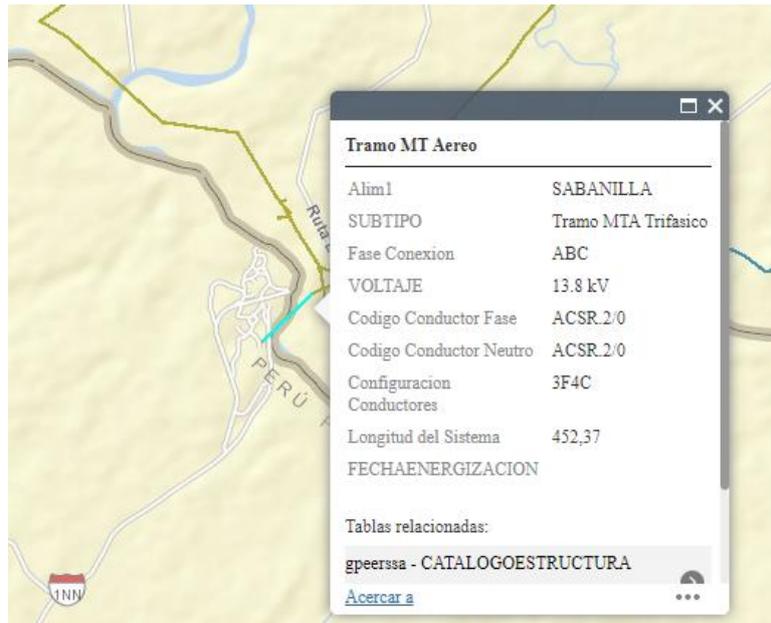


Figura 15: Red eléctrica fronteriza entre Lalamor- Ecuador y Alamor-Perú.

Fuente: Geoportal EERSSA.

En la **Figura 16** se muestra otra red que suministra el pueblo de Lalamor. Siendo esta de menores dimensiones y voltaje.

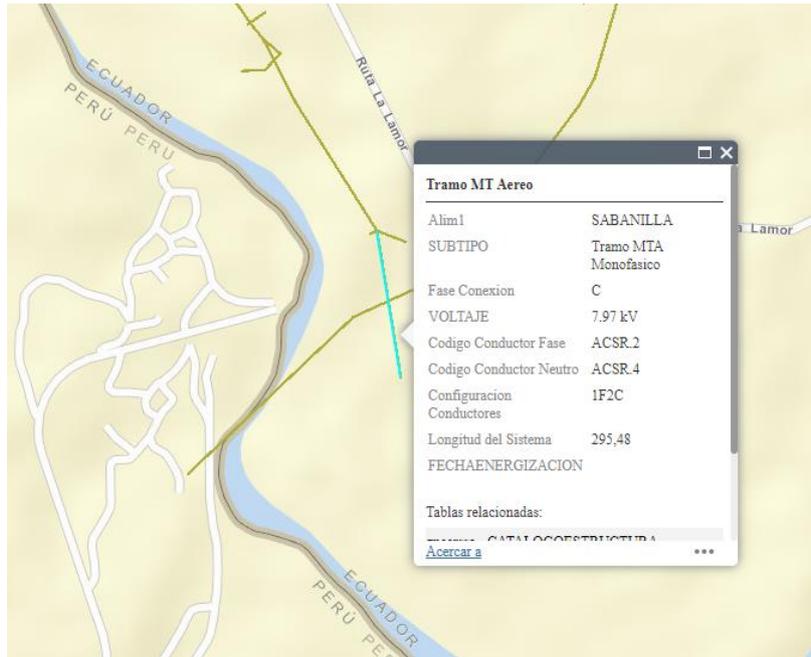


Figura 16: Red de alimentación Lalamor.

Fuente: Geoportal EERSSA.

En la **Figura 17** se muestran los datos técnicos de la red que alimenta el pueblo de Limones desde Ecuador y a su vez conecta con la red proveniente de Perú. Esta misma línea también llega y abastece al pueblo La Ceiba antes de conectarse con la línea que abastece a Zapotillo (**Figura 18**) e ir hasta la subestación Pindal.

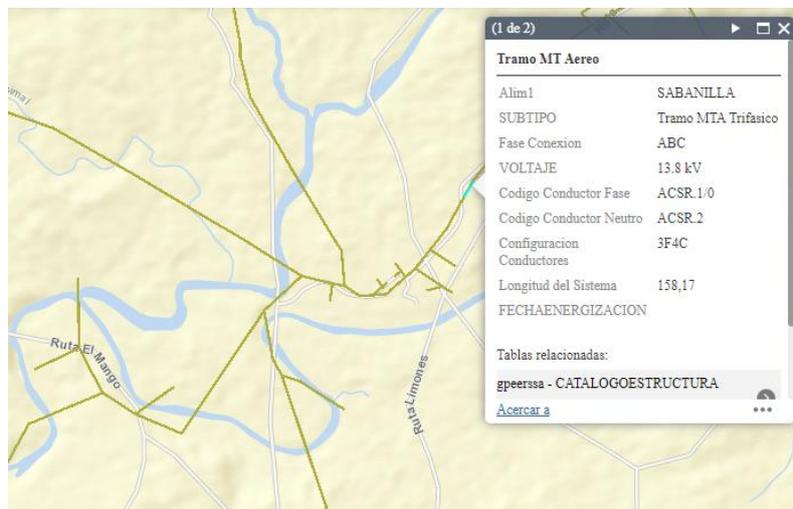


Figura 17: Red de alimentación del pueblo de Limones.

Fuente: Geoportal EERSSA.

En la **Figura 18** se muestra la red que conecta con Perú, llegando al pueblo de Limones.

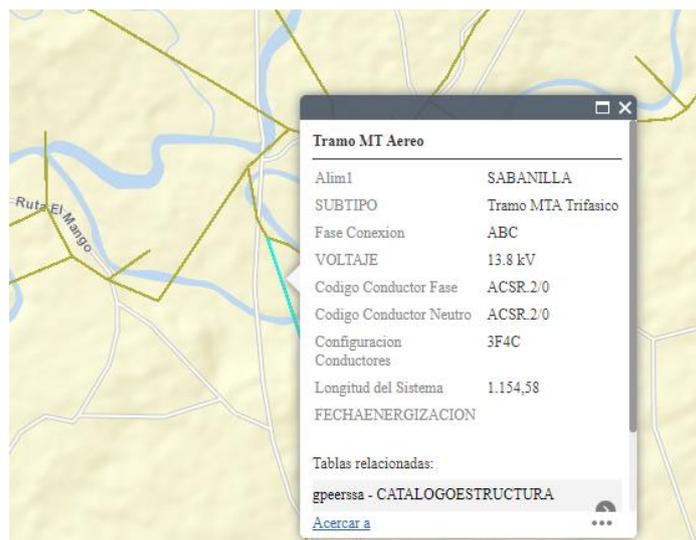


Figura 18: Conexión de la red entre el Pueblo de Limones Y Perú.

Fuente: Geoportal EERSSA.

En las **Figuras 19 y 20** se muestran las dos redes que alimentan al pueblo de Zapotillo. Teniendo la primera la capacidad de conectarse con la línea proveniente de Perú.

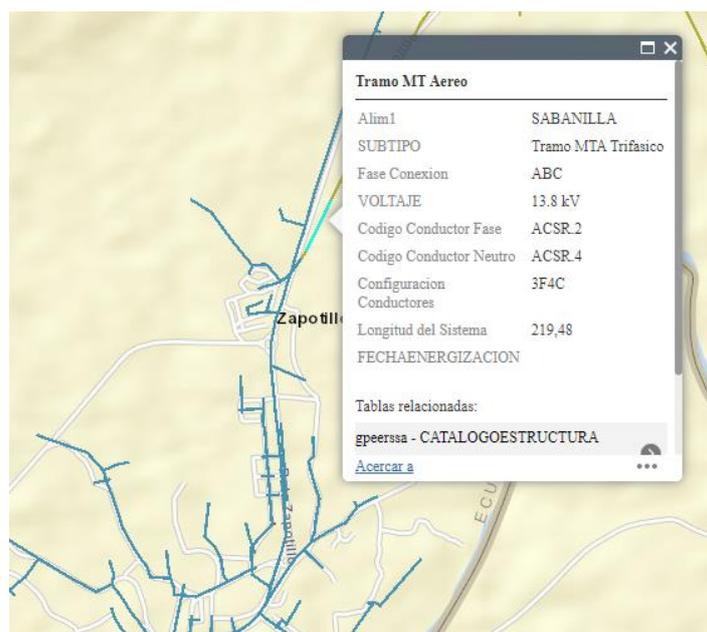


Figura 19: Línea de abastecimiento del pueblo de Zapotillo con capacidad de conectarse al Perú.

Fuente: Geoportal EERSSA.

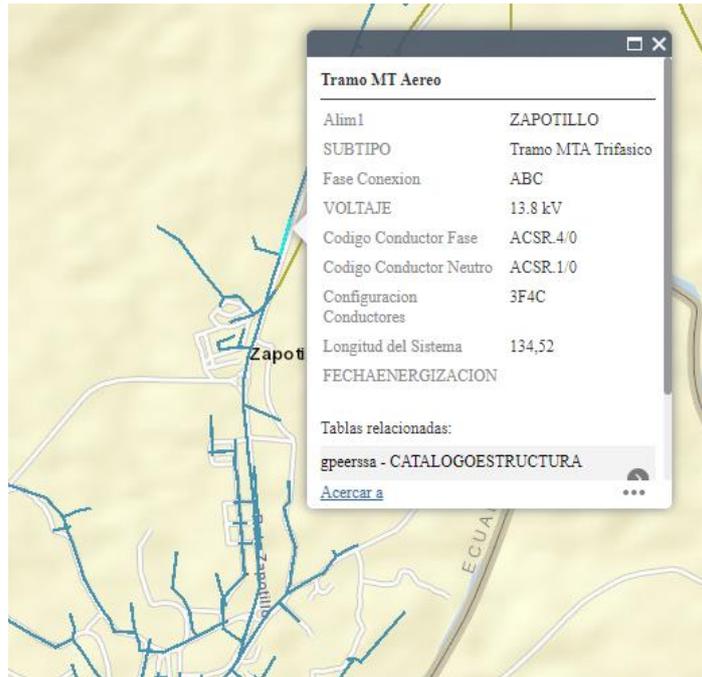


Figura 20: Red principal de abastecimiento del pueblo de Zapotillo.

Fuente: Geoportall EERSSA.

6.1.05. Subestaciones ecuatorianas conectadas a la zona Sur del cantón Zapotillo

En la **Figura 21** se muestran las subestaciones (S/E) en el Ecuador que conectan con las redes antes mencionadas de Zapotillo, Limones y Lalamor/Perú. Siendo la S/E Pindal la que permanece conectada y la S/E Celica desconectada.

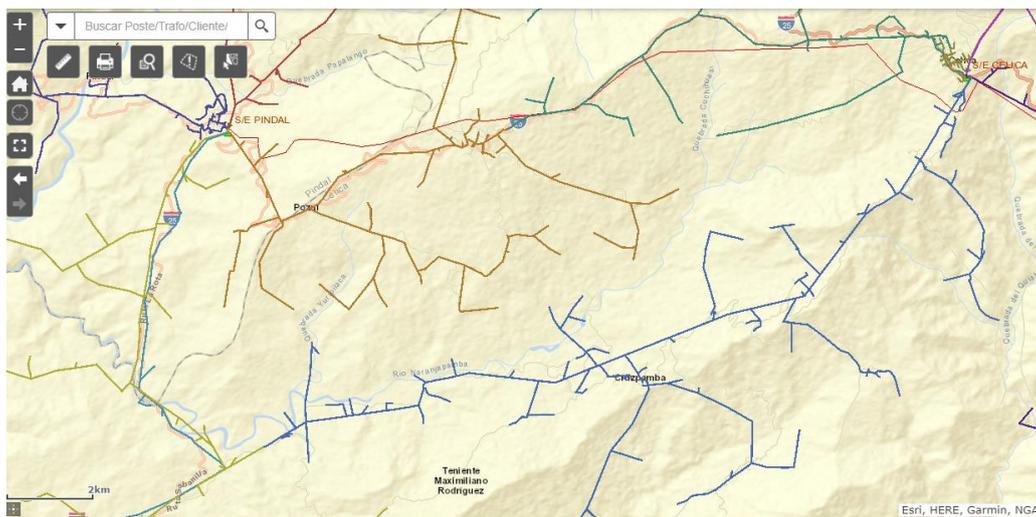


Figura 21: Subestaciones ecuatorianas con la capacidad de conectarse a la zona Sur del cantón Zapotillo y Perú.

Fuente: Geoportall EERSSA.

6.1.06. Resumen de redes eléctricas: Características técnicas

A continuación se tiene la **Tabla 8** con el resumen de las características técnicas de las redes eléctricas antes mencionadas. Además se muestran las corrientes máximas según el tipo de conductor con el uso del catálogo de cables ACSR (Procables S.A, 2020).

Tabla 8: Resumen de las características técnicas de redes de alimentación existentes en los pueblos en la zona Sur de la provincia de Zapotillo.

Fuente: Autor (2020).

Resumen de las redes de alimentación en los pueblos de la zona Sur del cantón Zapotillo							
Pueblo	Nro. Red	Voltaje (kV)	Nro. Conductores	ACSR		Corriente Max. (A)	
				Fase	Neutro	Fase	Neutro
Zapotillo	1	13,8	3F4C	4/0	1/0	359	242
	2	13,8	3F4C	2	4	181	140
La Ceiba	3	13,8	3F4C	1/0	2	242	181
Limonos	4	13,8	3F4C	2/0	2/0	276	276
	5	13,8	3F4C	1/0	2	242	181
Lalamor	6	7,97	1F2C	2	4	181	140
	7	13,8	3F4C	2/0	2/0	276	276

Por lo que la potencia capaz de transmitir las líneas de llegada a cada pueblo corresponden a las mostradas en la **Tabla 9**. Esto considerando el voltaje de trabajo y la corriente máxima que se puede transmitir en las fases.

Tabla 9: Potencia eléctrica capaz de transmitirse hacia los pueblos de Zapotillo, Limonos y Lalamor

Fuente: Autor (2020).

Potencias en las redes de alimentación en los pueblos de la zona Sur del cantón Zapotillo			
Pueblo	Nro. Red	Potencia de saturación de las líneas eléc. (MW)	Lugar de alimentación de la red
Zapotillo	1	14.8626	Ecuador
	2	2.4978	Ecuador o Perú
La Ceiba	3	7.4934	Ecuador
Limonos	4	11.4264	Perú
	5	7.4934	Ecuador
Lalamor	6	1.44257	Ecuador
	7	11.4264	Perú

Cabe recalcar que la potencia máxima que se puede transmitir hacia La Ceiba y Zapotillo desde Ecuador (S/E Pinal) se corresponde con la potencia máxima que llega al pueblo de Zapotillo por las líneas 1 y 2 mostradas en la **Tabla 9**. Además, la potencia eléctrica que

puede ingresar desde Perú hacia Lalamor y Limones, etc. se corresponde con la línea 7 que llega a Lalamor de la misma tabla.

Consideración lógica 3: El hecho de que los puntos de consumo de energía (pueblo, industria, etc.) se encuentren próximos al sitio de generación de la misma, evita pérdidas en el transporte de la energía. Por lo que situar la planta próxima a un punto de consumo, se puede considerar como eco amigable y sostenible (RENOVA Energía, 2020).

6.1.07. Análisis satelital de urbanizaciones

Las mayores urbanizaciones residenciales en el sector según observaciones en los mapas de Google, son los pueblos de Zapotillo seguido de La Ceiba, Lalamor y Limones; destacando también por ser los pueblos por donde pasan las líneas eléctricas principales. Por lo que, situar la planta próxima a alguno de estos puntos de consumo resulta una opción conveniente.

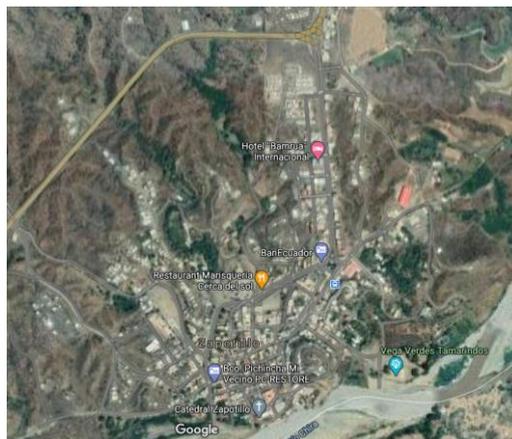


Figura 22: Pueblo de Zapotillo.

Fuente: Google Maps (2020).



Figura 23: Pueblo de Lalamor.

Fuente: Google Maps (2020).



Figura 24: Pueblo La Ceiba

Fuente: Google Maps (2020).



Figura 25: Pueblo de Limones.

Fuente: Google Maps (2020).

6.1.08. Población de la zona Sur del cantón Zapotillo

En la zona Sur del cantón Zapotillo se encuentran las parroquias de Garza Real, Zapotillo y Limones con un registro de población según el gobierno de Zapotillo (<https://gobiernodezapotillo.gob.ec/>) como se indica a continuación en la **Tabla 10**, además del rango de temperaturas promedio que se presume en cada lugar siendo este último un dato útil para obtener la eficiencia de los paneles fotovoltaicos:

Tabla 10: Población y temperatura de las parroquias del Sur del cantón Zapotillo.

Fuente: Gobierno de Zapotillo (2020).

Parroquia	Número de habitantes	Temperatura promedio
Garza Real	1950	24 – 34°C
Zapotillo	4231	25 – 30°C
Limones	1543	24 – 30°C

6.1.09. Identificación satelital de áreas

Realizando una recolección de datos e imágenes satelitales y mediante el uso del programa ArcMap entre otros, se logró una evaluación de los diferentes aspectos de interés en la zona.

En primera instancia se tienen los datos ofrecidos por el Sistema Nacional de Información (SNI)¹ que combinados se logran distinguir las áreas mostradas en la **Figura 26** cómo son las zonas inundables y las áreas erosionadas.

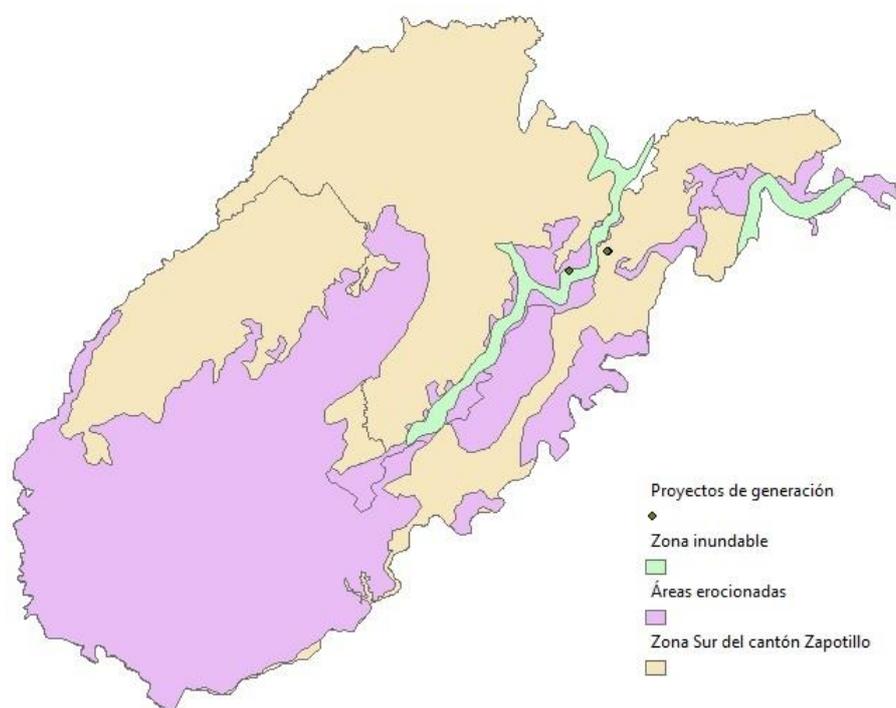


Figura 26: Combinación de datos ofrecidos por el SIN.

Fuente: Autor (2020).

1: <https://sni.gob.ec/coberturas>

En un análisis de áreas más detallado se emplearon las imágenes con las diferentes bandas espectrales del satélite LandSat 8, que combinadas y contrastadas como se indica en la sección de **Métodos**, se logró realizar un mapa de zonificación de áreas de diferentes tipos (**Figura 27**), de donde se extrajeron las áreas degradadas y en proceso de degradación mostradas en la **Figura 28**.

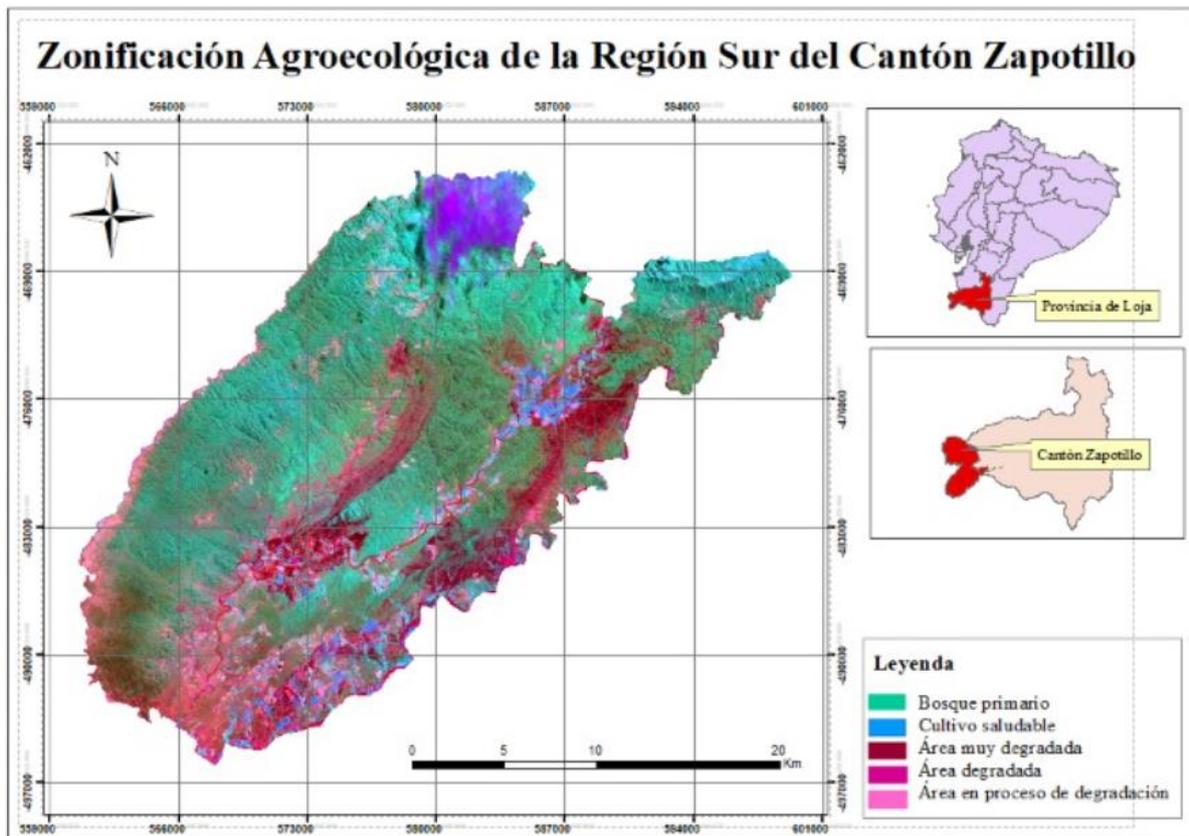


Figura 27: Zonificación agroecológica de la región Sur del cantón Zapotillo, en escala de colores, con imágenes LandSat 8 y evaluado con el programa ArcMap.

Fuente: Autor (2020).

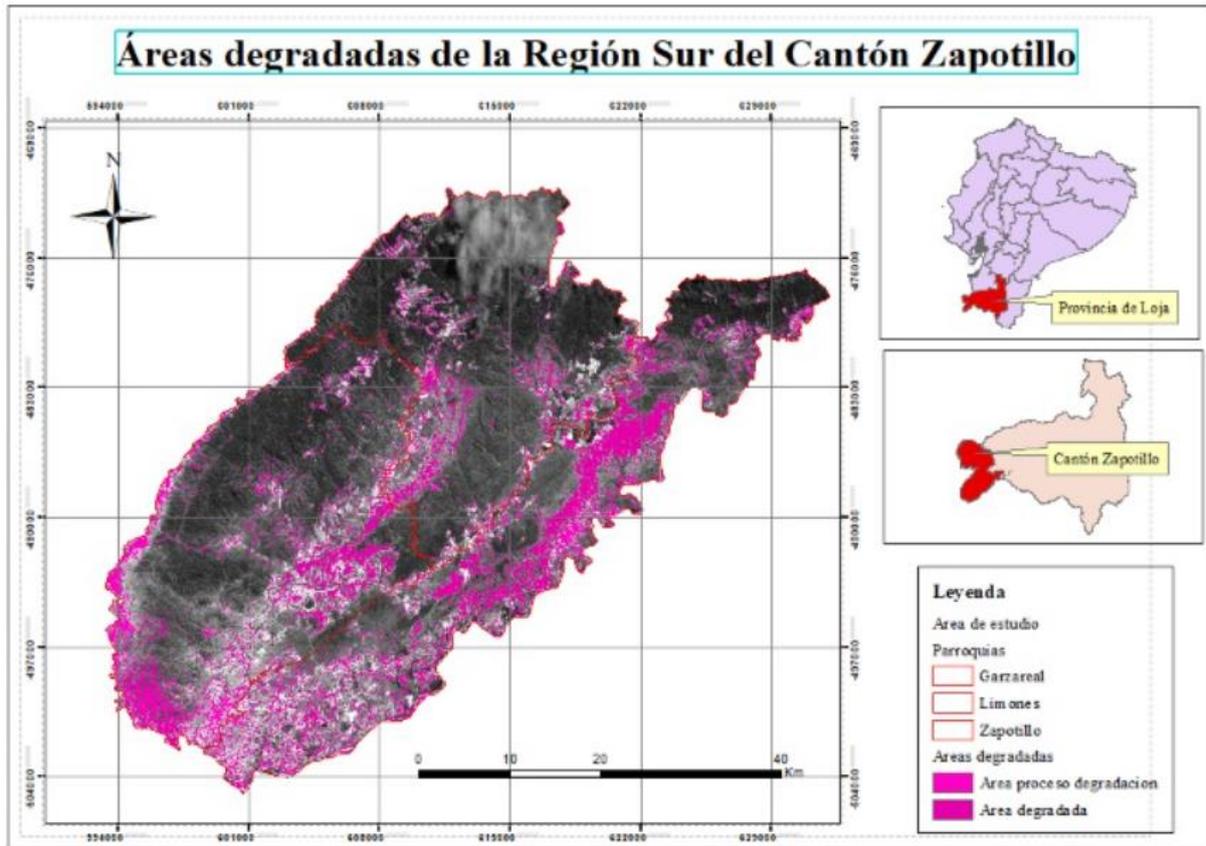


Figura 28: Mapa de áreas degradadas y en proceso de degradación en la zona Sur del cantón Zapotillo.

Fuente: Autor (2020).

Con este último mapa en conjunto con el de las redes eléctricas en la zona, se obtuvo una imagen más clara de los posibles lugares degradados que están cerca de la red.

Como un recurso adicional se tiene el mapa ofrecido por el *Sistema Nacional de Información (SIN)*, realizado por el *Ministerio de agricultura y ganadería*, donde se evidencia las zonas con mejor acceso a una vía de primer orden **Figura 29**. Recurso que es utilizado en la puntuación ponderada en la *conveniencia geográfica* de zonas.

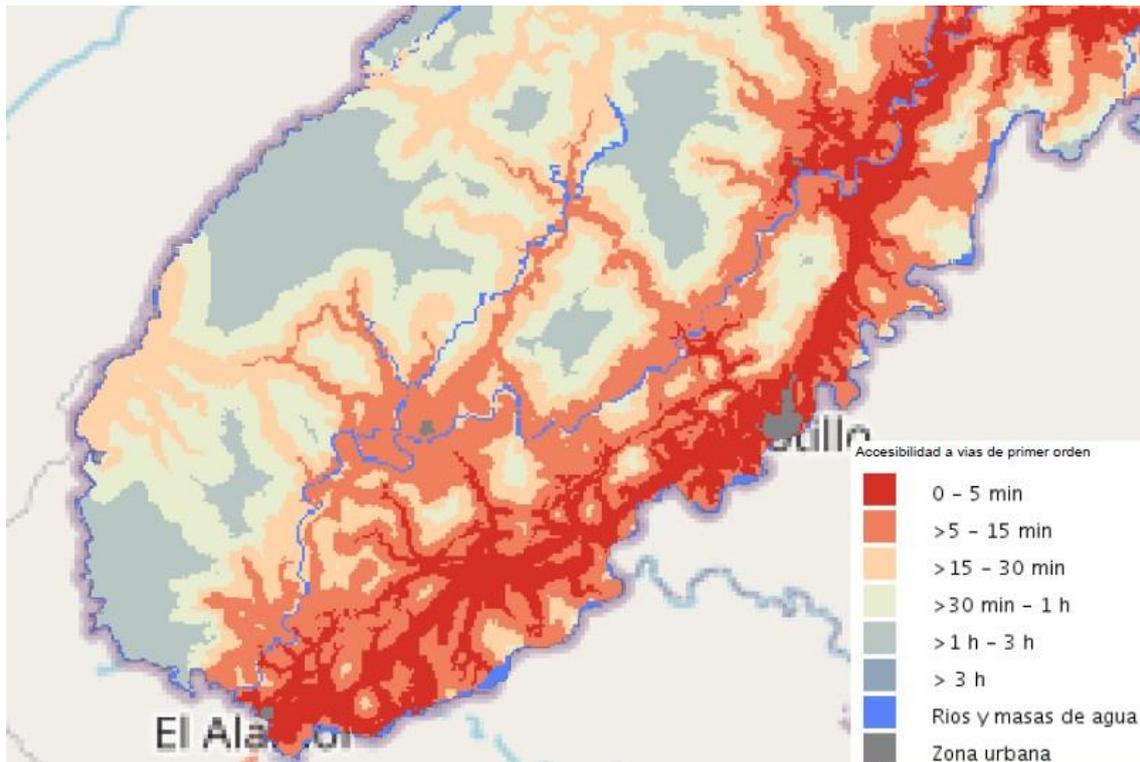


Figura 29: Mapa de Zonas con acceso a vías de primer orden.

Fuente: SNI 2020.

6.1.10. Coste por hectárea de terreno según locación y características

Concluido el análisis anterior donde se determinan las zonas con un alto potencial para la realización de la planta, se llevó a cabo la visita a dichas localidades, de donde se obtuvieron las características geográficas de las mismas, posibles puntos de conexión con la red, a más de precios promedios de terrenos después de realizar una entrevista (**Anexo 1**) con el Arq. Jimmy Álvarez (nativo del pueblo de Zapotillo) quien se dedica a la venta de propiedades de la zona siendo conocedor del lugar y parroquias aledañas.

Luego de realizar una síntesis con los datos obtenidos se tienen los resultados mostrados en la **Tabla 11** a continuación:

Tabla 11: Coste por hectáreas de los terrenos en las zonas de interés.

Fuente: Autor (2021)

Zonas de interés	Sistema de riego	Conveniencia geográfica	Precios promedios en \$/hectárea
1. Sector entre Zapotillo y La Ceiba	NO	Excelente	4000
2. Sector entre Limones y La Ceiba	SI	Regular	4000
3. Próximo a La Ceiba	SI	Excelente	10000
4. Próximo a Zapotillo	NO	Excelente	4000-10000
5. Próximo a Limones	SI	Regular	4000

6.1.11. Ponderación de sitios

Dentro de los parámetros a evaluar en la matriz ponderada se tiene:

Nivel de Radiación (kWh/m²Día): Define la radiación global promedio por año en la zona donde se encuentra ubicado el terreno seleccionado. De ello depende el rendimiento del sistema de captación fotovoltaica (Gutiérrez et al., 2018, p. 4).

En el presente estudio se seleccionó la zona Sur del cantón Zapotillo como un área con radiación homogénea, encontrándose la estación meteorológica (referida en la **Tabla 2 y 3**) cerca del centro de esta región, por lo que fue considerada la radiación solar inicialmente como un punto aparte, quedando fuera de la matriz ponderada. Frente al 36.3 % de valor dado en la matriz de la tesis de Gutiérrez et al., (2018) en la **Tabla 2** del marco teórico.

Cercanía a la red eléctrica (20 %): Al tratarse de un proyecto con el fin de vender energía a la red eléctrica, se presume ahorrar costos en el transporte de energía y líneas de transmisión si la planta se construye contigua a la red eléctrica existente (Gutiérrez et al., 2018, p. 10; 28).

Conveniencia geográfica (20 %): Hace referencia al grado de irregularidad del terreno (cualquier deformación que requiera el uso de maquinaria) además de la inclinación y la accesibilidad del mismo con automóvil.

Nivel de biodiversidad (20 %): El proyecto debe ser amigable con el medio ambiente en la mayor medida que sea posible, por lo que, mientras más desértico (menos biodiverso) sea el

terreno seleccionado, menor será el impacto que se genere en el medio ambiente local por su instalación (Rudman et al., 2017, p. 11).

Servicio de agua (10 %): La limpieza de los paneles fotovoltaicos, riesgo de incendios, entre otros factores hace indispensable la presencia de agua en la planta, por lo que el acceso al agua de algún tipo es fundamental (Rudman et al., 2017, p. 4).

Precio de compra (30 %): Hace referencia al mínimo coste que se logre alcanzar por m² de terreno. La planta se pretende tenga una vida útil de al menos 20 años y según las Regulación No. ARCONEL 003/18 (ARCONEL, 2018a) las plantas solares privadas conectadas a la red tienen que estar situadas sobre terrenos del mismo propietario/s. Debiéndose considerar para el proyecto la compra del espacio.

A continuación en la **Tabla 12** se muestran las puntuaciones (en función de la ponderación mencionada) para los sectores que cumplen con los requerimientos previamente definidos.

Tabla 12: Matriz ponderada. Obtención de la ubicación más favorable para la planta.

Fuente: Autor (2021).

Lugar	Cercanía con una red eléctrica preferente y puntos de demanda.	Conveniencia geográfica y accesibilidad.	Escaso nivel de biodiversidad	Servicio de agua: existente/cercana	Precio de compra por m ²	Total
1. Sector entre Zapotillo y La Ceiba	20	20	20	10	25	95
2. Sector entre Limones y La Ceiba	15	15	10	5	30	75
3. Próximo a La Ceiba	20	20	20	10	20	90
4. Próximo a Zapotillo	20	20	20	10	20	90
5. Próximo a Limones	15	15	20	10	25	85
Ponderación	20%	20%	20%	10%	30%	100%

Como resultado de la matriz ponderada se tiene que el sector entre el pueblo Zapotillo y La Ceiba es el más conveniente para la realización del presente proyecto. Donde se seleccionó el lote y el punto de conexión mostrados en el **Anexo 23** y **24**.

6.2. Diseño estructural de la planta con paneles fijos y con seguidor solar de un eje. Determinación de materiales y equipos mínimos necesarios para la realización

6.2.1. Listado de materiales

A continuación en la **Tabla 13** se muestra el listado de materiales y equipos que se requieren para la creación de la planta.

Tabla 13: Listado de materiales y equipos necesarios para la creación de la planta.

Fuente: Autor (2020).

Listado de materiales necesarios para la creación de la planta
Sistema de captación
<ul style="list-style-type: none">- Paneles fotovoltaicos.- Estructura de soporte de los pfv.- Cables para CC resistentes al medio ambiente.- Tubería de protección para el cableado CC.- Protecciones para CC.- Puesta a Tierra.- Cableado de puesta a tierra.
Sistema de regulación e incorporación a la red pública
<ul style="list-style-type: none">- Inversor MPPT (apegado a las normas).- Cableado para AC.- Tubería para el cableado AC.- Transformador.- Puesta a tierra del centro de transformación.- Protecciones para AC.- Protecciones para interconexión de máx. y min. voltaje y frecuencia.- Transformador de medición y contador de energía.- Cuarto de máquinas.
Elementos adicionales
<ul style="list-style-type: none">- Cerca para perímetro.- Sistema de agua y contra incendios.- Sistema de internet.- Sistema básico de electricidad monofásica 110-220V.

6.2.2. Listado de trabajos

A continuación en la **Tabla 14** se muestran los trabajos a ejecutarse durante la creación de la planta.

Tabla 14: Listado de trabajos requeridos en la creación de la planta.

Fuente: Autor (2020).

Listado de trabajos necesarios para la creación de la planta
General
<ul style="list-style-type: none">- Acondicionamiento del terreno.- Transporte de materiales y equipos hasta la ubicación.
Sistema de captación
<ul style="list-style-type: none">- Mediciones y ubicación geográfica.- Excavación de zanjas.- Colocación de malla de puesta a tierra.- Instalación del cuarto de máquinas.- Colocación de tubería de protección para el cableado de CC y CA.- Colocación de cableado CC.- Colocación de las estructuras de soporte fija/móvil de los pfv.- Instalación de los pfv y conexiones.- Instalación de protecciones de CC.
Sistema de regulación e incorporación a la red pública
<ul style="list-style-type: none">- Instalación del inversor, transformador y conexiones respectivas.- Colocación de cableado para AC.- Instalación de protecciones de AC.- Instalación de protecciones para interconexión.- Instalación del transformador de medición y medidor.- Revisión, certificación, puesta en marcha.
Elementos adicionales
<ul style="list-style-type: none">- Cercado del perímetro.- Instalación del sistema de agua de emergencias.- Instalación de internet.- Instalación de medidor monofásico (consumo).

6.2.3. Diseño estructural de la planta

6.2.3.01. Inversor

Empleando la capacidad de la planta obtenida en la resolución del **objetivo 3** (300 kW), el inversor seleccionado después de una comparación de precios y características entre diferentes opciones en la web (**Anexo 33**), corresponde con el modelo de la marca *BLUESUN*, que se oferta en la plataforma de ventas *Alibaba.com*. El link de compra y los detalles técnicos se encuentran en el **Anexo 2**.

Seleccionando el modelo de 60 kW, se requieren de 5 inversores para suplir el requerimiento de 300 kW. Las principales características de este inversor son:

Tabla 15: Hoja de características principales del inversor.

Fuente: Autor (2020).

Hoja de características del inversor	
Marca: Bluesun Solar Modelo: BSM60K-B	
Datos generales:	
Dimensiones (An × Al × Pr)	600 x 860 x 294 mm
Eficiencia	98.8 %
Peso	68 kg
Protección	IP 65
Entrada DC	
Max. potencia	66.8 kVAp
Max. corriente	120 A (12x10 A)
Max. tensión DC	1100 V 600 V Nom.
Rango de tensión DC MPPT	300 V – 1000 V
Nro. de entradas DC	12
Salida AC	
Nro. de Fases	3
Pot. nominal AC	60 kW
Pot. max. AC	66 kW
Tensión nominal AC	380/400/415 Vrms
Frecuencia de salida	45 Hz – 65 Hz
Factor de potencia	> 0.99
THD de corriente AC	< 3 % (Pot. Nom.)
Corriente nominal AC por fase	91.2 Arms
Corriente max. AC por fase	95.3 Arms
Sección max. Para el cable de salida	mm ²

Además cumple con los siguientes estándares internacionales: EN62109-1, EN62109-2, NB / T32004, AS4777.2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, DIN VDE0126, UTE C15-712-1, VFR2014, ERDF-NOI-RES_13E, IEC61727, IEC62116.

6.2.3.02. Panel fotovoltaico

El panel seleccionado después del análisis de economías de escala en el **Objetivo 3**, corresponde a la marca *Yangtze Solar* (**Anexo 3**) ofertado en la página de ventas *Alibaba.com*. El cual posee las siguientes características principales:

Tabla 16: Hoja de características principales del panel fotovoltaico.

Fuente: Autor (2020).

Hoja de características panel fotovoltaico	
Marca: Yangtze Solar Modelo: YS500M-96	
Datos generales:	
Dimensiones (An × Al × Pr)	1956 x 1310 x 45 mm
Eficiencia	19.51 %
Peso	29 kg
Garantía	25 años
Salida DC	
Max. potencia	500 W
Max. corriente	10.33 A
Corriente de cortocircuito	10.54 A
Max. tensión DC	48.4
Tensión de circuito abierto	58.08
Sección del cable de entrada	4 mm ²

6.2.3.03. Número de módulos

El número de pvf que se requiere, resulta un total de 600. Empleando la **ecuación 16** mostrada en métodos.

$$N_m = \frac{300 \text{ kW}}{0.5 \text{ kW}} = 600$$

6.2.3.04. Número módulos conectados en serie

Aplicando la **ecuación 17** se obtiene el número de módulos que deben ir conectados en serie para que el inversor trabaje en su voltaje nominal.

$$N_s = \frac{600 \text{ V}}{48.4 \text{ V}} = 12.4$$

Se colocaran 12 paneles en serie, logrando que el voltaje nominal de trabajo sea de 580.8 V.

6.2.3.05. Número de Ramas en paralelo

El número ramas en paralelo que tendrá la instalación se obtiene mediante la **ecuación 18** mostrada en métodos, resultando ser de 50, como se muestra a continuación:

$$N_p = \frac{600}{12} = 50$$

Se conoce que el inversor a emplearse posee 12 entradas, con una capacidad de 10 A por entrada y que las ramas del arreglo fotovoltaico trabajaran con una corriente de nominal de

10.33 A, por lo que deberá ir conectado cada rama a una diferente entrada del inversor, quedando con un 3,3 % de sobrecarga por rama. Sin embargo, si se toman en cuenta las pérdidas conocidas como Mismatch (mencionadas en la sección 4.09 de la revisión literaria) que corresponden a un 3 % aproximadamente, además de las pérdidas en el cableado de CC, el porcentaje de sobrecarga queda apaciguado.

Con los 60 pares de entradas de CC correspondientes a los 5 inversores y con tan solo 50 ramas en paralelo, se conectarán 10 ramas a cada inversor distribuyendo de forma equitativa la carga energética (**Figura 33**).

6.2.3.06. Distancia mínima entre paneles fotovoltaicos

Distancia mínima entre paneles fijos

Como se expresa en el inciso 4.14 de la revisión literaria, la inclinación β que toman los paneles fotovoltaicos en el cantón Zapotillo (Aprox. 4° de latitud Sur) apuntando hacia el Norte, se obtiene aplicando la **ecuación 1**:

$$\beta = 3.7 + 0.69 * 4^\circ = 6.46^\circ$$

Para que los paneles en ningún momento se interfieran entre sí, se calcula el ángulo de sombra (**ecuación 20**) cuando el sol llega a su punto máximo de declinación (el solsticio) que equivale a 23.45°.

$$\rho = 90^\circ - (23.45^\circ + 4^\circ) = 62.55^\circ$$

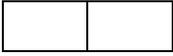
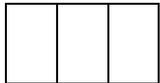
Siendo el ancho del arreglo fotovoltaico L igual a la longitud de 2 paneles según el primer diseño (**Tabla 17**). Se procede a calcular la distancia mínima entre los paneles (de cresta a cresta) con la **ecuación 19**.

$$D_{min} = (2 * 1.956 \text{ m} + 0.01 \text{ m}) * \left(\cos(6.46) + \frac{\text{sen}(6.46)}{\text{Tan}(62.55)} \right) = 4.126 \text{ m}$$

Con 4.126 m de distancia mínima, resulta que cada doble hilera ocupa un espacio horizontal de 3.897 m además de que el espacio entre las mismas es de 0.229 m. Repitiendo el procedimiento para diferentes combinaciones de hileras se tiene que:

Tabla 17: Distancia mínima para diferentes combinaciones de arreglos fotovoltaicos y demás medidas resultantes.

Fuente: Autor (2021).

Distancia mínima para diferentes configuraciones de arreglos fotovoltaicos							
Diseño	Configuraciones	Distancia mínima entre crestas (m)	Altura (m)	Proyección de sombra (m)	Espacio horizontal del arreglo (m)	Ancho del arreglo (m)	Largo del arreglo (m)
1	 . . .	4,126	0,441	0,229	3,897	3,922	15,82
2	 . . .	4,156	0,444	0,231	3,925	3,95	23,572
3	 . . .	5,545	0,593	0,308	5,237	5,27	23,572
4	 . . .	6,933	0,741	0,385	6,548	6,59	23,572

Como se puede apreciar en la **Tabla 17**, ninguno de los arreglos fotovoltaicos proyectan sombra mayor a 40 cm, dando una distancia calculada que no es suficiente para que el instalador o persona de mantenimiento se movilice cómodamente entre los arreglos, por lo que en cualquiera de las disposiciones de pfv fijos se dejará distancia de 70 cm.

A diferencia de los sistemas con seguimiento solar que posee las hileras colocadas en la línea N-S, en el diseño con paneles fijos se tiene las hileras a lo largo de la línea E-O, con la inclinación β hacia el norte (en el presente caso) ya que es un diseño para el hemisferio sur.

Distancia mínima entre paneles con seguimiento solar

En el diseño con seguimiento solar, no se tiene el problema de la acumulación de suciedad y limpieza de los módulos (que existía en el diseño fijo) por lo que la inclinación de los ejes de pv hacia el norte será la mínima requerida, o sea igual a la latitud.

El ángulo de seguimiento solar que poseerán los pv será de 120° (como indica el fabricante de las estructuras de seguimiento solar en el **Anexo 5**). Por lo que la inclinación máxima del arreglo con respecto a la horizontal es de 60° (**Figura 30**).

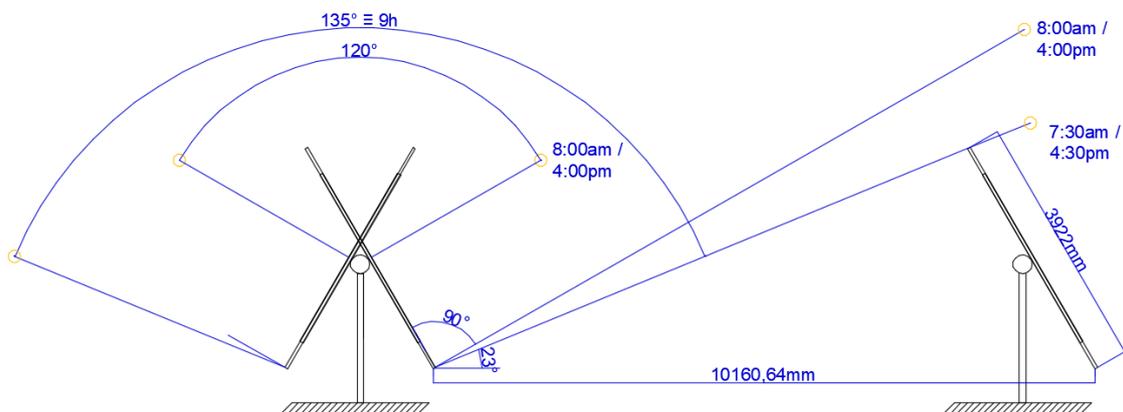


Figura 30: Rango de movimiento de los paneles con seguidor solar y ángulo de sombra proyectada.

Fuente: Autor (2021).

A continuación se calcula la sombra proyectada con respecto a diferentes horas de salida del sol, para el arreglo seleccionado como se muestra en la **Tabla 18**.

Tabla 18: Distancia mínima para diferentes horarios sin interferencia de sombra.

Fuente: Autor (2021).

Distancia mínima para diferentes horarios sin interferencia de sombra en el arreglo seleccionado		
Configuración:		
Ancho: 3,922 m		
Longitud: 15,82 m		
Altura: 3,397 m		⋮
Espacio horizontal del arreglo fv inclinado 60° : 1,961 m		
Ángulo horario	Distancia mínima entre crestas (m)	Proyección de sombra (m)
8:00 am 30°	7,844	5,883
7.30 am 22.5°	10,161	8,20
7:00 am 15°	14,637	12,676

A continuación en la **Figura 31**, se puede evidenciar como el tamaño de la planta crece exponencialmente, si se pretende que la sombra de los paneles no interfiera con la siguiente hilera en las primeras horas de la mañana y atardecer.

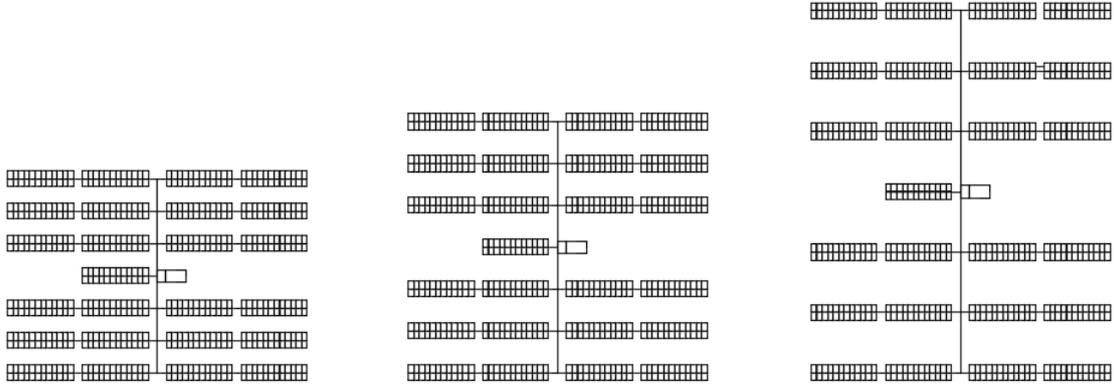


Figura 31: Planta con seguimiento solar, con interferencia de sombra entre hileras a las 8 am, 7.30 am y 7 am respectivamente.

Fuente: Autor (2021)

Realizando el cálculo de sombra en las diferentes horas de la mañana se obtiene una gráfica como la mostrada a continuación (**Figura 32**) donde se puede evidenciar con mayor claridad el incremento de la distancia que tendría que existir entre las hileras de seguidores (de 3.922 m de ancho) para que no se interfieran sombreándose unas a otras en horas de la mañana y atardecer. Correspondiendo 7.5° a las 6:30 am, 15° a 7:00 am, 22.5 a 7:30 am y así sucesivamente. De donde se seleccionó la distancia de 8.2 m correspondiente a la sombra proyectada a 22.5° (7:30 am y 4:30 pm) pudiéndose captar 9 horas de sol sin interferencia.

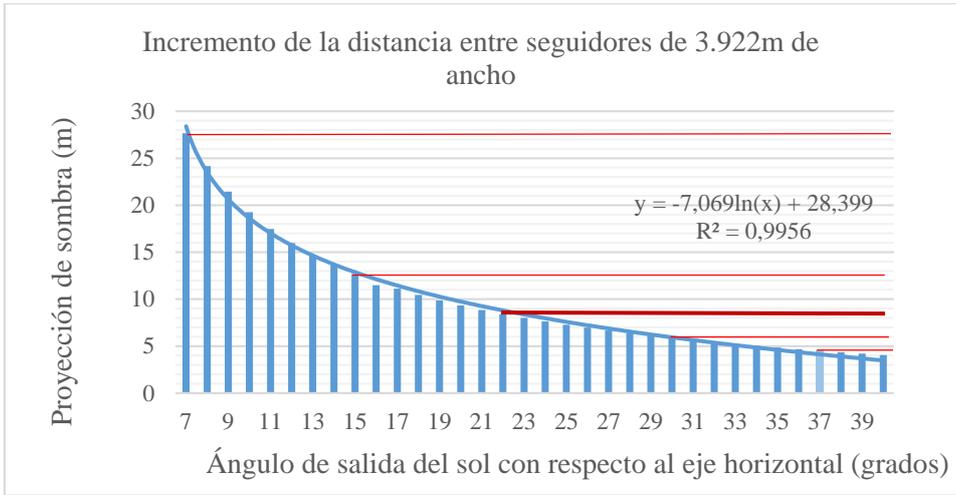


Figura 32: Incremento de la distancia entre seguidores de 3.922 m de ancho, debido al ángulo solar y su proyección de sombra en la mañana y atardecer.

Fuente: Autor (2021).

Como ejemplo de planta solar con seguidor de un eje y la instalación de las estructuras, se tiene los videos realizados por la empresa *PVH Solar Trakers* y la empresa *Voyager Traker* los cuales se deja el link a continuación:

https://www.youtube.com/watch?v=Q5q7WfBdDuY&ab_channel=PVHSolarTrackers

https://www.youtube.com/watch?v=XEQNxgZrXw4&ab_channel=NextrackerInc

6.2.3.07. Estructuras de soporte de los paneles

De las marcas y modelos de estructuras analizadas en el desarrollo del **Objetivo 3**, por criterio de precio, garantía y cualidades, se establece para el sistema fijo la estructura de marca *Nancy* hecha de aluminio anodizado que incluye tornillos de piso, mostrada en el **Anexo 4**.

De igual manera se seleccionó para el sistema con seguidor solar las estructuras de la marca *CDS Solar* hechas de acero HDG y aluminio anodizado, misma que posee un ángulo de giro de 120° y mecanismo de accionamiento del seguimiento solar incluido; estas se muestran en el **Anexo 5**.

6.2.3.08. Dimensionamiento del cableado

En la **Figura 33** se muestra un bosquejo de las diferentes secciones de conductores que posee la planta. Detallando sus características a continuación.

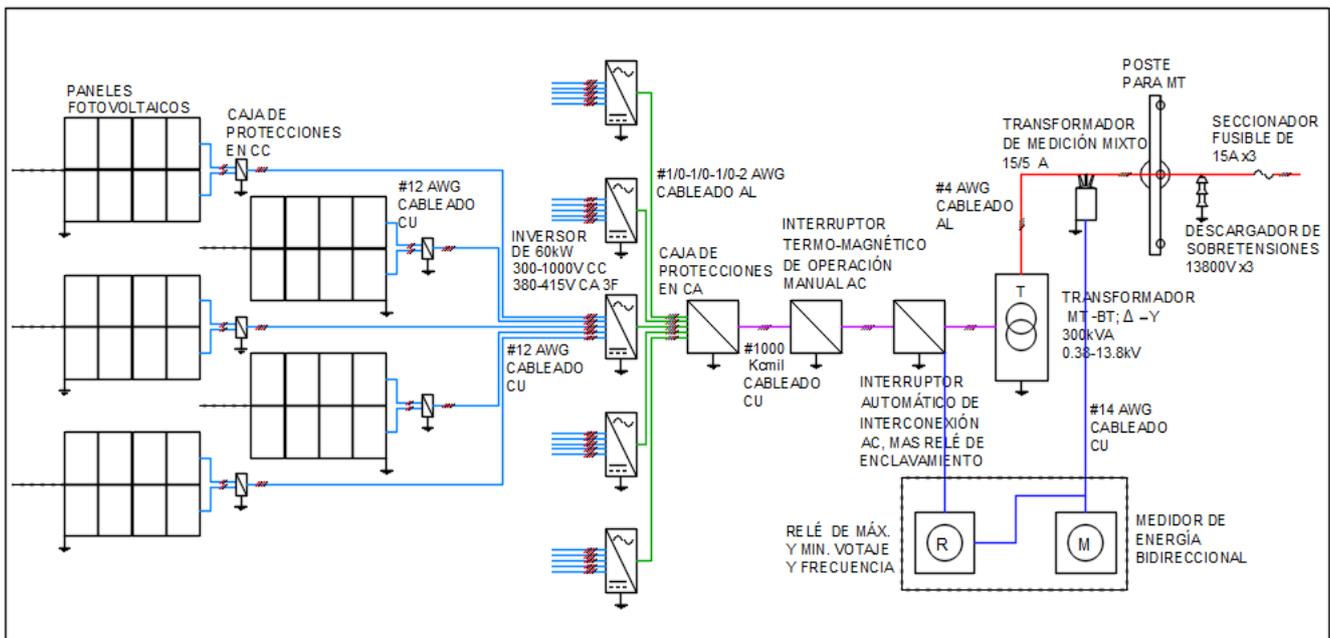


Figura 33: Secciones del cableado de la planta solar.

Fuente: Autor (2022).

a) Tramo CC: generador fv - inversor

El dimensionamiento de los cables en CC se realizó mediante la **ecuación 6**, expuesta en el marco teórico, comprobando los resultados con programas de cálculo de cables existentes y que hoy en día se encuentran disponibles en la red (**Anexo 6**).

Como ya se indicó en la configuración de los paneles en serie y paralelo, la energía en CC transmitida por los cables desde los pvf hasta los inversores posee un voltaje nominal de 580.8 V con una corriente 10.33 A. Para lo cual se seleccionó el cable de cobre para exteriores (resistente a los rayos U.V. del sol y al agua) de la marca Bluesun con sus correspondientes accesorios, mostrado en el **Anexo 7**. Este cable posee un diámetro de 4 mm², aislamiento doble de tipo XLPE y una resistencia intrínseca de 0.00509 Ω/m.

Aplicado los términos de la **ecuación 5** del marco teórico, el conductor seleccionado debe soportar una intensidad de corriente superior por 125 % a la nominal (ITC-BT-40, 2020), teniéndose un conductor seleccionado con capacidad de hasta 25 A queda:

$$I_{Ad} \geq 1.25 \times I_{Nom}$$

$$25 A \geq 1.25 \times 10.33 = 12.91 A$$

Por lo que se cumple con lo establecido por el reglamento.

Caída de tensión

Sistema Fijo:

Para calcular la caída de tensión máxima se toma el tramo más largo del cable en CC desde los paneles fv hasta el inversor, sumando los tramos de ida y de vuelta (**Tabla 19**) de donde se obtuvo una longitud total de 25.2 m.

Aplicando la **ecuación 4** y **3** se tiene que la caída de tensión es igual a:

$$V_{\downarrow} = 10.33 \times (0.00509 \times 25.2) = 1.33 V$$

$$\%V_{\downarrow} = \frac{1.33}{580.8} \times 100 = 0.23 \%$$

Dando 0.23 % de caída de tensión, lo cual es menor al 1.5 % que es el máximo recomendado por la norma de Instalaciones generadoras de Baja Tensión (ITC-BT-40, 2020).

Sistema con seguidor solar:

De manera similar que en el sistema fijo se tiene una longitud máxima igual a 44 m con lo que se obtiene una caída de tensión de:

$$V_{\downarrow} = 10.33 \times (0.00509 \times 44) = 2.31 V$$

$$\%V_{\downarrow} = \frac{2.31}{580.8} \times 100 = 0.4 \%$$

Cumpléndose todos los requerimientos de caída de tensión y capacidad de corriente el cable seleccionado es adecuado.

b) Tramo CA: inversor – protecciones CA

A la salida de los inversores como se especifica en la **Tabla 15** se tiene un voltaje y corriente nominales de 380 V (3~) y 91 A por fase, que llega hasta la caja de protecciones de CA donde se conectan en paralelo. Para este tramo, empleando la **ecuación 7** se seleccionó el cable trifásico de aluminio 1/0-1/0-1/0-2 AWG que posee una protección individual para las tres fases (neutro desnudo) tipo XHHW-2 y una chaqueta externa para los cuatro conductores de policloruro de vinilo (PVC) resistente a la luz solar **Anexo 8**. Además posee una resistencia intrínseca de 0.00066 Ω /m.

Aplicado los términos de la **ecuación 5**, teniéndose un conductor seleccionado con capacidad de hasta 135 A queda:

$$135 A \geq 1.25 \times 92 = 113.75 A$$

Por lo que se cumple con lo requerido.

Caída de tensión

Sistema fijo:

Aplicando la **ecuación 4** y **3** para una longitud de 31 m se tiene que la caída de tensión es igual a:

$$V_{\downarrow} = 91 \times (0.00066 \times 31) = 1.86 V$$

$$\%V_{\downarrow} = \frac{1.86}{380} \times 100 = 0.49 \%$$

Sistema con seguidor solar:

Aplicando la **ecuación 4** y **3** se tiene que la caída de tensión es igual a:

$$V_{\downarrow} = 91 \times (0.00066 \times 44) = 2.64 \text{ V}$$

$$\%V_{\downarrow} = \frac{2.64}{380} \times 100 = 0.69 \%$$

Cumpléndose todos los requerimientos de caída de tensión y capacidad de corriente el cable seleccionado es adecuado.

c) Tramo CA: protecciones CA – centro de transformación

Dentro de la caja de protecciones de CA se unen en paralelo los conductores trifásicos que llegan de los inversores, generando una corriente máxima de 456 A con el mismo voltaje de entrada de 380 V; llegando al medidor bidireccional y luego al transformador con sus respectivas protecciones en BT. Para este tramo se seleccionó el conductor de cobre cableado 1000 AWG, con aislamiento XLPE resistente a 90 °C y a la humedad. Este también posee una capacidad máxima de corriente de 615 A y una resistencia de 0.0000359 Ω /m a temperatura de 20 °C.

Aplicando las **ecuaciones 4, 3 y 5** para una longitud de conductor de 14 m y 17 m en ambas versiones de la planta (fija y con seguidor solar), se tiene:

Sistema fijo:

Sistema con seguidor solar:

$$V_{\downarrow} = 456 \times (0.0000359 \times 14) = 0.23 \text{ V}$$

$$V_{\downarrow} = 456 \times (0.0000359 \times 17) = 0.28 \text{ V}$$

$$\%V_{\downarrow} = \frac{0.23}{380} \times 100 = 0.06 \%$$

$$\%V_{\downarrow} = \frac{0.28}{380} \times 100 = 0.07 \%$$

$$615 \text{ A} \geq 1.25 \times 456 = 570 \text{ A}$$

Cumpléndose todos los requerimientos de caída de tensión y capacidad de corriente el conductor seleccionado es adecuado.

d) Tramo CA: transformador – punto de interconexión

En el transformador se aumenta la tensión de 380 a 13800 V y se trabaja con una potencia nominal de 300 kVA dando una corriente de fase de 13 A aproximadamente. Potencia que se conecta a la red eléctrica nacional con sus respectivas protecciones. Para este tramo se seleccionó el conductor de aluminio desnudo tipo ACSR calibre 4 AWG (que es el mínimo

empleado en redes de MT por la EERSSA (EERSSA, 2012)), con capacidad de corriente de 139 A. y una resistencia intrínseca de $0.0017 \Omega/m$ a $75^\circ C$.

Aplicando las **ecuaciones 4, 3 y 5** para la línea de evacuación de MT que posee una longitud de 143 m, igual en ambas versiones de la planta, se tiene:

$$V_{\downarrow} = 13 \times (0.0017 \times 143) = 3.16 V$$

$$\%V_{\downarrow} = \frac{3.16}{13800} \times 100 = 0.023 \%$$

$$139 A \geq 1.25 \times 13 = 16.25 A$$

Debido a que se cumplen los parámetros de caída de tensión y capacidad de corriente, el cable seleccionado es apto.

En el **Anexo 36** se encuentra el cómputo de caída de tensión y croquis destinado a la empresa distribuidora EERSSA, donde se evalúa la caída de tensión en los 150m aprox. de conductor en MT que son necesarios para la conexión con la red existente. De donde se obtuvo un $0.035 \% < 3.5 \%$ de caída de tensión (criterio mostrado en el **Anexo 9**), por lo que cumple con los parámetros exigidos por la empresa (EERSSA, 2012).

6.2.3.09. Caída de tensión total por cableado en las dos versiones de la planta

Sumando la caída de tensión por cableado de la planta desde el generador fv hasta el punto de interconexión con la red, en las dos versiones se tiene:

Sistema Fijo

$$\%V_{\downarrow Total} = 0.23 + 0.49 + 0.06 + 0.023$$

$$\%V_{\downarrow Total} = 0.803 \% < 1.5 \%$$

Sistema con seguidor solar

$$\%V_{\downarrow Total} = 0.4 + 0.69 + 0.07 + 0.023$$

$$\%V_{\downarrow Total} = 1.183 \% < 1.5 \%$$

Siendo en ambos casos menor a 1.5% , cumpliendo así lo establecido por la norma técnica (ITC-BT-40, 2020).

6.2.3.10. Resumen de cables necesario

A continuación en las **Tablas 19, 20, 21 y 22** se muestran las características finales que tendrá cableado en las diferentes secciones de la planta, esto para sus dos modelos (fijo y con seguidor solar), correspondientes a los planos mostrados en el **Anexo 37**.

Tabla 19: Características de los cables en las secciones de la planta en su versión fija.

Fuente: Autor (2021).

Características de los cables en las diferentes secciones de la instalación				
Versión fija				
Sección de la instalación	Potencia transmitida	Calibre	Tipo	Longitud máxima aprox. (m)
1: Pfv - Protección cc	CC 580.8 V 10.33 A	12 AWG, 1F2C x 50 grupos	Cu. Cableado Aislado	1.6
2: Protecciones - Inversor	CC 580.4 V 10.33 A	12 AWG, 1F2C x 50 grupos	Cu. Cableado Aislado	11.0
3: Inversor - Protecciones ac	CA 3~ 415 V 95 A	1/0-1/0-1/0-2 AWG, 3F4C x 5 grupos	Al. Cableado Aislado	31.0
4: Protecciones ac - Medidor	CA 3~ 380 V 475 A	1000 AWG, AC 3F4C	Cu. Cableado Aislado	2.0
5: Medidor - Transformador	CA 3~ 380 V 475 A	1000 AWG, AC 3F4C	Cu. Cableado Aislado	12.0
6: Transformador - Red eléctrica	CA 3~ 13800 V 13.81 A	4 AWG, AC 3F4C	Al. ACSR Cableado Desnudo	143.0

Dando un total de cable requerido aproximado para cada tipo igual al mostrado en la **Tabla 20** a continuación:

Tabla 20: Longitud total aproximada de los tipos de cable requeridos para la planta en su versión fija.

Fuente: Autor (2021).

Longitud aproximada de cables requeridos		
Versión fija		
Calibre	Descripción	Longitud total aprox. (m)
12 AWG	Simple (½ Rojo y ½ Negro)	870
1/0-1/0-1/0-2 AWG	3F4C	132
1000 AWG	Simple	56
4 AWG	Simple	572

Tabla 21: Características de los cables en las secciones de la planta en su versión con seguimiento solar.

Fuente: Autor (2021).

Características de los cables en las diferentes secciones de la instalación				
Versión con seguimiento solar				
Sección de la instalación	Potencia transmitida	Calibre	Tipo	Longitud máxima aprox. (m)
1: Pfv - Protección cc	CC 580.4 V 10.33 A	12 AWG, 1F2C x 50 grupos	Cu. Cableado Aislado	9
2: Protecciones - Inversor	CC 580.8 V 10.33 A	12 AWG, 1F2C x 50 grupos	Cu. Cableado Aislado	13
3: Inversor - Protecciones ac	CA 3~ 415 V 95 A	1/0-1/0-1/0-2 AWG, 3F4C x 5 grupos	Al. Cableado Aislado	44
4: Protecciones ac - Medidor	CA 3~ 380 V 475 A	1000 AWG, AC 3F4C	Cu. Cableado Aislado	2
5: Medidor - Transformador	CA 3~ 380 V 475 A	1000 AWG, AC 3F4C	Cu. Cableado Aislado	15
6: Transformador - Red eléctrica	CA 3~ 13800 V 13.81 A	4 AWG, AC 3F4C	Al. Cableado Desnudo	143

Dando un total de cable requerido aproximado para cada tipo igual al mostrado en la **Tabla 22** a continuación:

Tabla 22: Longitud total aproximada de los tipos de cable requeridos para la planta en su versión con seguidor solar.

Fuente: Autor (2021).

Longitud aproximada de cables requeridos		
Versión con seguidor solar		
Calibre	Descripción	Longitud total aprox. (m)
12 AWG	Simple (½Rojo y ½ Negro)	1384
1/0-1/0-1/0-2 AWG	3F4C	168
1000 AWG	Simple	68
4 AWG	Simple	572

6.2.3.11. Transformador de potencia

El transformador seleccionado es de la marca WEG, mostrado en el **Anexo 12**. Mismo que cuenta con las siguientes características principales:

- Transformador de distribución en aceite
- Potencia normalizada 300 kVA.
- MT 13800 V.
- BT 380 V.
- Frecuencia 60 Hz.
- Eficiencia a máxima capacidad 98.79 %.

6.2.3.12. Pérdidas de energía

a) Por suciedad en los paneles fv

Comenzando por el generador fv, existen pérdidas en los paneles por suciedad que oscilan entre el 2 y el 7 % según el ciclo de limpieza y las características de la zona (RENOVA Energía, 2020), en el caso de estudio se considera un mantenimiento periódico de 4 meses con inspecciones y monitoreo diario, a más de que en la zona existe cierto grado de vegetación (**Anexo 24**) que reduce el polvo en el ambiente por lo que se considera un 2 % de pérdidas por suciedad.

b) Por orientación de los paneles

Las pérdidas por orientación de los paneles se consideran en el simulado con software en el **objetivo 4**.

c) Por diferencia en la irradiación solar

Las pérdidas por diferencia de radiación como se muestra en el desarrollo del **objetivo 1**, se toman las mediciones reales que son menores en un 10 % en promedio con las lecturas de los atlas solares analizados.

d) Por diferencia de temperatura en los paneles fv

Las pérdidas por aumento de temperatura en los paneles corresponde a 0.39 %/°C a partir de 25 °C según el fabricante, **Anexo 3**. Conociendo que la temperatura promedio de la parroquia de Zapotillo es de 30 °C (**objetivo 1**) y que por incidencia de la radiación solar directa en los paneles su temperatura en promedio aumenta 5 °C por encima de la temperatura ambiente, esto da una diferencia de 10 °C que conlleva a un valor de pérdidas de 3.9 %.

e) Por conexión de los paneles “Mismatch”

A continuación se tienen las pérdidas por las interconexión de los paneles en serie (Mismatch) además de las pérdidas por las conexiones y accesorios de protección en CC hasta llegar al inversor, esto se lo considera como un 3 % según RENOVA Energía, 2020.

f) Por rendimiento del inversor

A continuación se tienen las pérdidas en el inversor que como posee una eficiencia del 98.8 % (**Anexo 2**) significa que genera un 1.2 % en pérdidas.

g) Por rendimiento del transformador

Luego existen las pérdidas por el rendimiento en el centro de transformación, que con una eficiencia del 98.79 % (**Anexo 12**) se tendrían pérdidas del 1.21 %.

h) Por resistencia en los conductores

Por último están las pérdidas en los conductores que se considerarían únicamente desde el generador fv hasta el punto de medición en CA, que resultan de un 0.78 % en el sistema fijo y de un 1.16 % en el sistema con seguidor solar.

6.2.3.13. Pérdidas totales consideradas en la rentabilidad de la planta

El total de pérdidas que se consideran desde el generador fv hasta el medidor bidireccional son:

$$P_{Tot. Fijo} = 2.0 + 10.0 + 3.9 + 3.0 + 1.2 + 1.21 + 0.78 = 22.09 \%$$

$$P_{Tot. Seguidor} = 2.0 + 10.0 + 3.9 + 3.0 + 1.2 + 1.21 + 1.16 = 22.47 \%$$

6.2.3.14. Sistema de medición de la energía entregada

De acuerdo con lo expresado en la Regulación Nro. Arconel 004/18 (ARCONEL, 2018b) sobre la distribución y comercialización de la electricidad, se colocará un contador homologado por la empresa eléctrica distribuidora con capacidad de medir el flujo de energía en ambos sentidos. La energía que se facture a la empresa distribuidora será la diferencia entre la energía entregada y el consumo interno.

La medición se realizará en el lado de media tensión, con el empleo de un transformador de tensión y corriente *Trafomix*® (**Anexo 10**). El cual posee las siguientes características técnicas:

Tabla 23: Hoja técnica del transformador de tensión y corriente Trafomix.

Fuente: Autor 2022

Hoja de características del Trafomix	
Marca: Trafomix®	Modelo: TMEA-22
Terminales MT	3 F (Neutro conectado a tierra)
Conexión de las bobinas	Estrella
Relación de transformación de tensión	13800 / 120 FN
Relación de transformación de corriente	15 / 5
Bobinados de tensión	Simple
Bobinados de corriente	Simple
Potencia de las bobinas de tensión	20 VA
Potencia de las bobinas de corriente	15 VA
Precisión TP y TC	0.2
Frecuencia	1260 Hz
Altitud	Hasta 5500 msnm
Protección borneras BT	IP 55

El trafomix irá colocado en el poste en el poste proyectado **P1 (Figura 34)**, con sus correspondientes accesorios mostrados en el **Anexo 10**.

Para proteger el trafomix, entre el mismo y la red irán colocados 3 seccionadores fusibles de 15 kV y 15 A para sobrecorrientes y en lo que respecta a las protecciones contra descargas atmosféricas o sobretensiones se tendrá un pararrayos tipo DPS por cada fase como se explica en la sección de **Protecciones** (ARCONEL, 2018b).

El medidor electrónico de la instalación será un Siemens® Sentron PAC3200 (**Anexo 11**), que irá colocado en el poste **P1 (Anexo 36)** dentro de una caja de protección de 40 x 70 x 25 cm a una altura de 1.5 m sobre el suelo. Mismo que va conectado a los bornes de salida BT del trafomix según lo establecido por la regulación No. ARCONEL 001/16 (ARCONEL, 2016a).

La calibración del medidor y del trafomix será realizada por el CENACE, permitiendo medir y transmitir en tiempo real al sistema nacional interconectado potencia aparente, reactiva,

frecuencia, armónicos, y demás datos que se requieren según Arconel, 2016, 2018. A continuación se muestran las características técnicas del medidor:

Tabla 24: Datos técnicos del medidor de energía del proyecto.

Fuente: Siemens (2022).

Funciones integradas		
Valores eficaces momentáneos		
Tensión	Fase–fase / Fase–neutro	✓
Intensidades de la corriente	Por fase	✓
Potencia activa, reactiva y aparente	Por fase y total	✓
Factor de potencia	Por fase y total	✓
Frecuencia de red		✓
THD de la tensión e intensidad de la corriente	Por fase	✓
Valores mínimo/máximo	Función agujas de arrastre	✓
Valores medios	Para todas las fases	✓
Registro de energía por medidor		
Energía activa	Suministro y realimentación; tarifa alta / baja	✓ / ✓
Energía reactiva	Positiva / negativa; tarifa alta / baja	✓ / ✓
Energía aparente	Tarifa alta / baja	✓
Demanda de energía por periodo de medición	Valor medio de la potencia activa y la reactiva	✓
Periodo de medición ajustable		de 1 ... 60 minutos
Valores mínimos / máximos de la potencia en el periodo de medición		✓
Cuenta-horas de servicio	Tiempo en el que se consumió energía	✓
Contador universal	Por ejemplo, para conteo de los impulsos de energía de medidores externos o similares	✓
Límites de errores		
Tensiones / intensidades de la corriente		±0,3 % / ±0,2 %
Potencias		±0,5%
Energía activa		Clase 0,5S según la norma IEC 62 053-22
Energía reactiva		Clase 2 según la norma IEC 62 053-23
Funciones de supervisión		
Supervisión de valores límite		Hasta 6 valores límite
Funciones lógicas sencillas para la combinación de valores límite		✓
Asimetría	Tensión e intensidad de la corriente	✓
Comunicación		
Ethernet (Integrada)	Velocidad máxima de transferencia	10 Mbit/s
	Protocolos	A elección SEABus TCP o MODBUS TCP (conmutables)
Módulo de ampliación (opcional) SENTRON PAC PROFIBUS DP	Módulo de ampliación opcional •Asignación de parámetros en el frente del aparato. •Selección de los valores de medición a transmitir por archivo GSD. •Se soportan todas las velocidades de Baudios desde 9,6 Kbit/s hasta 12 Mbit/s	✓
	Velocidad máxima de transferencia	12 Mbit/s
	Protocolo	DPV 1
Módulo de ampliación (opcional) SENTRON PAC RS485	Velocidad de transferencia	A elección 4,8 / 9,6 / 19,2 / 38,4 kBd
	Protocolo	A elección SEABus o MODBUS RTU (conmutables)
Entradas/salidas		
Entrada digital	Multifuncional	1
Salida digital	Multifuncional	1

Los parámetros de lectura del medidor podrán ser monitorizadas localmente mediante la pantalla del equipo o con una PC conectada a la entrada/salida digital, además transmitir por vía Ethernet los datos en intervalos menores a 15 minutos según expresa la regulación No ARCONEL 001/16 (ARCONEL, 2016a).

Las pérdidas que existen en la línea de evacuación de energía proyectada están sujetas a las regulaciones establecidas por el CENACE y ARCONEL.

6.2.3.15. Puesta a tierra

Según la Regulación-No.-ARCONEL-042-18 (ARCONEL, 2018a) para una planta fotovoltaica conectada a la red, todos los elementos tanto en CC como en AC y estructuras metálicas deben poseer una única red de puesta a tierra, a excepción del centro de transformación que posee su propia malla. Ambas deben estar separadas un mínimo de 15 metros según la norma IEEE 80 std -2000 (IEEE Std 80 – 2000, 2013); a más de existir una separación galvánica con la red eléctrica como puede ser un transformador de aislamiento.

1) Puesta a tierra para el centro de transformación

La malla de puesta a tierra para el transformador estará apegada a la norma IEEE 80 std -2000 (IEEE Std 80 – 2000, 2013) para subestaciones eléctricas, además del manual de construcciones del MERR.

Para el diseño de la malla de puesta a tierra se tiene como datos de entrada se tiene las características relevantes del transformador, la resistividad del suelo y la temperatura ambiental promedio en la zona.

Transformador de 300 kVA.

Voltaje de media tensión 13800 V.

Voltaje de baja tensión 380 V.

Los valores de impedancia del transformador fueron inferidos de la norma NTE INEN 2115 (NTE INEN 2115, 2004).

Resistividad del suelo $\rho = 526.05 \Omega\text{m}$ según los datos de campo obtenidos por David Ochoa (Ochoa Ruiz, 2019) en la parroquia de Zapotillo, empleando el método de Wenner.

Temperatura promedio en la zona 25 – 30 °C.

a) Cálculo de la corriente de corto circuito en el lado de BT

Se calcula la corriente de corto circuito en secundario del transformador empleando la siguiente ecuación:

$$I_{sec} = \frac{kVA \times 1000}{\sqrt{3} \times E} \quad (\text{Ecuación 25})$$

Siendo:

I_{sec} : Corriente de corto circuito en el secundario.

kVA : Potencia nominal del transformador.

E : Voltaje de operación del transformador en el secundario.

De donde se obtiene que:

$$I_{sec} = \frac{300 \times 1000}{\sqrt{3} \times 380} = 455.8 \text{ A}$$

Se determina la corriente de corto circuito simétrica máxima ($ICC_{m\acute{a}x}$) en baja tensión mediante la siguiente expresión:

$$ICC_{m\acute{a}x} = \frac{100 \%}{Z \%} \times I_{sec} \quad (\text{Ecuación 26})$$

Donde $Z \%$ se adquiere de la norma NTE INEN 2115

Obteniéndose:

$$ICC_{m\acute{a}x} = \frac{100 \%}{2.0 \%} \times 455.8 = 22790 \text{ A}$$

b) Cálculo de la corriente asimétrica de falla

La corriente de corto circuito asimétrica de falla (I_f) se calcula para la $ICC_{m\acute{a}x}$ en el lado de baja tensión mediante la siguiente expresión:

$$I_f = ICC_{m\acute{a}x} \times D_f \quad (\text{Ecuación 27})$$

Siendo D_f el factor de decremento o factor de asimetría.

Según lo recomendado en la norma IEEE 80 std -2000, de la **Tabla 25** mostrada a continuación se toma como valor de relación X/R = 10 (para mallas de puesta a tierra en subestaciones con centro de transformación). El tiempo de duración de la falla (t_f) es igual a 0.5 segundos por lo que el factor de decremento es igual a 1,026.

Tabla 25: Duración de falla y factor de decremento.

Fuente: Comisión general de electricidad, (2004).

Duración de falla, t_f		Factor de decremento, D_f			
Segundos	Ciclos en 60 Hz	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
0,00833	0,5	1,576	1,648	1,675	1,688
0,05	3	1,232	1,378	1,462	1,515
0,10	6	1,125	1,232	1,316	1,378
0,20	12	1,064	1,125	1,181	1,232
0,30	18	1,043	1,085	1,125	1,163
0,40	24	1,033	1,064	1,095	1,125
0,50	30	1,026	1,052	1,077	1,101
0,75	45	1,018	1,035	1,052	1,068
1,00	60	1,013	1,026	1,039	1,052

Obteniéndose mediante el empleo de la **ecuación 27**:

$$I_f = 22790 \times 1.026 = 23382.54 \text{ A}$$

c) Cálculo de la corriente de corto circuito en el lado de MT

De manera análoga que en el lado de BT se calcula la corriente de corto circuito en el lado primario del transformador (I_{pri}) resultando de la **ecuación 25**:

$$I_{pri} = \frac{300 \times 1000}{\sqrt{3} \times 13800} = 12.55 \text{ A}$$

Con lo que se puede obtener mediante la **ecuación 26** la corriente de corto circuito simétrica máxima en media tensión resultando igual a:

$$ICC_{m\acute{a}x-MT} = \frac{100 \%}{2.0 \%} \times 12.55 = 627.55 \text{ A}$$

d) Cálculo y selección del conductor de puesta a tierra

Para calcular el calibre del conductor de puesta a tierra se emplea la siguiente ecuación:

$$A_s = I_f \times \sqrt{\frac{33 \times t_f}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}} \quad (\text{Ecuación 28})$$

Donde:

A_s : Sección del calibre del conductor (cmil).

I_f : Corriente de falla asimétrica (A).

t_f : Tiempo de duración de la corriente de falla (seg).

T_m : Temperatura máxima de fusión del cobre (°C).

T_a : Temperatura ambiente (°C).

Aplicando la **ecuación 28** se tiene:

$$A = 23382.54 \times \sqrt{\frac{33 \times 0.5}{\log\left(\frac{1083 - 27.5}{234 + 27.5} + 1\right)}} = 113352.16 \text{ cmils}$$

Que convirtiéndose a mm² mediante la equivalencia: 1 cmil = 0.0005067 mm² resulta en 57.4 mm². El próximo mayor a la sección encontrada corresponde al conductor de 67.4 mm² o 2/0 AWG, lo que concuerda con los mínimos recomendados por la norma IEEE 80 std -2000 para la malla de puesta a tierra de una subestación transformadora.

e) Tensión de paso y de contacto máximas tolerables

Con la resistividad promedio del suelo (ρ_{prom}) igual a 526.05 Ωm y la de una capa de grava gruesa $\rho_s = 3000 \Omega m$ de un espesor de 0,15 m según la norma (IEEE Std 80 – 2000, 2013), se procede a determinar primeramente el factor de reducción de la resistividad (C_s) de la capa superficial de concreto mediante la siguiente ecuación:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho_{prom}}{\rho_s}\right)}{2 \times h + 0.09} = 0.92467 \quad (\text{Ecuación 29})$$

Siendo:

h : Profundidad del conductor de la malla en el terreno. Que basándose en la norma IEEE Std 80 se toma un valor de $h = 0.5$ m y se considera 50 kg como peso mínimo de las personas que van a ingresar.

Seguidamente se calcula la tensión tolerable de paso $V_{p.tolerable}$ con la siguiente ecuación:

$$V_{p.tolerable} = \frac{(1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_f}} = 5624.92 \text{ V} \quad (\text{Ecuación 30})$$

De igual forma se obtiene la tensión tolerable de contacto ($V_{C.tolerable}$) mediante la siguiente ecuación:

$$V_{C.tolerable} = \frac{(1000 + 1,5 \times C_s \times \rho_s) \times 0,116}{\sqrt{t_f}} = 1529.27 \text{ V} \quad (\text{Ecuación 31})$$

f) Diseño de la malla para puesta a tierra del centro de transformación

El sistema de puesta a tierra del centro de transformación será el mismo para las dos versiones de la planta.

Este consta de una cuadrícula horizontal enterrada a 0.5 m de profundidad. El conductor que será empleado es de cobre 2/0 AWG obtenido anteriormente en la **sección d**).

Además posee 4 electrodos de acero cobreado de 14 mm de diámetro y 1.5 m de longitud (**Anexo 13**) colocados de manera vertical, que llegan a 2 m de profundidad, soldados en los cruces centrales de la cuadrícula. Como se muestra en el **Anexo 38**.

Las cuadrículas poseen 10 líneas de E-O y 10 de N-S separadas 0.8 m entre sí en ambas direcciones. Lo que resulta en una longitud del conductor horizontal $L_C = (10 + 10) \times 8 \text{ m} = 160 \text{ m}$ a la cual se le suman los 5 electrodos verticales de 1.5 m, obteniendo la longitud total de la malla $L_T = 144 + (5 \times 1.5) = 167.5 \text{ m}$.

Las conexiones de la malla se realizarán con soldadura cable-cable 70-70 mm², llevando 81 de tipo “cruz” para el interior de la malla, 36 de tipo “T” para los bordes, 2 tipo “paralelo” para conectar con los elementos en la superficie y 5 soldaduras pica-cable Ø14 mm-70 mm² tipo “T” que conectan los electrodos (**Anexo 13**).

g) Resistencia de la malla con el terreno

Se determina el valor de resistencia de la malla con el suelo (R_g) empleando la siguiente ecuación:

$$R_g = \rho_{prom} \times \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \times A_s}} \times \left(1 + \frac{1}{1 + h \times \sqrt{\frac{20}{A_s}}} \right) \right] \quad (\text{Ecuación 32})$$

Siendo:

ρ_{prom} : Resistividad promedio del suelo.

A_s : Sección del conductor 2/0AWG en cmils.

h : Profundidad de la malla.

Aplicando la longitud total $L_T = 150 \text{ m}$ del centro de transformación en la **ecuación 32** resulta en:

$$R_g = 526.05 \times \left[\frac{1}{167.5} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 133017.565}} \times \left(1 + \frac{1}{1 + 0.5 \times \sqrt{\frac{20}{133017.565}}} \right) \right]$$
$$R_g = 3.784 \Omega \leq 10 \Omega$$

Dando como resistencia 3.784Ω que es un valor menor a 10Ω , por lo que se cumple con lo requerido por la norma IEEE 80.

h) Corriente máxima a disparar por la malla

El valor máximo de la corriente que fluye de la malla del centro de transformación hacia el terreno circundante es calculado mediante la siguiente ecuación:

$$I_G = 3ICC_{m\acute{a}x-MT} \times D_f \times S_f \times C_p \quad (\text{Ecuación 33})$$

Siendo:

D_f : Factor de decremento o asimetría (previamente seleccionado).

S_f : Factor divisor de la corriente de falla.

C_p : Factor de crecimiento.

Se emplea un valor de división de corriente $S_f = 20 \%$ que corresponde a la porción de corriente que disipará la malla hacia la tierra, el restante retorna al sistema hasta ser despejada (Mora Villagómez & Muñoz Valencia, 2010).

Se considera el factor de crecimiento $C_p = 1$ por motivo de no pretender expansiones futuras en la planta ni aumento de la carga en el centro de transformación.

Quedando la corriente máxima a disparar por la malla igual a:

$$I_G = (3 \times 627.55) \times 1.026 \times 0.2 \times 1$$

$$I_G = 386.32 \text{ A}$$

i) Cálculo del máximo potencial de tierra “GPR”

Para garantizar una conexión segura es necesario basarse en condiciones de falla, donde el potencial de tierra GRP sobre la superficie del suelo no debe sobrepasar los valores de voltaje de paso y de contacto ($GRP < V_{C. tolerable}$; $GRP < V_{P. tolerable}$).

El máximo potencial de tierra se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$GRP = I_G \times R_g \quad (\text{Ecuación 34})$$

$$GRP = 386.32 \times 3.78.4$$

$$GRP = 1461.71 \text{ V} < 1529.26 \text{ V}$$

Debido a que $GRP < V_{C. tolerable}$ el sistema cumple con lo establecido por la norma **IEEE 80** y es seguro.

2) Diseño de la malla para puesta a tierra del colector solar

Las dos versiones de la malla serán de forma rectangular cuadrículada, mismas que se extienden por todo el terreno a 0.5 m de profundidad. El conductor horizontal que será empleado es de cobre 2/0 AWG obtenido anteriormente en la **sección d)**.

a) Versión fija

Las dimensiones del terreno en la versión fija corresponde a E-O = 68.49 m, N-S = 58.52 m donde irá colocada una cuadrícula con 9 filas y 9 columnas de conductor horizontal, separadas entre sí en 8.56 m y 7.31 m respectivamente. Como se muestra en el **Anexo 38**.

La longitud del conductor horizontal resulta en $L_C = 6 \times (58.52 \text{ m} + 68.49 \text{ m} + 17.12 \text{ m}) + 3 \times 29.26 \text{ m} = 952.56 \text{ m}$ a la cual es igual a la longitud total de la malla $L_C = L_T$.

Las conexiones de la malla se realizarán con soldadura cable-cable 70-70 mm², llevando 31 de tipo “cruz” para el interior de la malla, 34 de tipo “T” para los bordes y 26 tipo “paralelo” para conectar con los elementos en la superficie (**Anexo 13**).

b) Versión con seguidor solar

Las dimensiones del terreno en la versión con seguidor solar corresponde a E-O = 77.36 m, N-S = 84.48 m donde irá colocada una cuadrícula con 9 filas y 9 columnas de conductor horizontal, separadas entre sí en 9.67 m y 10.56 m respectivamente. Como se muestra en el **Anexo 38**.

La longitud del conductor horizontal resulta en $L_C = 6 \times (84.48 \text{ m} + 77.36 \text{ m} + 19.34 \text{ m}) + 3 \times 42.24 \text{ m} = 1213.8 \text{ m}$ la cual es igual a la longitud total de la malla $L_C = L_T$.

Los accesorios de soldadura que lleva esta malla son los mismos que en la malla para la versión fija de la pfv.

c) Resistencia de la malla con el terreno

Aplicando el mismo proceso de cálculo que en el centro de transformación (**ecuación 32**), las mallas del colector (en las dos versiones de la planta) resultan también con valores de resistencia menores a 10 Ω.

$$R_{g_{Fijo}} = 1.195\Omega \leq 10 \Omega$$

$$R_{g_{Seguidor}} = 1.076\Omega \leq 10 \Omega$$

6.2.3.16. Protecciones

En la protección de los equipos de la planta y personas involucradas se dispondrá de los elementos especificados en la Regulación-No.-ARCONEL-042-18 (ARCONEL, 2018a) como se indica en la sección de protecciones del marco teórico.

a) Caja de protección en las ramas de CC del generador FV

Entre el colector solar y los inversores irán colocadas cajas con IP55 de 40 x 70 x 25 cm donde se ubicaran todos los elementos de protección en CC detallados a continuación.

b) Seccionador fusible CC

Cada rama de CC del generador FV antes de conectarse al inversor posee una protección contra sobre-corriente llevada a cabo por un seccionador fusible que abre el circuito en caso de que se exceda la intensidad del sistema. Conociendo que la corriente máxima por rama es de 10.33 A, el fusible a emplear será el próximo mayor con capacidad de 15 A (**Anexo 14**), mismo que irá colocado tanto en el polo positivo como en el negativo del circuito.

c) Interruptor termo-magnético CC

Cada rama que llega al inversor poseerá un disyuntor termo-magnético de 15 A (**Anexo 15**), mismo que permite interrumpir el circuito al momento de hacer mantenimiento o reparaciones, además de proteger al sistema en caso de cortocircuitos o sobrecorrientes.

d) Descargador SPD CC

Como protección contra descargas atmosféricas indirectas, se dispondrá de un descargador de sobretensiones con el fin de desviar excesos de voltaje hacia tierra. Para dimensionar este dispositivo se tomará en cuenta el valor de tensión máxima producido en cada conjunto de paneles, que es cuando se encuentran en circuito abierto.

$$V_{Max. CC} = 58.08 \times 12 = 696.96 V$$

e) Caja de protecciones y control para las ramas de AC del generador FV

Entre los Inversores y el transformador, dentro del cuarto de maniobras y control irá una caja de protección con IP55 de 70 x 140 x 25 cm homologada por la empresa distribuidora, donde se efectuará la unión en paralelo de las ramas trifásicas que vienen de los inversores en conjunto con las protecciones mostradas a continuación.

f) Interruptor termo-magnético AC

Cada inversor posee una salida nominal trifásica de 380 V y 100.3 A/fase donde según el reglamento de redes de baja tensión REBT (ITC-BT-40, 2020) las protecciones deben seleccionarse para el 125 % de la corriente nominal, por lo que irá colocado un disyuntor termo-magnético marca GEYA de 125 A trifásico 4p y 400 V de tensión nominal mostrado en el **Anexo 18**.

Además después de la conexión en paralelo de las ramas donde existe una corriente de 501.4 A/fase, irá colocado un interruptor general termo-magnético de operación manual AC de 630 A trifásico 4p de marca GEYA mostrado en el **Anexo 18**.

g) Interruptor diferencial AC

Con el objetivo de salvaguardar a las personas, en cada ramal de la planta irá colocado un interruptor diferencial de 125 A 3f 4p, mismo que abre el circuito en caso de fugas de corriente de más de 30 mA hacia tierra (**Anexo 17**).

h) Descargador SPD AC

Como protección contra descargas atmosféricas indirectas en las ramas AC de la planta, se dispondrá de 5 descargadores de sobretensiones trifásicos con el fin de desviar excesos de voltaje hacia tierra. Para dimensionar este dispositivo se tomará en cuenta el valor de tensión de salida de los inversores que corresponde a 380 V, por lo que se empleará el SPD de la marca GEYA de 385 V y 40 kA mostrado en el **Anexo 19**.

i) Interruptor automático de interconexión AC

Después del interruptor manual general se encuentra el interruptor automático de interconexión AC trifásico, mismo que fue seleccionado apegado reglamento de REBT (ITC-BT-40, 2020) donde se especifica que las protecciones deben seleccionarse para el 125 % de la tensión y corriente nominales, por lo que se adoptó el reconectador inteligente GAYA de 690 V y 630 A mostrado en el **Anexo 20**. Este posee un relé de enclavamiento que es accionado cuando ocurren sobretensiones o diferencias en la frecuencia con la red. Este puede ser operado por la empresa eléctrica distribuidora de forma remota en el caso de la necesidad de conexión – desconexión con la red.

j) Transformador de medición y protección MT

Según la Regulación Nro. ARCONEL 004/18 (ARCONEL, 2018b) para realizar conteo de la energía desde MT es requerida una protección mediante un transformador de tensión y corriente, para lo cual se instalará el Trafomix, que es un transformador de medida mixto que protege al contador contra sobre tensiones y corrientes debido a que emite una señal en BT que se mantiene dentro de los parámetros de medida, además de poseer un interruptor termo-magnético incorporado en los bornes de salida de BT (**Anexo 10**).

k) Relé de protección diferencial AC

Es requerido para la interconexión con la red, una protección contra sobretensiones, sobrefrecuencia e infrafrecuencia según la Regulación-No.-ARCONEL-042-18 (ARCONEL, 2018a) por lo que se colocará junto al contador de energía un relé de protección diferencial SIEMENS modelo Sentron 5TT3427 tal como se muestra en el **Anexo 26**. Que en caso de anomalías con el voltaje o frecuencia de la red y/o de la planta fv, manda la orden de desconectar el interruptor automático de interconexión como se especifica en la regulación No. ARCONEL 003/18 (ARCONEL, 2018a).

l) Aislamiento galvánico con la red

Cumpliendo con lo establecido en la norma IEEE 80 std -2000 (IEEE Std 80 – 2000, 2013) se tendrá como separación galvánica con la red el transformador Weg seleccionado con anterioridad (**Anexo 12**), mismo que por ser tipo triángulo en MT y estrella en BT posee su propio terminal neutro en BT que está separado del neutro-tierra de la red.

En toda la parte de BT de la planta, tanto en CC como en CA se conecta a tierra los terminales neutros únicamente mediante dispositivos SPD CC/CA. Quedando cubierto el riesgo de cerrar el circuito entre las fases de la instalación y tierra.

m) Protecciones para interconexión con la red en MT

En la instalación de las protecciones en MT, se cumplirá con lo establecido en las normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales estipulado por la EERSSA (EERSSA, 2012).

Contra sobrecorrientes

Entre el transformador de medición trafomix y la red eléctrica irán colocados tres seccionadores fusibles que protegen a la planta de sobrecorriente en la red y viceversa. Calculados mediante la ecuación básica de potencia trifásica, con una potencia máxima y una tensión conocidos se obtiene:

$$I_{Fusible} = \frac{P_{Max.}}{U_{MT} \times \sqrt{3}} = \frac{330000}{13800 \times \sqrt{3}} = 13.8 A \quad (Ecuación 35)$$

Por lo que irán colocados seccionadores fusibles de 15 kV y 16 A como el que se muestra en el **Anexo 21**.

Contra sobretensiones

Para las sobretensiones transitorias en las fases de MT (13800 V) se dispondrá de tres dispositivos DPS (**Anexo 22**) homologados por la empresa distribuidora local EERSSA, que van colocados entre los seccionadores fusibles y el trafomix. Mismos que protegen a los transformadores de daños por voltajes anómalos.

n) Protección contra descargas atmosféricas

Al ocupar una extensa superficie la planta corre el riesgo de sufrir descargas atmosféricas directas, además de sobretensiones transitorias en las líneas debido a descargas atmosféricas indirectas. Para ello, como se indica en la sección **Puesta a tierra** toda la planta se conecta a la malla subterránea en 27 puntos; considerando las estructuras metálicas y mediante dispositivos SPD en las líneas de DC y AC en BT.

Para las sobretensiones transitorias provocadas por descargas atmosféricas directas e indirectas, en las fases de MT se dispondrá de tres pararrayos DPS (mencionados anteriormente) que desvían las sobretensiones hacia la malla de puesta a tierra del transformador. Además de estar conectado el cuerpo metálico de los transformadores (neutro) a dicha malla según la norma IEEE 80 std -2000 (IEEE Std 80 – 2000, 2013) para subestaciones eléctricas.

o) Protección del cableado de CC y CA en la planta

Para canalizar y proteger los conductores de BT enterrados en los diferentes tramos de la planta hasta el transformador, irán colocadas tuberías siguiendo el manual para instalaciones en redes de baja tensión ITC BT-21 (ITC-BT-21, n.d.) junto con la norma UNE-EN 61386-1:2005 de sistemas de tubos para la conducción de cables.

Por lo que se seleccionó la tubería plástica de PVC, resistente a la penetración del agua y con capacidad de soportar compresión de grado 450N según la tabla de “*Características mínimas para tubos en canalizaciones enterradas*” del manual ITC BT-21. Dicha tubería tendrá una sección 4 veces mayor a la de la suma de los conductores en su interior en cada tramo de la instalación quedando las dimensiones como se muestra en la **Tabla 26** a continuación.

Tabla 26: Características de las tuberías requeridas en los diferentes tramos de la planta.

Fuente: Autor (2022).

Tramo	Diámetro del tubo	Requerimiento	Total (m)
Protecciones CC - Inversor	1 ''	25 x 13 m	325
Inversor - Protecciones CA	2.5 ''	5 x 37 m	185
Protecciones CA - Transformador	4 ''	1 x 20 m	20

6.2.3.17. Cuarto de máquinas

Como se indica en la sección **Cuarto de máquinas** de la revisión literaria, para la sala de máquinas se empleará un contenedor metálico usado de 20 pies de largo, el cual tiene un coste aproximado de \$ 1800 más IVA según la consulta realizada a la empresa *Roman's Contanier*; misma que se muestra en el **Anexo 25**.

De esta manera se tiene una estructura apegada a normas ISO que mediante unas pocas modificaciones como orificios para cables, soportes internos, ventilación, puesta a tierra, etc. Queda apto para su puesta en servicio.

Al ser el cuarto (container) una estructura metálica, este facilita la conexión a tierra de los diferentes equipos y soportes ubicados en su interior.

A continuación en la **Figura 34** se muestra un diagrama de la estructura del cuarto de máquinas que es el mismo en las dos versiones de la planta.

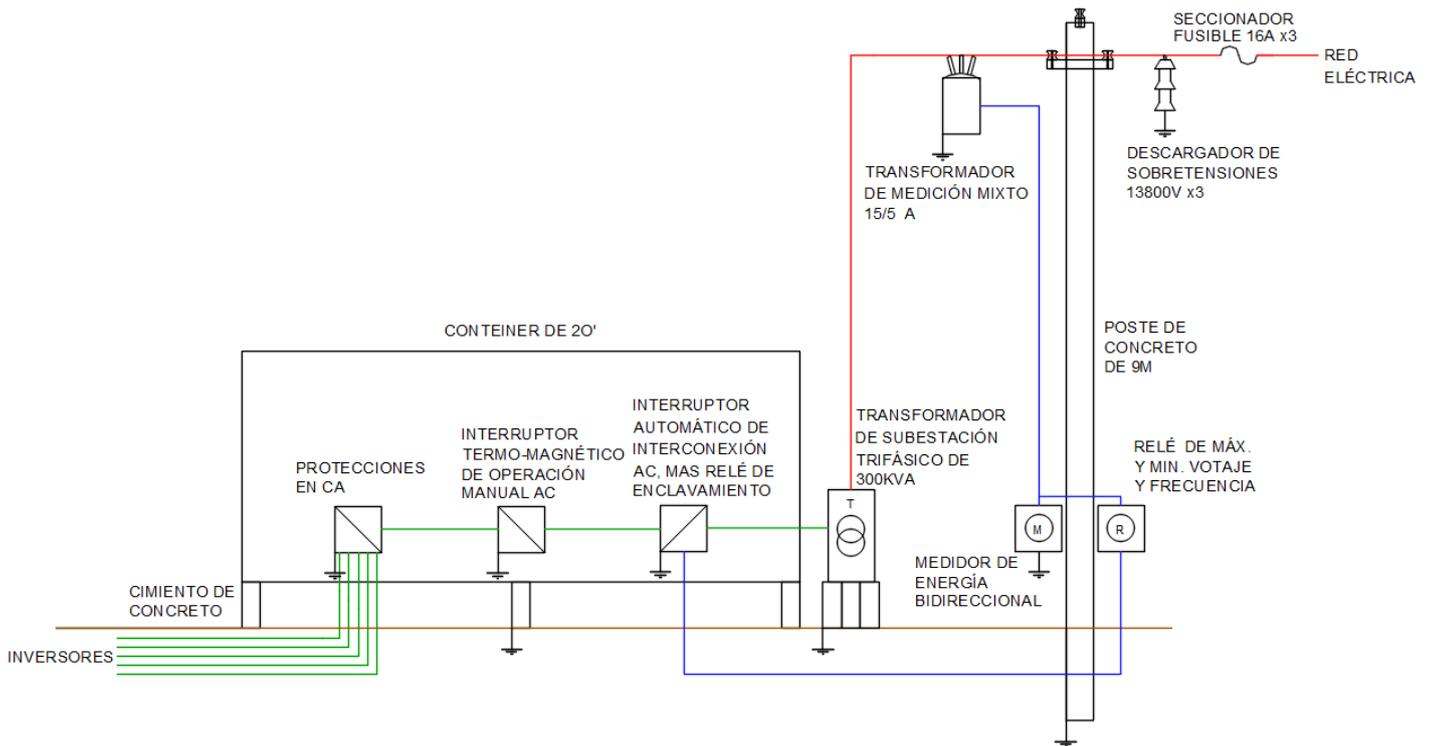


Figura 34: Cuarto de máquinas con sistema de incorporación de energía a la red eléctrica.

Fuente: Autor (2022).

6.2.3.18. Monitorización control de la planta

En la monitorización y control de la planta, se dispondrá de un sistema que permite captar y almacenar datos, además de realizar procesos de maniobra remotos. Es preciso para ello contar con una red de internet con velocidad mayor a 1Mbps que transmite los datos de medición y control al CENACE (ARCONEL, 2016a), además de contar con señal wifi por la cual se interconectan los inversores y envían datos hacia el centro de mando.

El sistema de control será capaz de captar y almacenar datos de las siguientes variables como mínimo:

- Balance de energía total entregada a la red.
- Tiempo total de horas en operación.
- Número de conexiones a la red.
- Estado de los inversores.
- Tensión y corriente en las ramas DC de los inversores.
- Tensión y corriente en las salidas AC de los inversores.
- Tensión y de la red.
- Frecuencia de la red.

- Intensidad de corriente de salida a la red.
- Potencia de salida a la red.
- Coseno de Phi.
- Armónicos totales.
- Estado de los seccionadores de protección remotos.
- Hora y fecha actuales.
- Posición del Sol (en el caso de la planta con seguidor solar).

6.2.3.19. Planos de la instalación

Considerando las características finales de las dos versiones de la plata solar, se muestran los planos en el **Anexo 38** referentes a:

- Plano general de la instalación
- Plano de malla de puesta a tierra
- Plano de estructuras, paneles y equipos
- Plano unifilar de líneas eléctricas

6.3. Determinación del tamaño mínimo de la planta para que se aplique la economía de escala de forma significativa

6.3.1. Análisis ABC de los costes del proyecto

Basándose en los resultados de costes de la planta solar de 1 MW propuesta por Ochoa Ruiz, (2019), se llegó a la clasificación de los materiales y equipos necesarios en grupos A, B y C (**Tabla 27**) mediante un análisis mostrado en el **Anexo 29**, donde el grupo A que representa cerca del 80 % de los costes del proyecto, es analizado para llegar a precios de mayoreo significativamente menores.

Tabla 27: Análisis ABC de los costes de materiales y equipos requeridos.

Fuente: Autor (2020).

Análisis ABC de los costes de materiales y equipos requeridos		
Categoría:		
A	B	C
Materiales		
<ul style="list-style-type: none"> • Paneles fotovoltaicos. • Estructuras de soporte fijas/móviles. • Cableado CC. • Terreno. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cuarto de máquinas. • Transformador. • Inversor/ Regulador MPPT. • Protecciones CC. • Protecciones AC. • Medidor y seccionadores. 	<ul style="list-style-type: none"> • Puesta a tierra. • Cableado de puesta a tierra. • Cableado AC. • Tubería de protección para los conductores. • PLC. • Caja concentradora. • Sistema de agua y contra incendios. • Cercado del perímetro. • Permisos.

A más de los elementos del grupo A, como consideraciones extra se analizó el precio de los terrenos en la zona, debido a la gran fluctuación que estos poseen. De igual manera se analiza también el costo de los permisos habilitantes.

6.3.2. Parámetros donde son aplicable las economías de escala

Los principales parámetros donde se aplica la economía de escala son:

a) Paneles fotovoltaicos

El costo de los paneles fotovoltaicos (pfv) corresponde a un porcentaje significativo del costo total del proyecto, por lo que el análisis de las ofertas, es indispensable en la obtención de la máxima rentabilidad de la planta.

A continuación en la **Tabla 28** se muestra un resumen de las ofertas más competitivas que se encuentran en el gigante de ventas de internet *Alibaba*. Los links de compra se encuentran en el **Anexo 27**. Cabe mencionar que los costes de los pfv varían cada año siendo cada vez más baratos (Talavera, 2019).

Tabla 28: Resumen de las ofertas más competitivas de la página de compras *Alibaba.com*.

Fuente: Autor (2020).

Análisis de precios de paneles fotovoltaicos								
Marca	Capacidad (W) / Tipo	Pedido min. (W)	Pedido med. (W)	Pedido al por mayor (W)	Valor max. (\$/W)	Valor med. (\$/W)	Valor min. (\$/W)	Garantía (Años de vida útil)
1) Jinko	460 Mono	12000-23999	24000-119999	> = 120000	0.25	0.20	0.19	10
2) Yangtze Solar	500 Mono	50000-99999	100000-999999	> = 1000000	0.19	0.18	0.17	25
3) Solarbor n	500 Mono	1000 - 49999	50000 - 999999	> = 1000000	0.23	0.20	0.18	25
4) Trina Solar	285 Poli	8250-199999		> = 200000	0.21		0.18	25
5) Amso Solar	300 Mono	3000-599999		> = 600000	0.21		0.18	25
6) Trina / JA / Risen	450 Mono	9000-139759		> = 139760	0.25		0.17	25

Si se colocan los datos de forma gráfica se puede evidenciar cómo las empresas convergen en una caída en los precios según sea el tamaño del pedido.

Como se muestra en la **Figura 35** y **Tabla 28** existe una primera bajada en los precios por casi todas las empresas (de 0.21-0.25 a 0.18-0.20 USD) si se efectúa una compra de 200 kW y una segunda bajada (a 0.17-0.18 USD) cerca de 1 MW.

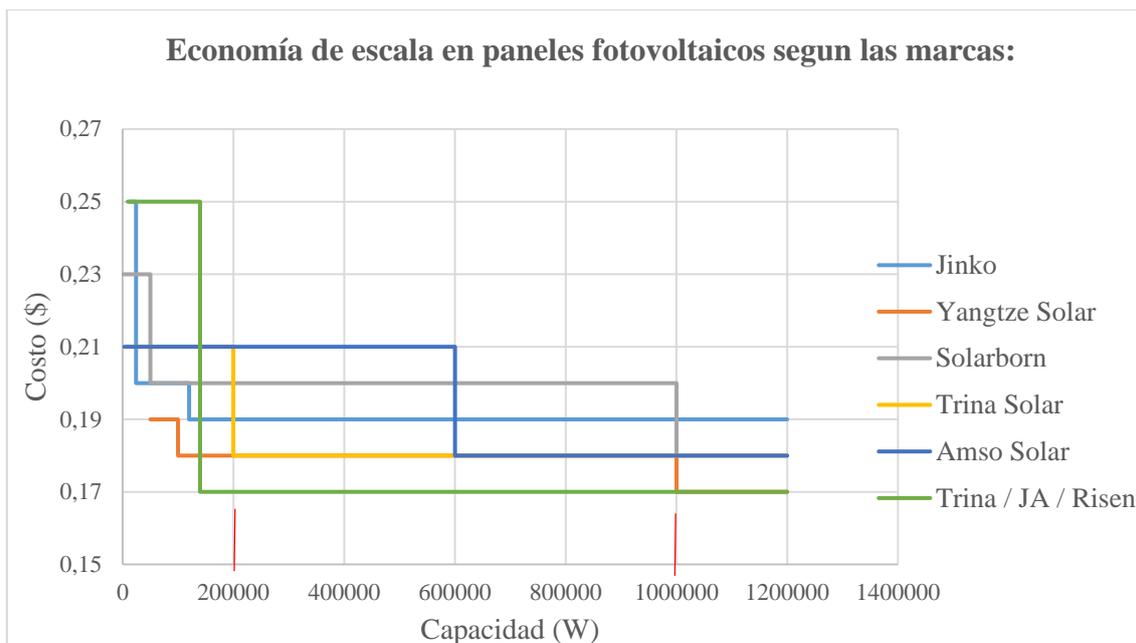


Figura 35: Decrecimiento de los precios según se incrementa el tamaño del pedido de paneles fotovoltaicos.

Fuente: Autor (2020).

b) Terreno

Como exige la regulación No ARCONEL 003/18 (ARCONEL, 2018a), para construir una planta fotovoltaica se debe ser dueño de la propiedad (terreno) donde se va a instalar. Por lo que la presente investigación trata de obtener un precio promedio de los costes por metro cuadrado de tierras en las zonas de interés.

La selección del terreno puede representar una gran variable en la rentabilidad final de la planta, ya que corresponde a un porcentaje significativo del proyecto y la energía solar depende de forma directa del área disponible de captación, mientras mayor sea la capacidad de la instalación, mayor será el terreno requerido. Además de que es prudente considerar ampliaciones futuras de la planta.

Se puede apreciar de las ofertas en internet (mostradas a continuación en la **Tabla 29**) que mientras más cerca de la zona urbana se encuentre un terreno, su precio aumenta y cuando se adentra en la zona rural, su precio disminuye considerablemente. Otro factor influyente en el precio es la extensión del mismo, siendo más barato por metro cuadrado mientras mayor sea su extensión. Se tienen los links de compra de los terrenos en el **Anexo 28**.

Tabla 29: Coste de los terrenos en la zona de interés.

Fuente: Autor (2020).

Análisis de precios de terrenos			
Descripción	Área (m ²)	Coste total (USD)	Coste (USD/m ²)
Lote	150	6000	40
Lote	1092	30000	27.47
Terreno	468600	650000	1.39

c) Estructuras de soporte para los paneles

Las estructuras de sujeción de los paneles fotovoltaicos pueden ser conseguidas con precio de mayoreo, ya que son elementos masivos que corresponden a un porcentaje del costo del proyecto. Este varía de forma significativa si se requieren estructuras fijas o con seguidor solar. A continuación se muestran las diferentes ofertas de estructuras prefabricadas, que pueden ser adquiridas en la página de ventas *Alibaba*, con su correspondiente análisis de precios.

- **Estructuras fijas**

En la **Tabla 30** se muestran los precios ofertados en internet de las estructuras de soporte fijas, teniendo los links de compra en el **Anexo 30**.

Tabla 30: Análisis de precios de las estructuras de soporte de PFV.

Fuente: Autor (2020).

Análisis de precios de las estructuras de soporte de PFV								
Marca	Capacidad (W) / Tipo	Pedido min. (W)	Pedido med. (W)	Pedido al por mayor (W)	Valor max. (\$/W)	Valor med. (\$/W)	Valor min. (\$/W)	Garantía (Años de vida útil)
1) Artsign	China Aluminio 60m/s	1-999	-	> = 1000	0.07	-	0.05	20
2) UI-Newenergy	China Acero galvanizado 45m/s	100-999	-	> = 1000	0.06	-	0.03	10
3) Nacyc-Solar Mounting Structure	China Aluminio anodizados 40m/s	1-999	1000 - 99999	> = 100000	0.05	0.04	0.03	10
4) Nacyc	China Aluminio	30000-119999	120000-2999999	> = 3000000	0.07	0.05	0.04	10

	Con tornillos de piso							
5) Soeasys	China Aluminum Alloy 42m/s Con tornillos de piso	3000-9999	10000-49999	≥ 50000	0.08	0.07	0.06	10

Poniendo estos datos de forma gráfica (**Figura 36**) se puede evidenciar como a partir de 120 kW equivalentes en la compra de estructuras para PFV, se tiene que todas las marcas bajan sus precios por mayoreo.

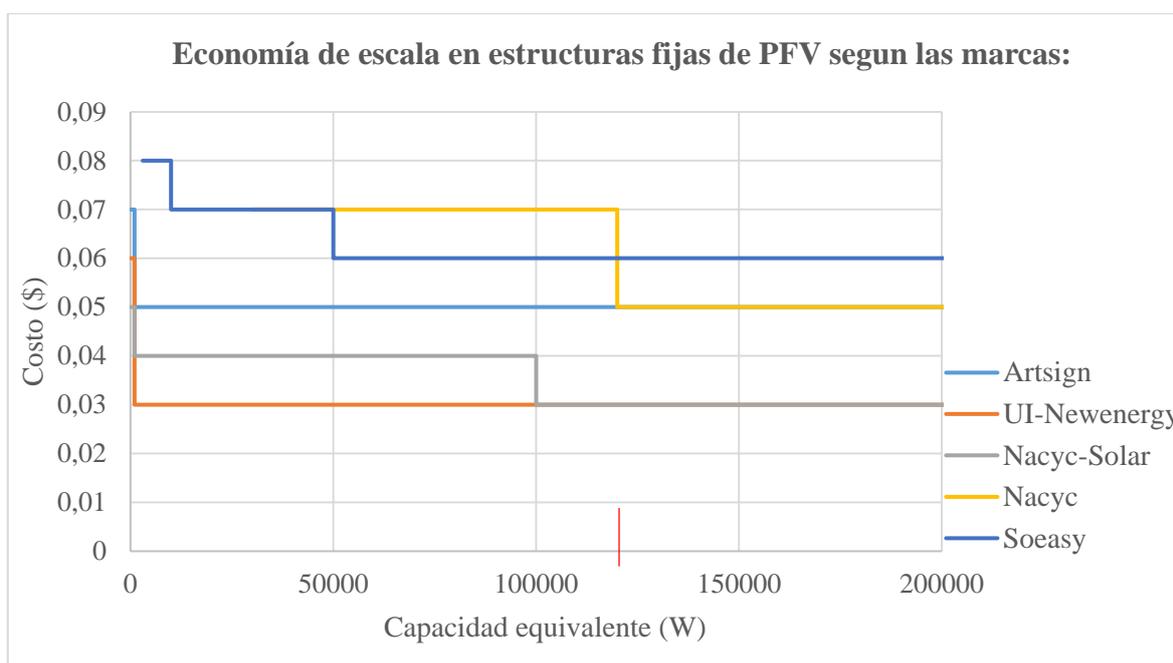


Figura 36: Decrecimiento de los precios según se incrementa el tamaño del pedido estructuras de soporte fijas.

Fuente: Autor (2020).

- **Estructura móvil de 1 eje**

En la **Tabla 31**, se encuentran algunas ofertas de estructuras de pfv con seguimiento solar de un eje, encontrándose los links de compra en el **Anexo 31**.

Tabla 31: Análisis de precios de las estructuras de soporte de PFV con seguimiento solar de un eje.

Fuente: Autor (2020).

Análisis de precios de las estructuras de soporte de PFV con seguimiento solar de un eje								
Marca	Capacidad (W) / Tipo	Pedido min. (W)	Pedido med. (W)	Pedido al por mayor (W)	Valor max. (\$/W)	Valor med. (\$/W)	Valor min. (\$/W)	Garantía (Años de vida útil)
SunChaser	China Acero galvanizado 24 m/s	10000 - 99000	100000 - 999000	> = 1000000	0.165	0.11	0.095	3
Solar First	China Acero galvanizado 18m/s	5000 - 399999	-	> = 400000	0.12	-	0.09	10
CDS Solar	China HDG Steel & Anodized Alum 62m/s	1-99999	-	> = 100000	0.12	-	0.08	5-10

Pasando los datos de forma gráfica se tiene una primera caída de precios en todas las marcas a partir de los 400 kW (**Figura 37**).

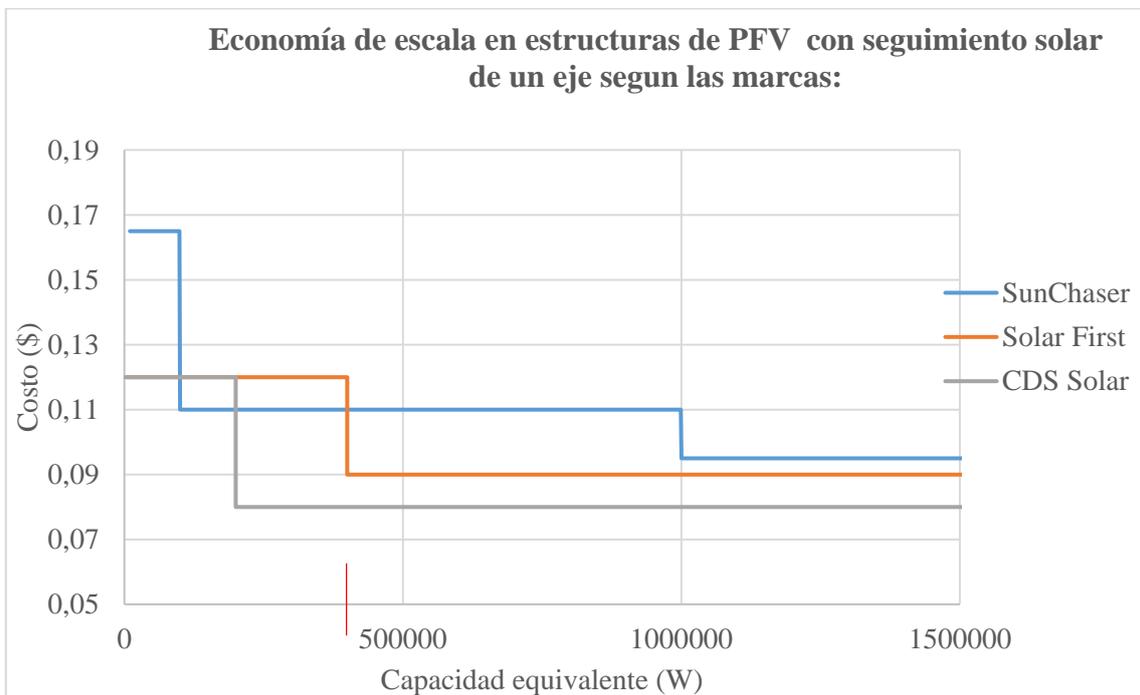


Figura 37: Análisis de costes de estructuras de pfv con seguidor solar de un eje.

Fuente: Autor (2020).

d) Cableado cc

A continuación en la **Tabla 32** se muestran los precios de compras a escala de los conductores para CC requeridos en la planta, teniendo los links de compra en el **Anexo 34**.

Tabla 32: Análisis de precios de los conductores para CC.

Fuente: Autor (2020).

Análisis de precios para los cables de CC de 4mm ²							
Marca	País / Material	Pedido min. (m)	Pedido med. (m)	Pedido al por mayor (m)	Valor max. (\$/m)	Valor med. (\$/m)	Valor min. (\$/m)
SUNKEAN	China Cobre XLPE 2 x 100 m/roll	1000 - 4999	5000 - 9999	> = 10000	1.35	1.20	1.05
SUNKEAN	China Cobre XLPE 100 m/roll	1000 - 9999	10000 - 99999	> = 100000	0.40	0.38	0.36
OEM	China Cobre XLPE 100 m/roll	1000 - 4999	5000 - 9999	> = 10000	0.43	0.42	0.41
Bluesun	China Cobre XLPE 2 x 100 m/roll	100 - 999	1000 - 9999	> = 10000	1.50	1.10	0.80
KUKA	China Cobre XLPE 100 m/roll	100 - 9999	-	> = 10000	0.36	-	0.35

De forma gráfica se puede apreciar en la **Figura 38** la conveniencia de precios en todas las marcas alrededor de los 10000 m, mostrando las primeras ofertas a partir de 1000 y 5000 m.

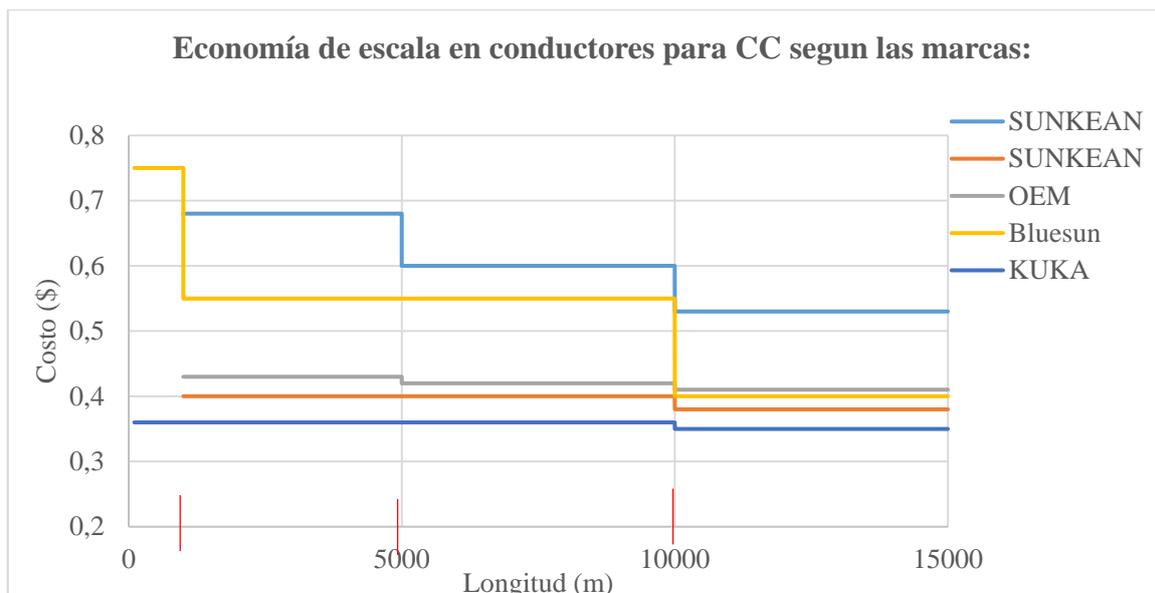


Figura 38: Análisis de costes de cables de los cables de CC que requiere la planta.

Fuente: Autor (2020).

De las iteraciones realizadas entre el dimensionamiento de la capacidad de la planta y las longitudes de conductores para CC, se obtuvo que, para una capacidad de 300 kW se requieren aproximadamente de 900 m de conductor en una instalación fija y 1400 en una instalación con seguimiento solar. Situando la necesidad de cable lejos de la longitud mínima requerida para lograr precios convenientes en todas las marcas, aunque se aprovecha los primeros descuentos alrededor de los 1000 m.

e) Permisos

El coste de obtener el título habilitante para la factibilidad de conexión de una planta generadora conectada a la red, mantiene su precio de 5,000 USD para proyectos menores a 1 MW y asciende a 10,000 USD para proyectos mayores a dicha capacidad. Por lo que si se tiene una planta menor a 1 MW el porcentaje de inversión que representan los 5,000 USD es menor si la capacidad del proyecto se acerca a 0.999 MW, como se muestra en la **Figura 39** a continuación.

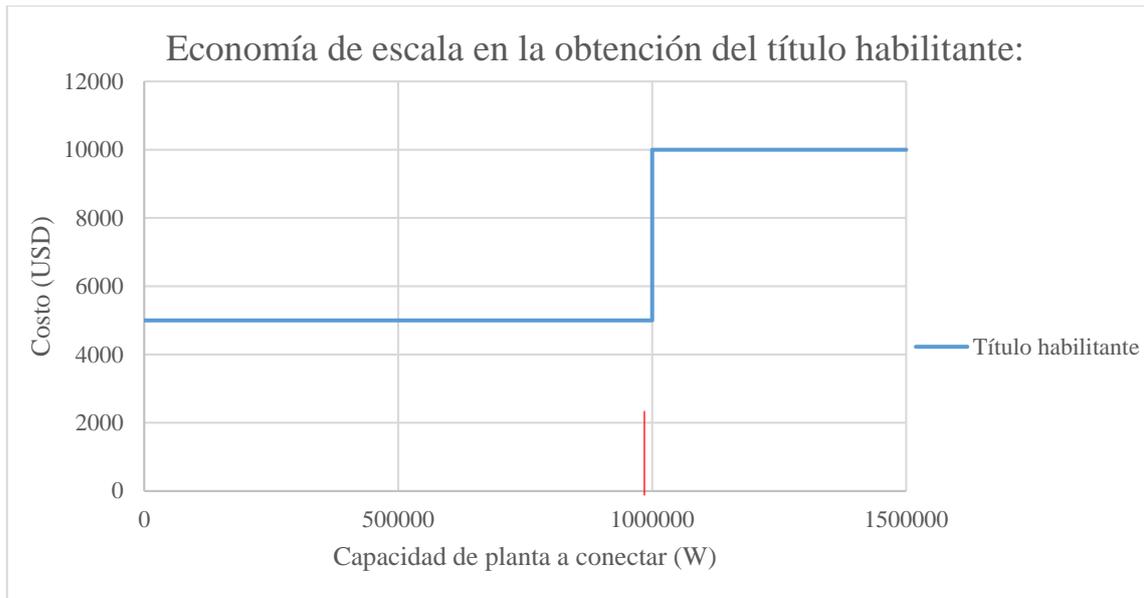


Figura 39: Costo de obtención del título habilitante.

Fuente: Autor 2020.

6.3.3. Capacidad mínima de la planta

Analizando en conjunto las cuatro principales características que de forma particular afectan la capacidad de potencia eléctrica que debe tener la instalación (mismas que se expresan en la **Figura 40**), se obtiene la capacidad mínima de la planta.

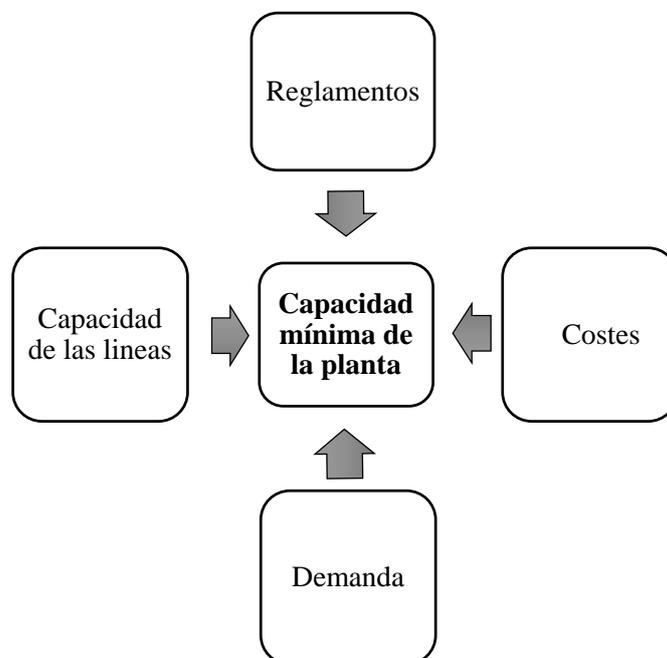


Figura 40: Consideraciones para el planteamiento del tamaño mínimo de la planta.

Fuente: Autor (2020).

6.3.3.1. Reglamentos

En vista de que el proyecto pretende efectuarse con capital diversificado (iniciativa privada con fines de lucro), se puede apegar a los términos expresados en la Resolución Nro. ARCONEL -057/18 donde se indica que una planta fotovoltaica con fines industriales y conectada a la red, puede tener una capacidad de hasta 1 MW de potencia (ARCONEL, 2019).

Se llega a las mismas restricciones si se pretende apearse a la Regulación Nro. CONELEC -002/11 como una “excepcionalidad” que permite proyectos privados conectados a la red de hasta 1MW (CONELEC, 2011a).

6.3.3.2. Costes

Los análisis de economías de escala realizados en los diferentes aspectos demuestran que el punto donde la capacidad instalada de la planta afecta positiva y significativamente en su rentabilidad comienza a partir 200 kW de potencia, teniendo mayor influencia al llegar a 1 MW.

6.3.3.3. Demanda

El consumo per cápita en el cantón Zapotillo para el año 2017 fue de 500 kWh/habitante/año. Si se tiene que abastecer a los tres cantones (Garza real, Limones y Zapotillo). Considerando los habitantes mencionados en la **Tabla 10** y aplicando la **ecuación 21** presentada en los métodos se tiene una demanda anual (D_a) igual a:

Cantón	Hab.
Parroquia Garza Real:	1950
Parroquia Zapotillo:	4231
Parroquia Limones:	1543
Total	<u>7724</u>

$$D_a = 7724Hab * \frac{500 kWh}{Hab * año} = \frac{3862000 kWh}{año}$$

Transformado la demanda anual a demanda diaria (D_d) mediante la **ecuación 22** se tiene:

$$D_d = \frac{3862000 kWh}{año} * \frac{1 año}{365 días} = 10580.822 kWh/día$$

Como se muestra en la **Figura 41**, el promedio de la demanda diaria se ajusta muy bien a las horas de producción de la planta (8 am - 4 pm), por lo que se puede obtener un estimado

de la potencia requerida en dichas horas si se divide el consumo total diario por las horas del día:



Figura 41: Promedio de la demanda diaria en el cantón Zapotillo desde la subestación Pidal en 2017.

Fuente: Autor (2021).

Donde se aplica la ecuación 23 para obtener la demanda de potencia promedio (D):

$$D = \frac{\frac{10580.822 \text{ kWh}}{\text{día}}}{\frac{24 \text{ h}}{\text{día}}} = 440.87 \text{ kW}$$

Si se analiza de manera similar la demanda de potencia para cada parroquia por separado se tiene:

- Demanda en Zapotillo 241.5 kW
- Demanda en Garza Real 111.3 kW
- Demanda en Limones 88.1 kW

6.3.3.4. Capacidad de las líneas

Como se expresó en la resolución del objetivo 1 (Tabla 9) todas las líneas en estudio superan el 1 MW en capacidad de transmisión. Por lo que no existen inconvenientes en situar una planta menor a 1 MW, cerca de cualquier línea de transmisión analizada.

Sin embargo, se pretende que las líneas donde vaya conectada la planta posean capacidad trifásica y sean las de mayor consumo, por ende las de mayor capacidad. Por lo que

se tiene de preferencia a la red Nro. 1 (**Tabla 9**) de 3F4C que llega al pueblo de Zapotillo desde la S/E Pidal con 14 MW de capacidad.

Cabe recalcar que en su mayoría se analizaron las líneas principales con capacidad trifásica, a excepción de un tramo que conecta Limones con Lalamor.

6.3.4. Disposición final

Con la finalidad de lograr un proyecto dentro de los parámetros de la ley, en sus mínimas dimensiones rentables, de bajo impacto ambiental y que la totalidad de la energía producida se consuma de forma local, luego de tabular la información obtenida (como se muestra en la **Figura 42** a continuación), se obtuvo como punto central y estratégico realizar el diseño de una planta solar de 300 kW de capacidad nominal en dos versiones (con colectores fijos y con seguimiento solar de 1 eje). Capacidad que es considerada en el desarrollo del **objetivo 2**.

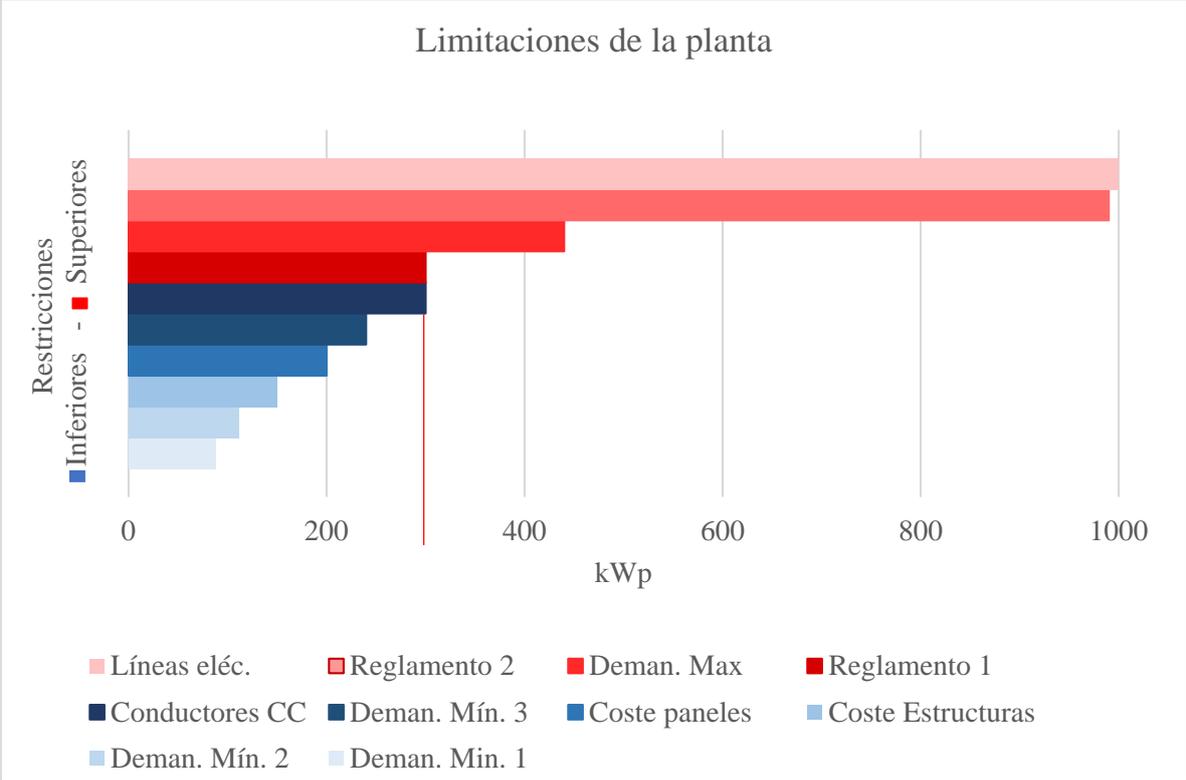


Figura 42: Resumen de límites inferiores y superiores para el dimensionamiento de la planta.

Fuente: Autor (2021).

6.4. Evaluación de la viabilidad económica del proyecto considerando el tamaño mínimo de la planta

6.4.1. Simulación del proyecto con PV*SOL 2022

Habiendo descargado e instalado el programa PV*SOL 2022 (mencionado en la sección de **simulación de plantas solares** de la **revisión bibliográfica**), se colocaron los parámetros de la simulación de la planta solar en sus dos versiones, en la secuencia mostrada en la **Figura 43** a continuación.

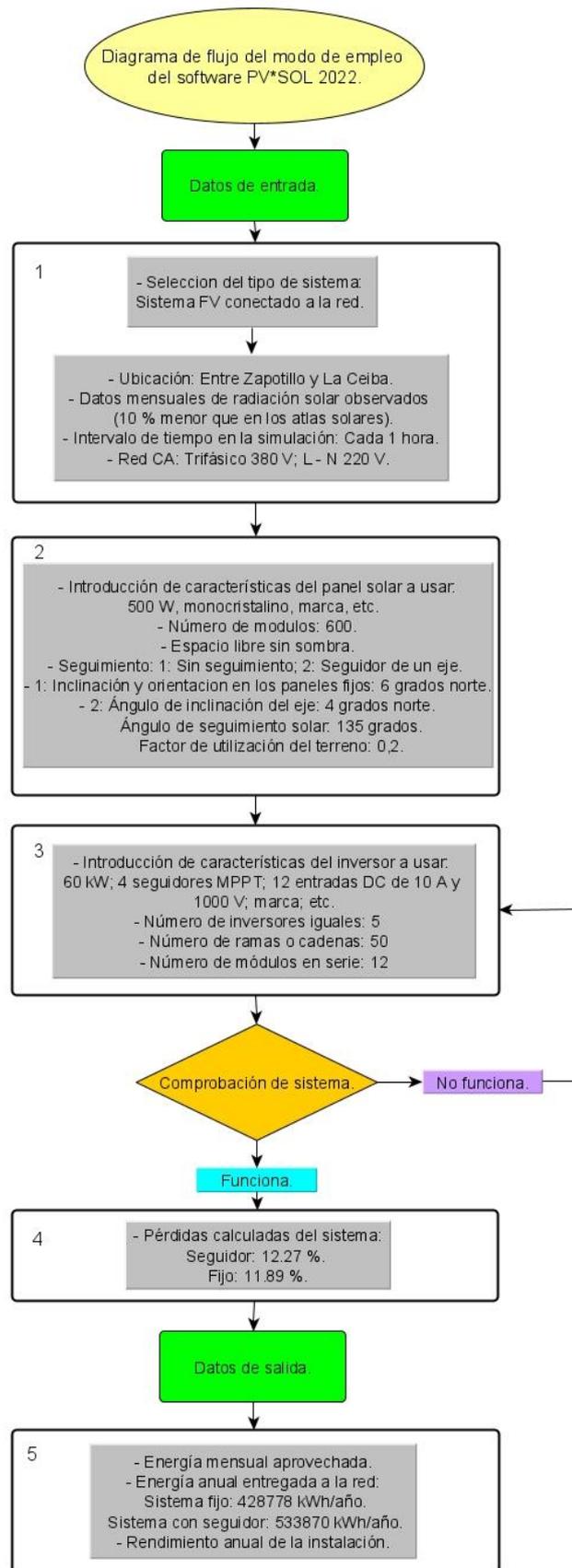


Figura 43: Diagrama de flujo de la simulación en el software PV*SOL 2022

Fuente: Autor (2022).

6.4.1.1. Datos de entrada al simulador

Abierto el programa PV*SOL se procedió a seleccionar el tipo de instalación *conectado a la red*, sin baterías ya que se pretenderá inyectar de forma instantánea la energía generada. La simulación se realiza considerando intervalos de una hora durante un año.

Se seleccionó la ubicación encontrada en el **Capítulo 1**, entre Zapotillo y La Ceiba, a la cual se le atribuyeron los datos de radiación solar tomados por la Estación Meteorológica Zapotillo entre 2021 y 2022 (**Capítulo 1**). Estación que se encuentra a menos de 5 km de la ubicación del proyecto.

Estos datos de radiación tomados por la estación, al compararlos con datos de atlas solares (**Objetivo 1**) resultaron en promedio un 10 % menor. Por lo que se quedan cubiertas las pérdidas por diferencia de radiación, que son de alrededor de un 10 % del valor que ofrecen los atlas solares (CONELEC, 2008; RENOVA Energía, 2020).

Como fundamentos de entrada en la parte de CA se colocó un circuito trifásico de 380 V (220 V F-N) que llega al transformador seleccionado (**Anexo 12**). En la **Figura 44** a continuación se muestran los datos de entrada de lo previamente referido.

The screenshot displays the 'Tipo de instalación, clima y red' (Installation type, climate and grid) configuration screen in PV*SOL. It is divided into several sections:

- Tipo de instalación:** A dropdown menu is set to 'Sistema FV conectado a la red'. Below it is a schematic diagram showing a PV array connected to an inverter, which is then connected to a grid (kWh).
- Tipo de planificación:** Includes a checkbox for 'Emplear planificación 3D' (Use 3D planning) with a note that this function is only available in the premium version.
- Datos climáticos:** A table of climate data for Zapotillo (2020-2021, Observed).

País		Ubicación	
Ecuador		Zapotillo (2020-2021, Observado)	
Latitud	-4° 23' 16" (-4,39°)	Suma anual de irradiación global	1893 kWh/m ²
Longitud	-80° 14' 36"	Media anual de temperatura	24,8 °C
Huso horario	UTC-5		
Periodo de tiempo	2020 - 2021		
Fuente	Observado		
- Paso de tiempo para simulación:** Radio buttons for '1 hora (simulación más rápida)' (selected) and '1 minuto (simulación más precisa)'.
Red de CA: A table of grid parameters.

Tensión (N-L1)	220 V
Número de fases	3-fásico
cos φ	1
Limitación de la potencia de inyección	No

Figura 44: Datos de entrada iniciales para la simulación

Fuente: Autor (2022).

Se ingresaron los datos técnicos de los paneles fotovoltaicos (**Anexo 3**) junto con la cantidad de módulos y el tipo de estructura donde van montados (fijo o con seguidor solar) con

su rango de movimientos como se muestra en la **Figura 45** y **46**. Para el caso de los paneles con seguidor se ingresó también el factor de utilización del terreno, que se obtuvo dividiendo el área que ocupan los módulos en su conjunto por el área total del terreno, **Figura 45**.

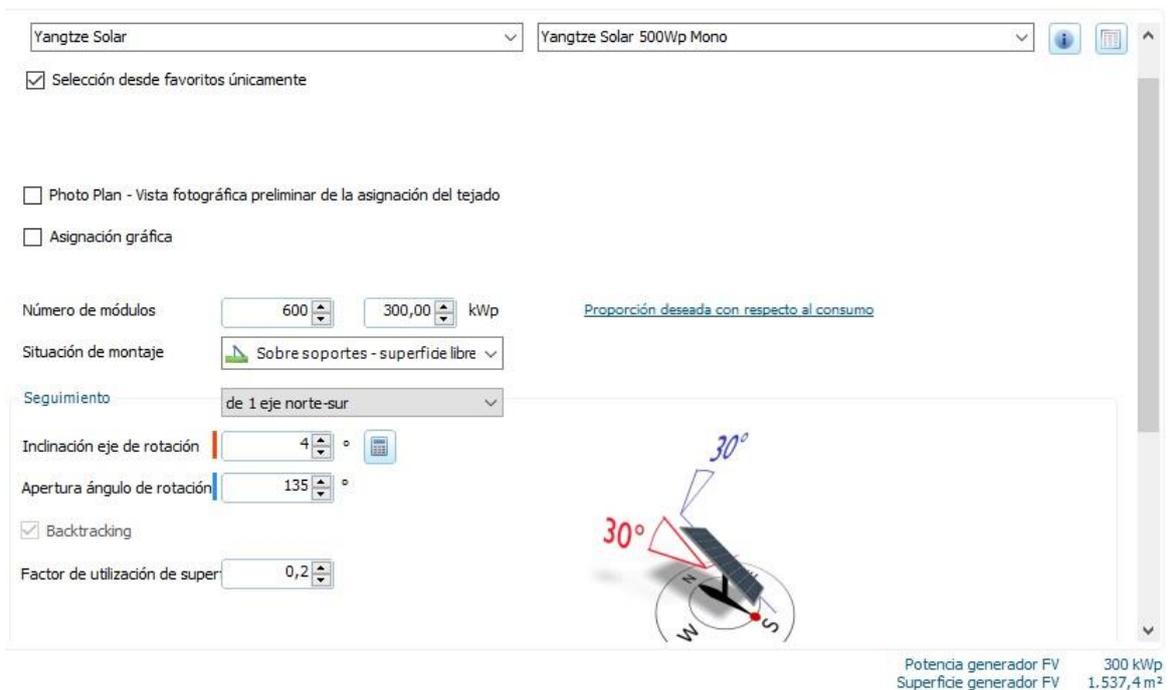


Figura 45: Datos de entrada iniciales para la simulación con seguidor solar.

Fuente: Autor (2022).

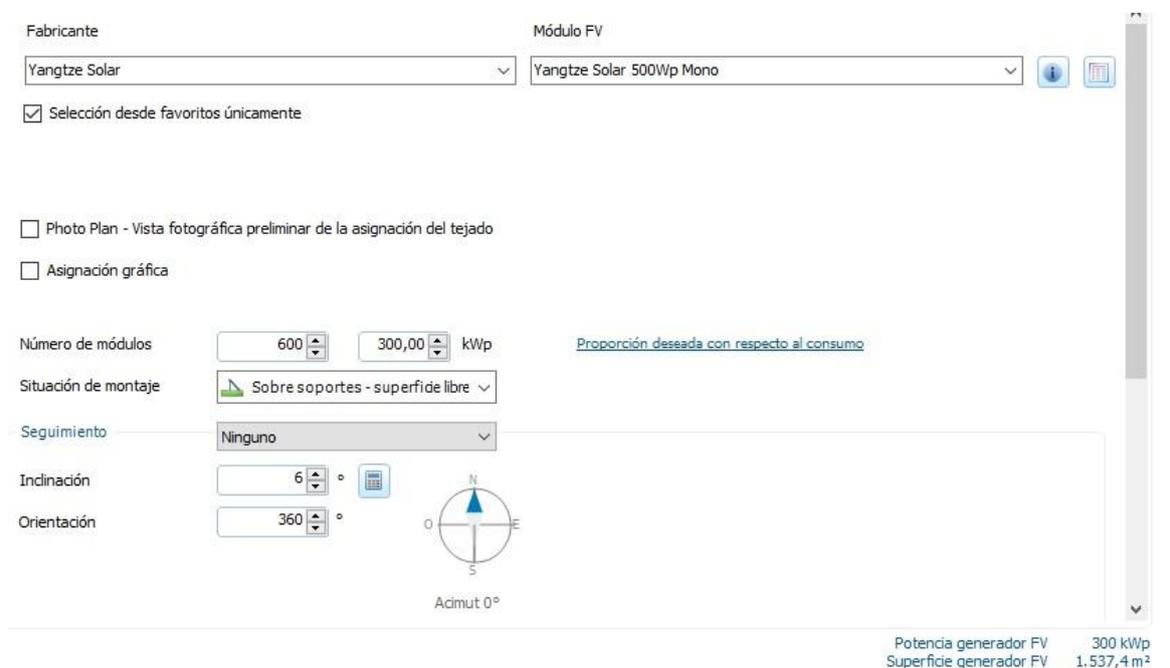


Figura 46: Datos de entrada iniciales para la simulación con el sistema fijo.

Fuente: Autor (2022).

Se ingresaron los datos del inversor con los seguidores MPPT (**Anexo 2**), además de la configuración en serie/paralelo de arreglo fv y el número de inversores, **Figura 47**. El programa comprueba de manera automática si la planta sobrepasa sus límites de diseño y si su configuración es adecuada.

Figura 47: Datos de entrada iniciales para la simulación

Fuente: Autor (2022)

Se colocó la suma de las pérdidas que hay en el sistema desde el colector fv hasta el medidor, sin contar las pérdidas por diferencia de radiación estándar. Quedando 12.27 % en el caso del arreglo con seguidor y de 11.89 % en el arreglo con sistema fijo (**Figuras 48 y 49**).

Figura 48: Pérdidas totales calculadas para el diseño con seguidor solar.

Fuente: Autor (2022).

Figura 49: Pérdidas totales calculadas para el diseño fijo.

Fuente: Autor (2022).

6.4.1.2. Resultados de la simulación

Luego de practicar la simulación en las dos versiones de la planta solar se obtuvo una energía inyectada a la red de 533870 kWh/año en el caso de la planta con seguidor y de 428778 kWh/año en la versión fija. A continuación en las **Figuras 50 y 51** se observan los resultados de energía generada, el rendimiento anual y mensual de la planta en sus dos versiones.

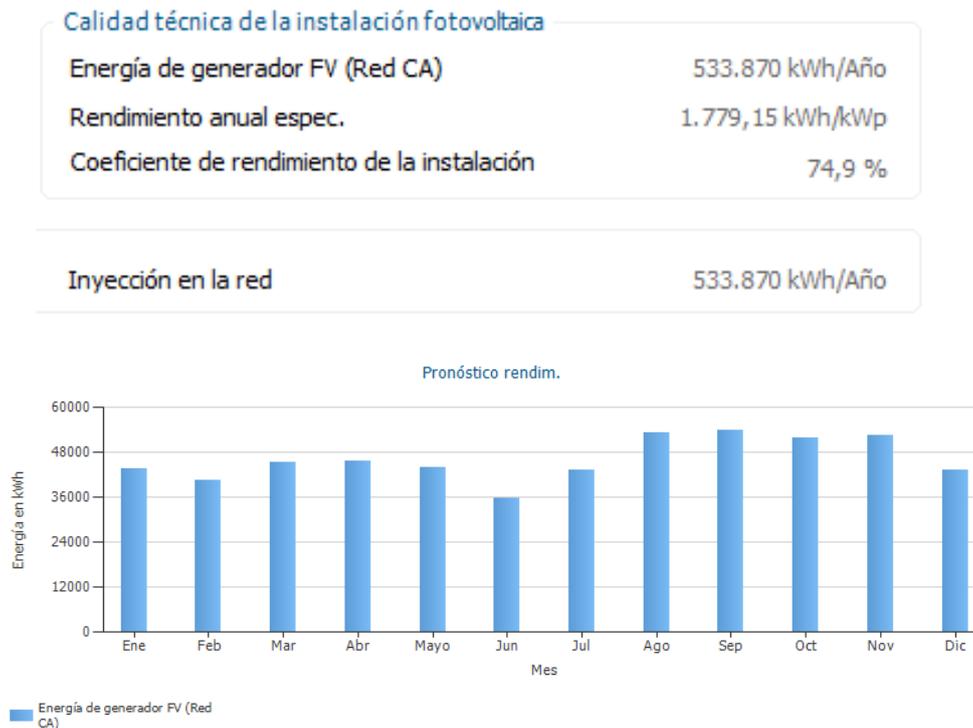


Figura 50: Resultados de la simulación en el sistema con seguidor.

Fuente: Autor (2022).

Calidad técnica de la instalación fotovoltaica

Energía de generador FV (Red CA)	428.778 kWh/Año
Rendimiento anual espec.	1.428,85 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación	75,4 %

Inyección en la red	428.778 kWh/Año
---------------------	-----------------

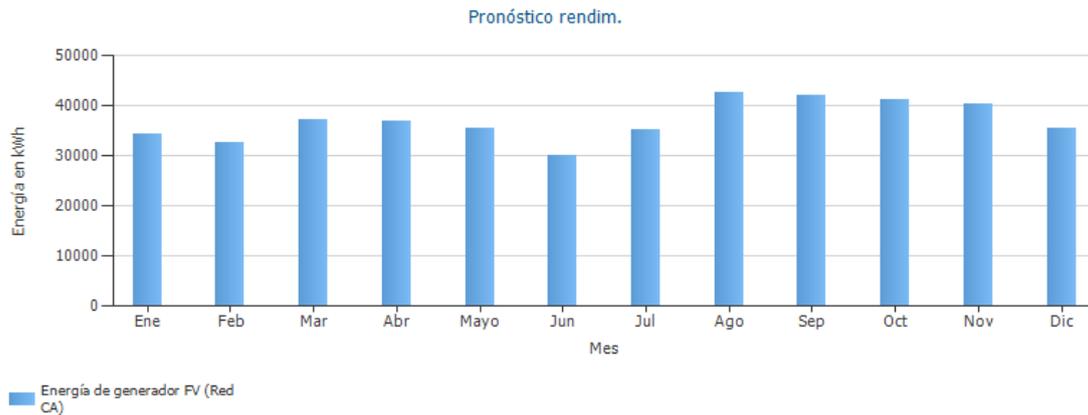


Figura 51: Resultados de la simulación en el sistema fijo.

Fuente: Autor (2022).

6.4.2. Análisis económico del proyecto

A continuación en la **Tabla 33** se muestra el costo total de los 12 rubros que conlleva el proyecto en sus dos versiones, sistema fijo (SF) y el sistema con seguidor solar (SS). Estos rubros se encuentran detallados en el **Anexo 35**.

Tabla 33: Costos totales del proyecto en sus dos versiones.

Fuente: Autor (2022).

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
COSTO TOTAL DEL PROYECTO						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
DESCRIPCIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN						
Rubro Nro.	Descripción	Unidad	Cantidad Fijo / Seguidor	P. Unitario	P. Total Fijo / Seguidor	
PFV-1	Adecantamiento del terreno	m ²	4071 6630	0.259	1054.39	1717.17
PFV-2	Colocación de mallas de puesta a tierra y canalización subterráneas para el cableado	m	1121 1382	8.09 7.7	9068.89	10641.4
PFV-3	Colocación de estructuras se soporte para los paneles	W	300000	0.05428 0.09629	16284	28887
PFV-4	Instalación de módulos fotovoltaicos	W	300000	0.1935	58050	
PFV-5	Instalación de cajas concentradoras y de protección. Colocación de protecciones correspondientes.	U	27	170.75	4610.25	
PFV-6	Instalación del cableado CC y CA en BT	m	1058 1620	8.24 7.017	8717.92	11367.54
PFV-7	Instalación del transformador y cuarto de máquinas	U	1	10639.59	10639.59	
PFV-8	Colocación de postes P1 y P2 con estructuras, tensores y tendido eléctrico	U	1	2302.16	2302.16	
PFV-9	Instalación de protecciones en MT, sistemas de medición y protección para interconexión.	U	1	4737.5	4737.5	
PFV-10	Verificación y puesta en marcha	U	1	5264.28	5264.28	
PFV-11	Adquisición de terreno	U	4071 6630	1.4595	5941.62	9676.49
PFV-12	Importación y transporte	U	1	11004.21	11004.21	
TOTAL:					SF: 137674,81	SS: 149321,11

A continuación se determina el ingreso promedio anual multiplicando la energía generada y el precio que se paga en Ecuador por kWh generado en plantas fotovoltaicas correspondiente a 0.118 USD/kWh (CONELEC, 2014), de donde se obtiene:

Versión fija:

$$I_A = 428778 \frac{kWh}{año} \times 0.118 \frac{USD}{kWh} = 50595.8 \text{ USD/año}$$

Versión con seguidor solar:

$$I_A = 533870 \frac{kWh}{año} \times 0.118 \frac{USD}{kWh} = 62996.66 \text{ USD/año}$$

Como periodo de tiempo para el proyecto, inicialmente se pretende consolidar un contrato con la empresa distribuidora por 15 años como corresponde a lo propuesto por el CENACE (CONELEC, 2014).

Debido a la degradación de los paneles, la eficiencia cae un 12 % en 15 años según la ficha técnica del panel mostrado en el **Anexo 3**, correspondiendo a un 0.8 % anual, reduciendo en esa magnitud la energía generada.

A continuación en la **Tabla 34** y **35** se muestran los detalles del flujo de caja, VAN y TIR (aplicando las **ecuaciones 8** y **9**) de un contrato por 15 años, considerando una inflación del 2 % anual.

Tabla 34: Detalles de venta de energía, VAN y TIR en la instalación fija.

Fuente: Autor (2022).

Venta de energía a la red, VAN y TIR						
Año	Degradación (%)	Producción de energía (kWh/año)	Ingreso de venta de energía (\$/año)	Costo de mantenimiento	Flujo de caja	Flujo acumulado
0	0,0				-137674,81	-137674,81
1	0,8	428778,00	50595,80	14400,00	36195,80	-101479,01
2	1,6	425347,78	50191,04	14688,00	35503,04	-65975,97
3	2,4	421917,55	49786,27	14981,76	34804,51	-31171,46
4	3,2	418487,33	49381,50	15281,40	34100,11	2928,65
5	4,0	415057,10	48976,74	15587,02	33389,72	36318,37
6	4,8	411626,88	48571,97	15898,76	32673,21	68991,58
7	5,6	408196,66	48167,21	16216,74	31950,47	100942,04
8	6,4	404766,43	47762,44	16541,07	31221,37	132163,41
9	7,2	401336,21	47357,67	16871,90	30485,78	162649,19

10	8,0	397905,98	46952,91	17209,33	29743,57	192392,76
11	8,8	394475,76	46548,14	17553,52	28994,62	221387,38
12	9,6	391045,54	46143,37	17904,59	28238,78	249626,16
13	10,4	387615,31	45738,61	18262,68	27475,92	277102,09
14	11,2	384185,09	45333,84	18627,94	26705,90	303807,99
15	12,0	380754,86	44929,07	19000,49	25928,58	329736,57
Ingreso por venta de terreno y equipos restantes (40 %)					55069,92	384806,50
Total					VAN	306307,80
					TIR	24 %

Tabla 35: Detalles de venta de energía, VAN y TIR en la planta con seguidor.

Fuente: Autor (2022).

Venta de energía a la red, VAN y TIR						
Año	Degradación (%)	Producción de energía (kWh/año)	Ingreso de venta de energía (\$/año)	Costo de mantenimiento	Flujo de caja	Flujo acumulado
0	0,0				-149321,11	-149321,11
1	0,8	533870,00	62996,66	14400,00	48596,66	-100724,45
2	1,6	529599,04	62492,69	14688,00	47804,69	-52919,76
3	2,4	525328,08	61988,71	14981,76	47006,95	-5912,81
4	3,2	521057,12	61484,74	15281,40	46203,34	40290,54
5	4,0	516786,16	60980,77	15587,02	45393,74	85684,28
6	4,8	512515,20	60476,79	15898,76	44578,03	130262,31
7	5,6	508244,24	59972,82	16216,74	43756,08	174018,39
8	6,4	503973,28	59468,85	16541,07	42927,77	216946,16
9	7,2	499702,32	58964,87	16871,90	42092,98	259039,14
10	8,0	495431,36	58460,90	17209,33	41251,57	300290,71
11	8,8	491160,40	57956,93	17553,52	40403,41	340694,12
12	9,6	486889,44	57452,95	17904,59	39548,36	380242,48
13	10,4	482618,48	56948,98	18262,68	38686,30	418928,78
14	11,2	478347,52	56445,01	18627,94	37817,07	456745,85
15	12,0	474076,56	55941,03	19000,49	36940,54	493686,39
Ingreso por venta de terreno y equipos restantes (40 %)					59728,44	553414,84
Total					VAN	448944,21
					TIR	31 %

Siendo rentable tanto en la versión fija como en la que posee seguidor solar.

En cuanto al periodo de recuperación de la inversión, empleando la **ecuación 10** se tiene para las dos versiones de la planta:

Sistema fijo:

$$PR = \frac{137674.81}{31160.76} = 4.42 \text{ años}$$

Sistema con seguidor solar:

$$PR = \frac{149321.11}{42867.17} = 3.48 \text{ años}$$

Como se puede evidenciar ambos proyectos entregan beneficios a sus inversores a partir de 4.42 y 3.48 años respectivamente, dando una mayor conveniencia el sistema con seguidor solar.

6.5. Determinación del porcentaje de interés anual que reciben los inversores involucrados

Una vez seleccionada la planta con seguidor solar de un eje como el modelo más viable, se procede a calcular el VAN, TIR y PR para los 25 años de vida útil de la instalación, de forma similar que en el capítulo anterior pero con un precio de venta de 9.2 ¢/kWh que es el valor actual de comercialización de la energía eléctrica en el Ecuador. Sin embargo, si se considera este precio de la energía con una inflación de 2 % anual durante 25 años resulta en un promedio de 11.8 ¢/kWh. Quedando los valores calculados para ambos casos como se muestran en la **Tablas 36** continuación:

Tabla 36: Detalles de VAN, TIR y PR en la planta con seguidor y fija.

Fuente: Autor (2022).

Periodo de vida del proyecto 25 años		
	9,2 ¢/kWh	11,8 ¢/kWh
Versión fija		
Inversión	\$ -137674,81	\$ -137674,81
VAN	\$ 220148,15	418691,21
TIR	15 %	24,1 %
PR	7,8 años	4,9 años
Versión con seguidor		
Inversión	\$ -149321,11	\$ -149321,11
VAN	\$ 374101,09	619247,24
TIR	21 %	30,5 %
PR	5,8 años	3,9 años

Obteniéndose en la versión con seguidor una tasa interna de retorno (TIR) del 30.5 % anual, con lo que se puede cubrir la inversión inicial en los primeros 4 años de funcionamiento. Visto con una perspectiva de 8 años se pagaría la inversión más un interés adicional del 18 % anual, lo cual es competente con la tasa de interés de los bancos en el Ecuador (Ejemplo: 9 % en póliza de un año en la CPN) pudiendo ser de interés para inversionistas privados.

7. Discusión

Se puede constatar que hoy en día existe en la zona Sur del cantón Zapotillo diferentes espacios con el potencial para la realización de plantas solares. Según los criterios de la presente investigación se encuentran grandes áreas aptas para dicho propósito tanto en la parroquia de Zapotillo como en Limones y Garzareal. En concordancia con el proyecto fotovoltaico Zapotillo de 8 MW presentado en 2013, los alrededores del pueblo de La Ceiba en la parroquia Garzareal coincidió como uno de los mejores lugares candidatos para la implementación de plantas solares, quedando en segunda posición después del análisis aquí realizado, siendo ligeramente superado por la zona entre los pueblos de La Ceiba y Zapotillo.

En lo que respecta a la capacidad de la instalación, a diferencia del proyecto FV Zapotillo de 8 MW que contemplaba una ampliación de la red eléctrica en la zona, el proyecto aquí propuesto se evaluó para que se adapte a las redes existentes evitando inversiones adicionales. Esta junto con las demás consideraciones como la reducción de precios por pedido de los materiales, etc. fueron determinantes para llegar a una potencia de 300 kW como la adecuada para iniciar proyectos de dicha índole en la zona sur del cantón.

Al realizar dos modelos equipotentes del proyecto, permite hacer una comparativa válida de los requerimientos y comportamientos de la instalación. Denotando que al implementar una planta solar con seguidor de un eje, se requiere un terreno mayor que las plantas con paneles fijos, además de estructuras de soporte complejas, cables más largos, mantenimiento de los seguidores y otros detalles que las diferencian; sin embargo son idénticas en un sin número de elementos como los ramales de conexión, las protecciones, el sistema de interconexión, permisos, etc.

Así mismo, habiendo realizado la simulación y evaluación económica del proyecto, se demuestra que una planta solar con seguidor de un eje, ubicada en la zona sur del cantón Zapotillo posee una tasa interna de retorno (TIR) mayor que una planta con paneles fijos.

En contraste con el proyecto eólico de Huascachaca 2022 (90 M\$ de inversión para 50 MW instalados) que presenta un coste 1.8 dólares por vatio instalado, o con el proyecto FV El Aromo (180 M\$ para 200 MW) que logra 0.9 USD/W_{Inst} ambos financiados por el gobierno, el presente proyecto consigue un valor de 0.5 USD/W_{Inst}. en el modelo con seguidor solar y 0.46 USD/W_{Inst}. en el modelo con paneles fijos. Con esos costes el presente proyecto puede ofrecer energía a un precio competitivo de 11.8 ¢/kWh, recuperando la inversión en menos de 5 años; pudiendo llamar el interés de la inversión privada.

8. Conclusiones

Después de realizar los análisis de radiación solar, redes eléctricas, conveniencia geográfica, demanda de potencia, niveles de biodiversidad y costes de terrenos, se puede afirmar que existiendo varios lugares potenciales donde pueden colocarse plantas solares, el sector entre los pueblos de Zapotillo y La Ceiba presenta la mejor conveniencia estratégica; siendo un punto clave para que la planta FV logre una rentabilidad competente en el mercado energético.

Haber realizado el diseño de dos modelos de plantas solares (con paneles fijos y con seguidor solar de un eje), junto con la determinación de todo lo necesario para la creación y operación de las mismas, permitió tener una idea comparativa en lo que respecta al tamaño del lote, la longitud de los conductores del colector y puesta a tierra, costes, rentabilidad, etc. De donde se puede inferir que, la planta con seguidor solar posee un costo total 8.46 % superior y requiere una superficie 63 % mayor que la de paneles fijos. Además como principal diferencia se tiene la estructura de soporte de los paneles con su distribución e instalación que posee un coste 77.4 % superior en la planta con seguidor solar. Exceptuando lo mencionado, en su mayoría los equipos y recursos restantes son idénticos en ambas propuestas.

El costo de los paneles solares y sus estructuras llega a ser un punto determinante en el dimensionamiento del tamaño mínimo de una planta y que esta pueda tener una buena rentabilidad. El análisis efectuado determinó que al realizar una planta de capacidad superior a los 200 kW se obtienen beneficios considerables por el descenso de los costes por pedido, mejorando aún más a partir de 1 MW.

Realizar una planta con seguidor solar de un eje es un proyecto de costo y complejidad superior a una planta con paneles fijos, sin embargo, desde que entra en funcionamiento con los seguidores se logra captar un 24.5 % más de energía que con la planta estática; esto resulta en una rentabilidad (TIR) 9.5 % más alta frente a la instalación fija.

El modelo aquí presentado con seguidor solar de un eje posee un costo por kW instalado 45 % menor que el proyecto fotovoltaico El Aromo en Manabí y 72% menor que el proyecto eólico Huascachaca en Loja; ambos propuestos y financiados por iniciativa gubernamental.

Teniendo un periodo de vida útil de la instalación de 20 a 25 años y un periodo de recuperación de la inversión en todos los casos planteados menor a 5 años, se logran beneficios equivalentes a más de 15 años de flujo de caja.

9. Recomendaciones

Es conveniente realizar una recolección empírica de datos sobre el área en estudio, ya que según la presente investigación los datos de radiación tomados por la Estación Meteorológica Zapotillo entre 2021 y 2022, al compararlos con datos de atlas solares resultaron en promedio un 10 % menor.

Se observó algunas ventajas cuando se emplean varios inversores en lugar de uno de gran capacidad, como el hecho de que se reduce la longitud de los conductores necesarios en CC si se colocan los inversores distribuidos por el colector solar, o la posibilidad de desconectar parte de la planta (por motivos como mantenimiento, etc.) mientras que el resto continúa trabajando a capacidad nominal. También el transporte y manipulación de los mismos durante el proceso de instalación se prevé que es más sencillo. En cuanto a fallos del inversor, también disminuye el riesgo de quedar inoperativa la planta, siendo poco probable que ocurra en varios a la vez, lo que garantiza mantener la mayor parte de la instalación en funcionamiento.

Es posible descargar versiones de prueba de diferentes programas para simulación de plantas solares, con las que se pueda contrastar los resultados logrando que sean más confiables y precisos.

Hoy en día se pueden conseguir bloques con todos los instrumentos, equipos, protecciones, etc. que requiere una planta solar desde las salidas del colector en CC hasta la conexión con la red, mismos que cuentan con todas las certificaciones necesarias simplificando el dimensionamiento y montaje de una planta, ya que se colocaría un centro de inversión, transformación e interconexión, prefabricado.

Actualizar constantemente los precios de los productos, servicios, transporte, etc. debido a la inflación, mejoras en los productos u otros factores.

10. Bibliografía

- Alvarez, D. A. (2017). Evaluación de la orientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la captación de irradiación solar en Cuenca-Ecuador. *Universidad Politécnica Salesiana, Sede Cuenca*.
<https://doi.org/http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/14458>
- ARCERNNR. (2021a). REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021 EL. *Arcernnr*.
<https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2021/05/Resolucion-Nro.-ARCERNNR-013-2021-signed-signed.pdf>
- ARCERNNR. (2021b). REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-002/21. *Arcernnr*, 1–46.
<https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2021/05/Resolucion-Nro.-ARCERNNR-014-2021-signed-signed.pdf>
- ArcGIS. (2020). ArcMap. *Desktop.Arcgis.Com*. <https://desktop.arcgis.com/es/apps/>
- ARCONEL. (2015). Regulación Nro. ARCONEL – 004/15. *Arconel*.
https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/08/Reg_004-15_conexion-GRNC_incluye-anexo.pdf
- ARCONEL. (2016a). Regulación No. ARCONEL - 001/16. *Arconel*, 15(2), 1–23.
- ARCONEL. (2016b). Resolución No. ARCONEL-031/16. *Arconel*, 1–3.
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/06/031-16-Derogatoria-Regulacion-001-13.pdf>
- ARCONEL. (2016c). Resolución Nro. Arconel -056/16. *Arconel*.
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2016/11/Resolucion-056-16-Empresas-Publicas.pdf>
- ARCONEL. (2018a). Resolución Nor. ARCONEL -042/18 Regulacion Nor. ARCONEL-003/18. *Arconel*, 41. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/042-18.pdf>
- ARCONEL. (2018b). Resolución Nro. ARCONEL-043/18. *Arconel*, 1–49.
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/043-18.pdf>
- ARCONEL. (2019). Resolución Nro. ARCONEL-057/18. *Arconel*.
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp->

- content/uploads/downloads/2019/01/Reforma-a-la-Regulacion-Microgeneracion.pdf
- ARCONEL. (2020). Página web. *Arconel*, 2020. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/>
- Arreola, R., Quevedo Nolasco, A., Castro Popoca, M., Bravo Vinaja, Á., & Reyes Muñoz, D. (2015). Diseño , construcción y evaluación de un sistema de seguimiento solar para un panel fotovoltaico * Design , construction and evaluation of a solar tracking system for a photovoltaic panel Resumen Introducción. *Revista Mexicana de Ciencias Agrícolas*, 6, 1715–1727. <http://www.scielo.org.mx/pdf/remexca/v6n8/2007-0934-remexca-6-08-01715.pdf>
- Beiranvand, A., & Hashim, M. (2015). Hydrothermal alteration mapping from Landsat-8 data, Sar Cheshmeh copper mining district, south-eastern Islamic Republic of Iran. *ScienceDirect*, 9(2), 155–166. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.jtusci.2014.11.008>
- Butler, K. (2013). Combinaciones de bandas para Landsat 8. *Esri.Com*. <https://www.esri.com/arcgis-blog/products/product/imagery/band-combinations-for-landsat-8/>
- Caloca Mendo, D. (2019). Potencia óptima de los transformadores asociados a plantas de energía solar fotovoltaica. *Universidad de Valladolid*. <https://core.ac.uk/download/pdf/228073993.pdf>
- Chapman, S. (2006). *Planificación y control de la producción*. (I).
- CONELEC. (2007). Regulación No. CONELEC - 009/06. *Arconel*, 1–7. <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-PreciosRenovables4.pdf>
- CONELEC. (2008). Atlas solar del Ecuador. *Corporación Para La Investigación Energética*. https://www.academia.edu/26056835/ATLAS_SOLAR_DEL_ECUADOR_CON_FINE_S_DE_GENERACIÓN_ELÉCTRICA_Corporación_para_la_Investigación_Energética
- CONELEC. (2011a). Regulación Nro. CONELEC-002/11. *Arconel*. https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/CONELEC_002_11_EXCEPCIONALIDAD.pdf
- CONELEC. (2011b). Regulación Nro. CONELEC – 004/11. *Arconel*. https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/10/CONELEC_004_11_ERNC.pdf

- CONELEC. (2014). Codificación Regulación No. CONELEC – 001/13. *Arconel*, 1–23.
<https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/CONELEC-PreciosRenovables4.pdf>
- Contreras, O., Pedraza, A., Avella, P., & Martínez, M. (2017). La inversión de impacto como medio de impulso al desarrollo sostenible: una aproximación multicaso a nivel de empresa en Colombia. *Estudios Gerenciales*, 33(142), 13–23.
<https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.estger.2017.02.002>
- Crego Villarroel, R. (2013). Diseño de una instalación fotovoltaica de venta a red con monitorización de energía. *Universitat Politècnica de Catalunya*.
www.solartec.gave.com.
- DS New Energy. (2019a). 7 Software de simulación y diseño de sistemas solares fotovoltaicos más populares. *Dsisolar*. <http://m.dsisolar.com/info/7-most-popular-solar-pv-system-design-and-simu-35210494.html>
- DS New Energy. (2019b). Estructura de montaje solar: los seguidores de un solo eje se están adaptando a los diseños bifaciales. *Dsisolar*. <http://m.dsisolar.com/info/solar-mounting-structure-single-axis-trackers-35236479.html>
- EERSSA. (2012). *Normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales*.
http://www.eerssa.gob.ec/eerssa/lotaip/2017/noviembre/archivos/a3/Normas_tecnicas_para_el_diseno_de_redes_electricas_urbanas_y_rurales.pdf
- EERSSA. (2019). Informe ejecutivo: Rendición de cuentas. In *Mernnr*.
<https://www.eerssa.gob.ec/rendicion-de-cuentas/>
- EERSSA. (2020). Geoportal Eerssa. *Eerssa*. <http://sig.eerssa.gob.ec/geoportalEERSSA/>
- Estebaranz, Á. (2012). Análisis de los datos técnicos de los inversores fotovoltaicos de conexión a red. *Universidad Carlos III De Madrid*. <https://doi.org/https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/16894>
- Fabara, C. (2020). Las empresas y su relación con el derecho. *Derecho Ecuador*, 4–7.
<https://www.derechoecuador.com/las-empresas-y-su-relacion-con-el-derecho>
- Gutiérrez, J., Velázquez, J., & Pastrana, A. (2018). Metodología para la localización óptima de instalaciones de energía solar fotovoltaica en la isla de Tenerife, España. *ResearchGate*.
https://www.researchgate.net/publication/330384868_METODOLOGIA_PARA_LA_LOCALIZACION_OPTIMA_DE_INSTALACIONES_DE_ENERGIA_SOLAR_FOTOV

OLTAICA_EN_LA_ISLA_DE_TENERIFE_ESPANA

- IEEE Std 80 – 2000. (2013). *Guía IEEE para la Seguridad en el Aterrizamiento de Subestaciones de CA*.
- Ineldec. (2020). Ineldec. In *Ineldec – Ingeniería Eléctrica*. <https://ineldec.com/producto/medidor-bidireccional-contador-trifasico-iskra/#:~:text=Un contador bidireccional es un,otra fuente de energía adicional.>
- ITC-BT-21. (n.d.). ITC-BT-21. *ITC-BT-21*. https://www.plcmadrid.es/wp-content/uploads/rebt/itc21/ITC-BT-21_rev.pdf
- ITC-BT-40. (2020). *Instalaciones Generadoras De Baja Tensión*. 283. <https://www.plcmadrid.es/wp-content/uploads/rebt/itc40/ITC-BT-40.pdf>
- Jarabo Friedrich, F., Perez Dominguez, C., Elortegui Escartin, N., Fernandez Gonzalez, J., & Macias Hernandez, J. J. (1988). El Libro de las Energias Renovables. In S. A. de P. Técnicas (Ed.), *Era solar*.
- MERNNR. (2021). Plan Maestro de Electricidad 2019-2027. *MERNNR Ministerio de Energía y Recursos No Renovables* Ministerio de Energía y Recursos No Renovables, 390. <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Ajustes Plan Maestro de Electricidad* (pp. 151–152). <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2021/08/Ajustes-tablas-PME.pdf>
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2017). Plan Maestro de Electricidad 2016-2025. *Celec*, 439. <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/Plan-Maestro-de-Electricidad-2018-2027.pdf>
- Ministerio del trabajo. (2022). *Estructuras ocupacionales – sueldos y salarios mínimos sectoriales y tarifas salarios mínimos sectoriales 2022* (Issue 1).
- Mora Villagómez, E. G., & Muñoz Valencia, C. E. (2010). *Análisis del sistema de puesta a tierra de la Casa de la Cultura Núcleo del Guayas*. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2198>
- NTC 2050. (1998). *Codigo Electrico Colombiano*. 1020. https://www.armada.mil.co/sites/default/files/normograma_arc/mantenimiento1/NTC2050.pdf

- NTE INEN 2115. (2004). Transformadores de distribución nuevos trifásicos. Valores de corriente sin carga, pérdidas y voltaje de cortocircuito. In *Instituto Ecuatoriano de Normalización* (p. 21).
- Ochoa Ruiz, D. G. (2019). Universidad Nacional De Loja Autor. In *Universidad Nacional De Loja*. [http://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/17025/1/TESIS WILSON FERNANDO.pdf](http://dspace.unl.edu.ec/jspui/bitstream/123456789/17025/1/TESIS_WILSON_FERNANDO.pdf)
- Ortega, O., & Boada, A. (2013). Procedimiento técnico para la implementación de microcentrales eléctricas utilizando paneles fotovoltaicos. *Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito*. <https://doi.org/http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/6348>
- Peña, P. A., & Pinos, F. S. (2014). Parametrización de los sistemas eléctricos fotovoltaicos basados en las condiciones climáticas de la ciudad de Cuenca, aplicados en la Universidad Politécnica Salesiana. *Universidad Politécnica Salesiana Sede Matriz Cuenca*. <https://doi.org/http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/7123>
- Procables S.A. (2020). *ACSR*.
- Ramírez, N., Mungaray, A., Ramírez, M., & Taxis, M. (2010). Economías de escala y rendimientos crecientes una aplicación en microempresas mexicanas. *Scielo*, XIX(2), 213–230. <http://www.scielo.org.mx/pdf/emne/v19n2/v19n2a1.pdf>
- RENOVA Energía. (2020). Sistemas Solares Fotovoltaicos Conectados o de Conexión a Red Pública. *Renova Energía*. <https://www.renova-energia.com/energia-renovable/energia-solar-fotovoltaica-conexion-de-red/>
- Rudman, J., Gauché, P., & Rudman, J. (2017). Impactos ambientales directos de la energía solar en dos biomas áridos: una investigación inicial. *Scielo*, 113(11). <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.17159/sajs.2017/20170113>
- Sánchez-Díaz, B. (2018). La teledetección en investigaciones ecológicas como apoyo a la conservación de la biodiversidad: una revisión. *Scielo*, 3(33), 247. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.14483/23448350.13370>
- Schneider, E. (2015). Centros de transformación MT/BT. *Centro de Formación Schneider Centros*. <http://umh2223.edu.umh.es/wp-content/uploads/sites/188/2013/02/04-II-Master-Cuaderno-Tecnico-PT-004-Centros-de-Transformacion-MT-BT.pdf>
- Sierra Céspedes, M. M., Vazquez Stanescu, C. luisa, & Ramirez-Pisco, R. (2020). Disposición final e impacto ambiental de las celdas fotovoltaicas. *Publicaciones En Ciencias y*

- Tecnología*, 14(2020), 74–90. <http://doi.org/10.13140/RG.2.2.36089.60004/1>
- Solsta. (2023). *Software PV*SOL*. <https://solsta.co/>
- SRI. (2020). Página web. *Sri*, 2020. <https://www.sri.gob.ec/web/guest/home>
- Talavera, J. R. (2019). Factibilidad Técnico Económico Mediante la Implementación De Paneles Solares Fotovoltaicos Para Accionar Las Bombas De Riego Agrícola En El Distrito De Pacanguilla – Chepén – La Libertad. *Universidad César Vallejo*. <https://doi.org/https://hdl.handle.net/20.500.12692/39052>
- Vaca, D., & Ordóñez, F. (2019). Mapa solar del Ecuador 2019. *Scinergy*. https://www.ingenieriaverde.org/wp-content/uploads/2020/01/Mapa_Solar_del_Ecuador_2019.pdf
- Villicaña Ortiz, E. (2019). Huerta fotovoltaica de 1,2 Mw, con seguimiento solar y conexión a red en Sevilla. *Universidad de Oviedo. Departamento de Energía*. <https://fdocuments.ec/document/huerta-fotovoltaica-de-12-mw-con-seguimiento-solar-y-f1apdf-621-radiacin.html>
- Viñán, J. A., Puente, M. I., Ávalos, J. A., & Córdova, J. R. (2018). Proyectos de Inversión: Un Enfoque Practico. In *Escuela Superior Politécnica de Chimborazo* (Vol. 53, Issue 9).
- ZARCA S. L. (2021). <https://www.zarca.es/productos/contenedor-solar-autonomo-energia-en-cualquier-lugar/>

11. Anexos

Anexo 1. Entrevista en Zapotillo

Entrevista con el Arq. Jimmy Álvarez

¿Qué regiones de la zona Sur del cantón Zapotillo que están dentro de los sectores de interés poseen sistema de riego?

<i>Sectores de interés</i>	<i>Sistema de riego</i>
1. Sector entre Zapotillo y La Ceiba	NO
2. Sector entre Limones y La Ceiba	SI
3. Próximo a La Ceiba	SI
4. Próximo a Zapotillo	NO
5. Próximo a Limones	SI

¿Cómo califica la accesibilidad con automóvil a las Zonas de interés?

<i>Sectores de interés</i>	<i>Accesibilidad con vehículo</i>
1. Sector entre Zapotillo y La Ceiba	Excelente
2. Sector entre Limones y La Ceiba	Regular
3. Próximo a La Ceiba	Excelente
4. Próximo a Zapotillo	Excelente
5. Próximo a Limones	Regular

¿Cuál es el precio promedio por hectárea en las zonas bajo riego y sin riego?

Terreno bajo riego entre \$4,000 y \$10,000 por hectárea.

Terreno sin riego entre \$1,000 y \$4,000 por hectárea.

¿Según su criterio qué terrenos se encuentran con los precios más altos?

Lotes próximos a zonas rurales.

Terrenos bajo riego cercanos a una vía de primer orden.

Terrenos bajo riego preparados para ser cultivados.

¿Según su criterio qué terrenos se encuentran con los precios más bajos?

Terrenos fuera del alcance de los sistemas de riego actuales.

Terrenos que no han sido condicionados para la agricultura.

Terrenos de grandes extensiones (más de 15Ha).

¿Dónde encontrar las opciones de venta de terrenos en la zona?

- 1. OLX.com*
- 2. Facebook.com*
- 3. Anuncios colocados en restaurantes locales*

Anexo 2. Inversor

A continuación se muestra el link de compra del inversor seleccionado junto con los detalles del mismo:

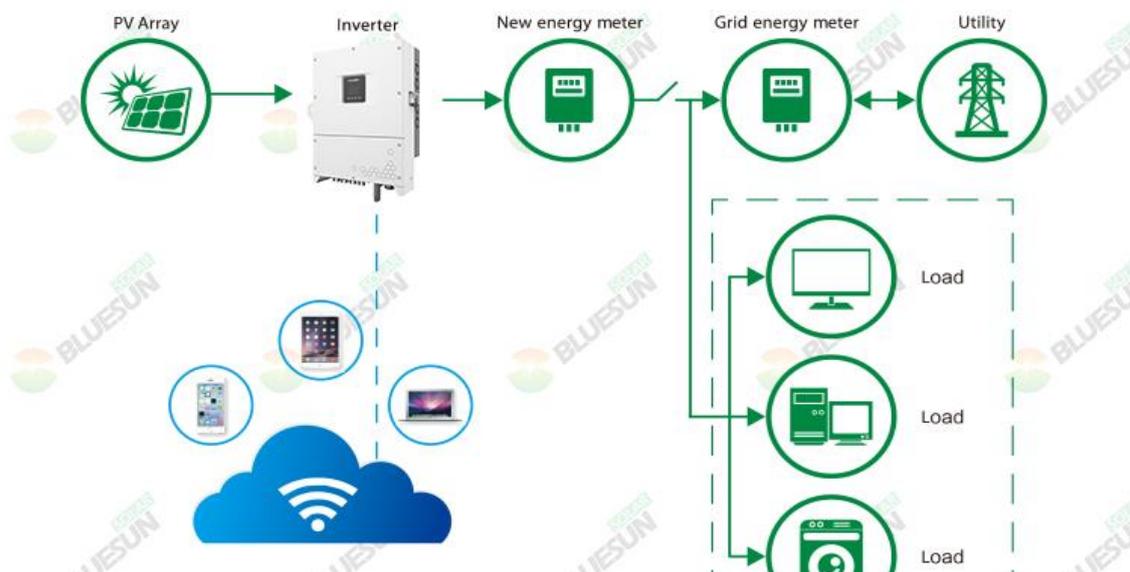
https://www.alibaba.com/product-detail/Bluesun-solar-power-inverters-grid-tie_62443836498.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.56187003RDKZb2

Inversor inteligente en red



Solución de azoteas comerciales

Para centros comerciales, grandes centros comerciales, campus industriales y otros edificios y lugares con uso concentrado de electricidad, dado que el precio de la electricidad para uso comercial suele ser alto, las centrales fotovoltaicas pueden ser valiosas. Productos para exteriores recomendados: series BSM20K-B2, BSM30K-B2, BSM50K-B



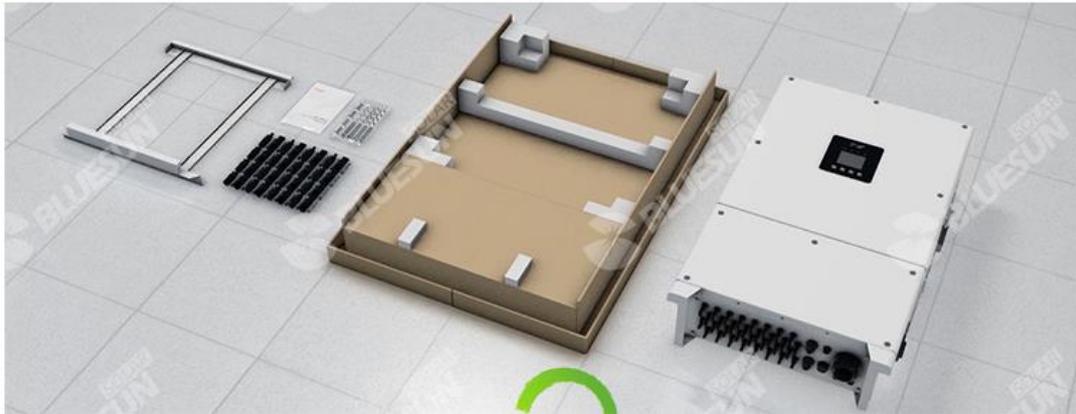
Especificaciones técnicas

Artículos	BSM30K-B	BSM40K-B	BSM50K-B	BSM60K-B
Entrada DC				
Max. Voltaje de entrada fotovoltaica	1100Vdc			
Voltaje PV nominal	600Vdc			
Max. Corriente de entrada fotovoltaica	60A (6x10A)	90 A (9 x 10 A)	120 A (12 x 10 A)	120 A (12 x 10 A)
No. de MPPT	2	3	4	4
No de cadenas fotovoltaicas por MPPT	3/3	3/3/3	3/3/3/3	3/3/3/3
Rango de voltaje MPPT	300Vdc ~ 1000Vdc			
Voltaje de arranque	250Vdc			
Salida AC				
Potencia nominal de salida de CA	30kW	40kW	50 kW	60kW
Max. potencia de salida	30 kVA	44 kVA	55 kVA	66 kVA
Voltaje de salida de CA nominal	380/400 / 415Vac			
Corriente de salida nominal	45,6 A	60,8 A	75,9 A	91,2A
Max. corriente de salida	47,6 A	63,5 A	79,4 A	95,3 A
Frecuencia de red nominal	50/60 Hz			

Rango de frecuencia de la red	45 ~ 55 Hz / 55 ~ 65 Hz			
Factor de potencia	> 0,99 a plena carga			
Factor de potencia ajustable	0.8 (adelantado) ~ 0.8 (retrasado)			
THDi	<3% (potencia nominal)			
Eficiencia				
Max. eficiencia	98,50%	98,80%	98,80%	98,80%
Eficiencia europea	98,30%	98,30%	98,40%	98,45%
General				
Dimensiones (An. × Al. × Pr.)	600 × 860 × 294 mm			
Peso	68 kg			
Grado de IP	IP65			
Nivel de ruido	≤25 dB			
Consumo de energía nocturna	<1 W			
Tipo de enfriamiento	Refrigeración inteligente por aire forzado			
Altitud	4000 m (> 3000 m reducción de potencia)			
Temperatura de funcionamiento	-25°C ~ + 60°C (reducción > 45°C)			
Humedad relativa	0 ~ 95% (sin condensación)			

Monitor	LCD + LED
Comunicación	RS485 / WiFi / GPRS (opcional)
Terminal de CA	Terminal OT
Metodo de instalacion	Montado en la pared
Estándar	EN62109-1, EN62109-2, NB / T32004, AS4777.2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, DIN VDE0126, UTE C15-712-1, VFR2014, ERDF-NOI-RES_13E, IEC61727, IEC62116

Embalaje y entrega



Por mar	Entrega desde el puerto de Shanghai o Ningbo
Por aire	Salida del aeropuerto de Shanghai Pudong
Por expreso	Por TNT / DHL

Anexo 3. Panel fotovoltaico

A continuación se tiene el panel fotovoltaico seleccionado para la instalación con sus características:

Descripción del producto



www.yangtze-solar.com
info@yangtze-solar.com

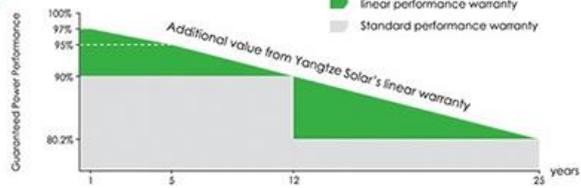
Yangtze Solar
96 Cells
500-550 Watt
MONO CRYSTALLINE MODULE

ISO9001:2008-ISO14001:2004-OHSAS18001 certified factory.
IEC61215-IEC61730 certified products.

KEY FEATURES

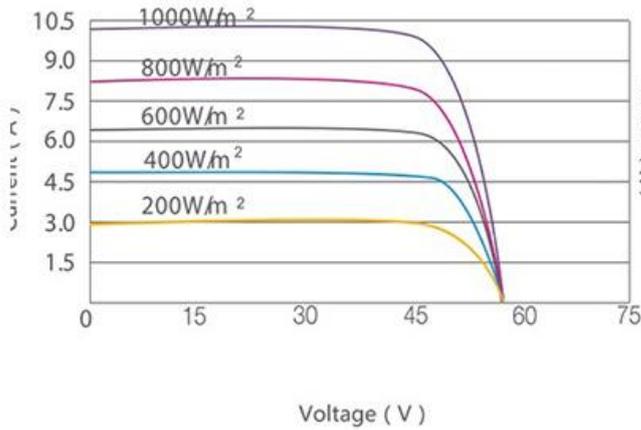
- Positive tolerance:** Positive tolerance of up to 5W delivers higher output reliability.
- High Efficiency:** Higher module conversion efficiency (up to 21.46%) benefit from Passivated Emitter Rear Contact (PERC) technology.
- PID RESISTANT:** Eagle modules pass PID test, limited power degradation by PID test is guaranteed for mass production.
- Low-light Performance:** Advanced glass and solar cell surface texturing allow for excellent performance in low-light environments.
- Severe Weather Resilience:** Certified to withstand: wind load (2400 Pascal) and snow load (5400 Pascal).
- Durability against extreme environmental conditions:** High salt mist and ammonia resistance certified by TUV NORD.

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY
10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty

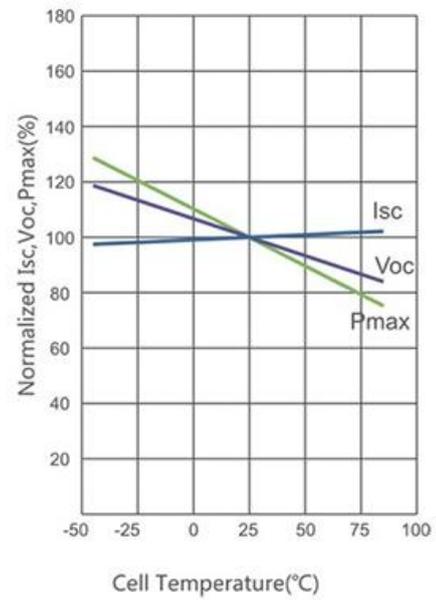


Electrical Performance & Temperature Dependence

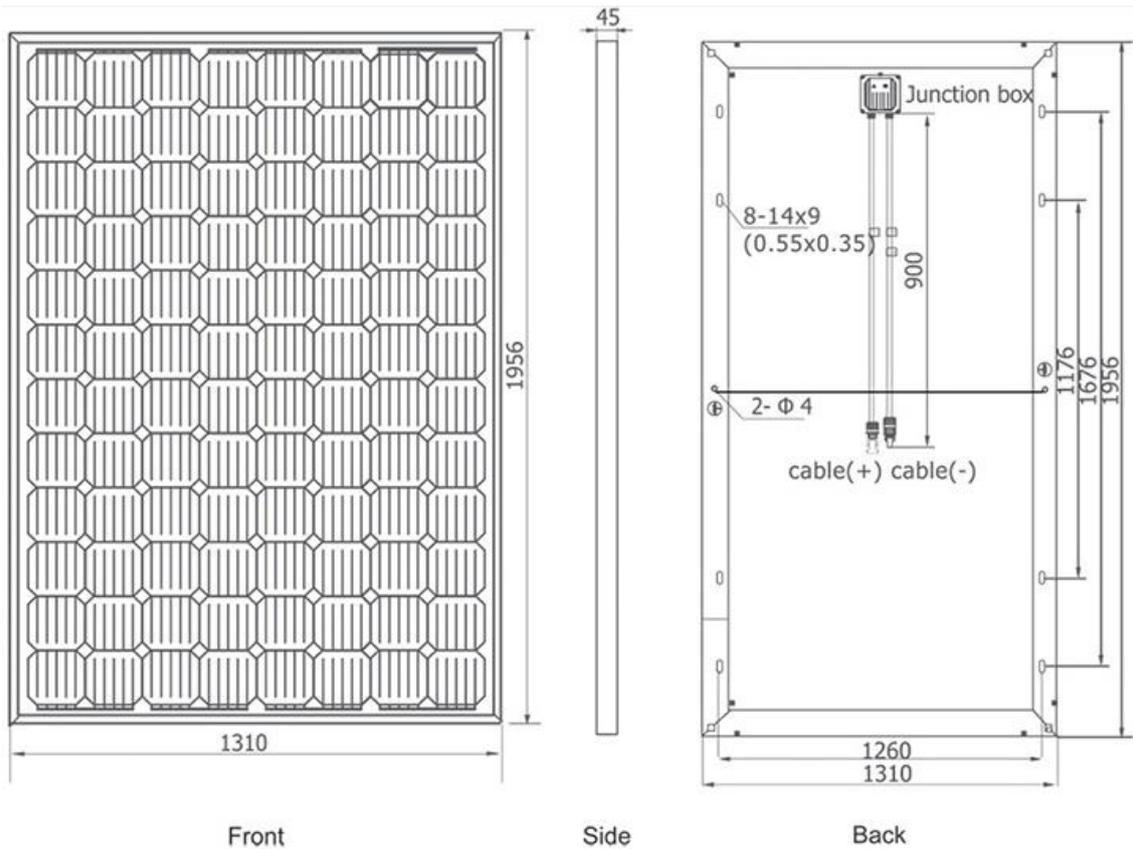
Current-Voltage & Power-Voltage Curves (500W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Engineering Drawings



Modelo	YS500M-96	YS510M-96	YS520M-96	YS530M-96	YS540M-96	YS550M-96
Potencia máxima nominal en STC	500W	510W	520W	530W	540W	550W
Voltaje de potencia máximo (Vmp)	48,40 V	48,58 V	48,76 V	48,94 V	49,12 V	49,3 V
Corriente de potencia máxima (Imp)	10.33A	10.51A	10,69A	10,88A	11.06A	11.24A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	58.08V	58,30 V	58,52 V	58,73 V	58,95 V	59,16 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	10.54A	10,72 A	10,90A	11.09A	11.28A	11.46A
Eficiencia del módulo	19,51%	19,90%	20,35%	20,68%	21,07%	21,46%
Tolerancia de potencia	0 ~ + 3%	0 ~ + 3%	0 ~ + 3%	0 ~ + 3%	0 ~ + 3%	0 ~ + 3%
STC: irradiancia 1000 W / m ² , temperatura del módulo 25 ° c, masa de aire 1,5						
Parámetros mecánicos						
Tipo de célula	Monocrystalino 156x156 mm (6 pulgadas)					
No. de celdas	96 (8 x 12)					
Dimensión	1956x1310x45mm					
Vidrio	3,2 mm, alta transmisión, bajo contenido de hierro, vidrio templado					
Caja de conexiones	Clasificación IP65 e IP67					
Cable de salida	Tamaño de la sección: 4 mm ² , longitud: 900 mm					
Marco	Aleación de aluminio anodizado					

No. de diodos de derivación	6
Conector	Compatible con MC4
Las condiciones de trabajo	
Voltaje máximo del sistema	CC 1000 V (IEC) / 1500 V (IEC) / 1000 V (U)
Temperatura de funcionamiento	-40 ° c ~ + 85 ° c
Fusible de serie máxima	15A
NOCT	45 ± 2 ° C
Clase de aplicación	Clase A
Coeficiente de temperatura	
Coeficiente de temperatura de Pmax	-0,39% / ° c
Coeficiente de temperatura de Voc	-0,29% / ° c
Coeficiente de temperatura de Isc	+ 0,05% / ° c

Junction Box

The protection grade reaches IP 67 ,
 Innovative Full-Glue-Filled
 Packaging technology adopts automatic
 welding technique .



Anexo 4. Estructura de soporte de paneles fija

A continuación se muestra la estructura de soporte fija para paneles solares, con sus detalles relevantes:



Soportes de soporte para Panel Solar anticorrosión estructura PV para suelo rodante y pendiente

El sistema de montaje en tierra MetisVS está hecho de aluminio anodizado para montarlo en suelo rodante y pendiente. Se muestra con:

1. Ajuste flexible arriba, abajo, izquierda, derecha.
2. El premontaje Maxi ahorra tiempo y costes.
3. Todo diseño de aluminio con excelente resistencia y peso ligero.
4. Diseño especial para suelo rodante y pendiente.

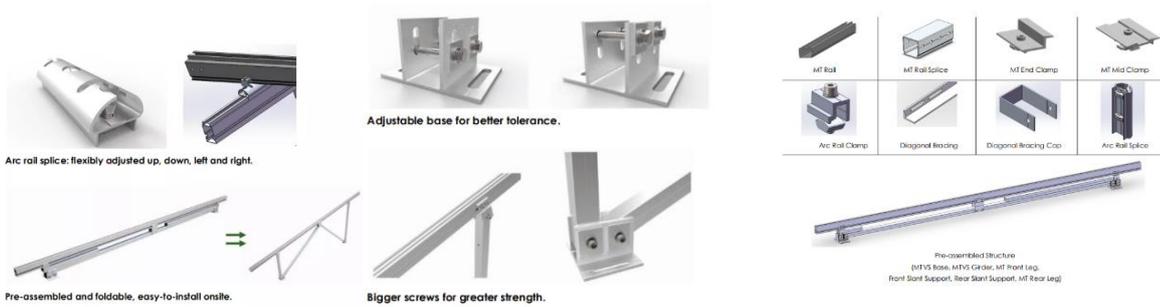
Descripción general

Detalles rápidos

Lugar del origen:	China	Marca:	Nacyc
Número de Modelo:	MetisVS	Uso:	Industrial
Tipo de controlador:	Ilimitado	Frecuencia de salida:	Ordinario
Tiempo de Trabajo (h):	24 horas	Specification:	normal
Battery Type:	LEAD ACID	Solar Panel Type:	Grade A Polycrystalline
Application:	Commercial /Industrial/large scale	Product name:	MetisVS
Orientation:	Landscape&Portrait	Material:	AL6005-T5, SUS304, Q235
Color:	Silver	Solar panel rack:	Framed
Surface treatment:	Anodized,Hot-dip Galvanized	Warranty:	10 years
Mounting structure:	Ground Mounting Structure	Certificate:	SGS
Output Voltage (V):	110/120/220/230V	Load Power (W):	Ordinary

Embalaje y envío

Unidades de venta:	Un solo artículo
Tamaño de paquete único:	60X8X4 cm
Peso bruto único:	10.000 kg
Tipo de paquete:	250KW/40ft, 100KW/20ft , carton or pallet



Orientación ajustable y premontaje Diseño optimizado para una tolerancia Componentes de alta calidad

250KW/40ft, 100KW/20ft, envuelta retráctil en la plataforma; Enviado en 15 días después del pago.



Anexo 5. Estructura de soporte con seguidor solar de un eje

A continuación se muestra la estructura de soporte para paneles solares, de un eje con sus detalles relevantes:

CDS SOLAR Single Axis Tracker
Product Model : HZ-SC60 / HZ-SC76 / HZ-SC80 / HZ-SC90



Descripción general

Detalles rápidos

Lugar del origen:	Liaoning, China	Marca:	CDS
Número de Modelo:	HZ-SC80	Carga de viento:	according to requiriements or 45m/s
La carga de nieve:	according to requiriements or 0.5kN/Sq meter	Garantía:	5 years
Specification:	Normal	Product name:	solar tracker
Warranty:	5/10 Years	Tracking range of motion:	90°/120°
Data feed:	RS485/Modbus	Grand Cover Ratio:	33%-50%, flexible
Type:	solar mounting system	Array Height:	Adjustable
Solar tracking method:	Algorithm with GPS input	Place of origin:	China

Sistema de Seguimiento de panel SOLAR PV de un solo eje, sistema de seguimiento de montaje de módulo solar de 200kW

Palabra clave	Sistema de seguimiento Solar
La capacidad de conducción	60 76 80x90 x PV Panel
Tipo de conducción	Controlador de engranaje giratorio + Motor de 24VDC
Array de altura	0,8 m ~ 1,2 m ajustable
Relación de cubierta de tierra (GCR)	33% ~ 50%
DE SEGUIMIENTO DE	$\pm 45^\circ \dots \pm 60^\circ$
Materiales	Acero HDG y aluminio anodizado
Carga de viento	Hasta 140 mph (ráfaga de 3 segundos) en posición de estiba
Protección contra el viento	Modo de Seguridad antiviento
Alimentación de datos	RS485/Modbus RTU
De modo de seguimiento	Si
Precisión de seguimiento de	$\pm 0,2^\circ$
Tipo de conexión	Conexiones completamente atornilladas, No necesita soldadura
Consumo de energía	12 kWh/Y/
Garantía	10 años en componentes estructurales, 5 años en sistemas de accionamiento y control.
De No	ZL 2014 2 035 7004,0

Tracker Parameters

Tracking Technology	Horizontal single-axis self-cleaning tracker with back-tracking
Tracking Range	$90^\circ(\pm 45^\circ)$, $120^\circ(\pm 60^\circ)$
Drive System	One slew gear, 24VDC motor
DC Capacity	76/80 panels, DC Power depending on module power.
System Voltage	1,000 Volt or 1,500 Volt(optional)
Safety Stowing	Automated wind and snow stowing
Maximum Wind Speed	Up to 140mph in stow position
Principal Materials	Galvanized and stainless steel
Compliance Standards	IEC 62548, UL3703
Typical Dimensions	Height 0.8~1.2 m, Width 2 m, Length 80~90 m
Module Grounding	Integrated grounding to foundation pier.
Ground Coverage Ratio	From 33% to 50%
Communications	Modbus RTU / RS485
Power Supply & Consumption	230VAC & 12kWh/year

System Overview	
Installation Method	Rapid field installation of pre-manufactured components.
Motor and Slew Drive	Fully sealed, Lubricated for life. No annual maintenance
Module Attachment	Shared mounting rails with integrated module grounding
Structural Connections	Full bolts, No welding required
Scheduled Maintenance	Limited to annual inspection
Array Bearings	Self-lubricated / maintenance free polymer bearings
Tracker Control System	1 controller, 1 DC motor and 1 slew drive per tracker row
Solar Tracking Method	Astronomical GPS based algorithm with angle sensor
SCADA Interface	Dedicated tracker system SCADA with RS485 on dedicated industrial computer

Anexo 6. Calculadoras de cables

A continuación se tienen diferentes opciones de calculadoras de cables online, útiles para comprobar el cálculo de los conductores:

Genera cable (online):

<https://www.generalcable.com/eu/es/information-center/tools-applications/gc-app-low-voltage>

Monsolar (online):

<https://www.monsolar.com/calculadora-secciones-cables>

App: ElectriCalc Pro (de venta en PlayStore por \$29.99):

https://play.google.com/store/apps/details?id=com.calculated.carmencita&hl=es_419&gl=US

Anexo 7. Cables CC con accesorios terminales

A continuación se tiene el conductor CC seleccionado con sus características:

07



PV CABLE

**PV 4mm²
-40°C~90°C
(MOQ = 1roll = 100m)**

Qty: 4

Descripción general

Detalles rápidos

Lugar del origen:	Anhui, China	Marca:	Bluesun
Número de Modelo:	BSM-PV	Material aislante:	XLPE
Tipo:	Medium Voltage	Uso:	Telecommunication
Material conductor:	Copper	Funda:	Rubber
Wire:	Class 5, tinned	Insulation:	XLPE
Halogen:	Double Insulated	High resistance:	High resistance against oil,greases,oxygen and ozone
Resistant:	Microbe/UV Resistant	Flame test:	5*D
Temperature range:	-40 ~90 degree	Package:	Plastic Shrink
Name:	DC solar pv cable 4mm	Color:	Red Yellow White Black

Embalaje y envío

Unidades de venta:	Un solo articulo
Tamaño de paquete único:	50X50X10 cm
Peso bruto único:	20.000 kg
Tipo de paquete:	carton with pallet, standard export package

Modelo de Cable	1.5mm2 AWG 16	2.5mm2 AWG 14	4mm2 AWG 12	6mm2 AWG 10	10mm2 AWG 8
Conductor	Varados tinned de cobre				
Aislamiento/funda	Poliiolefina reticulada libre de halógenos				
Nominal de sección	1.5mm2	2.5mm2	4mm2	6mm2	10mm2
Temperatura nominal	-40 ~ 90 90 °C				
Tensión nominal	DC: 1.8kv. AC: 0,6/1kv				
Cable terminado O D	4,8 ± 0,1mm	5,35 ± 0,1mm	6,2 ± 0,1mm	7,15mm	7,15mm
Resistencia del Conductor (20 °C)	≤ 13.7Ω/km	≤ 8.21Ω/km	≤ 5.09Ω/km	≤ 3.39Ω/km	
Corriente nominal	25 ~ 32A				
UV					
Medición de	250 m/rollo, 17kg			200 m/rollo, 17kg	

Terminal para cables CC y conjunto de herramientas:

08

MC4 CONNECTOR

Rated current: 30A

Rated voltage: 1000VDC

Qty: 30

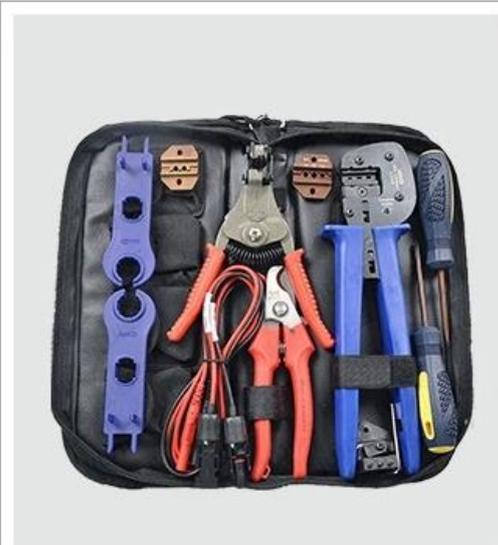


Conector de Cable



PV conector

- > Cable estándar: 2,5/4/6/10 mm²
- > Material de contacto compuesto: cobre, chapado en plata
- > Tasa de voltaje: DC 1000V. Clase de seguridad: clase II
- > Corriente de temperatura de unión: 16A
- > Presión de contacto: <math><0,3\text{m}\Omega</math>
- > Grado de impermeabilidad: IP 67
- > Rango de temperatura: -40 °C ~ + 85 °C



09

MOUNTING TOOL

Wire Cable Cutter & Stripper,
MC4 Crimper
MC4 Connectors
Assembly
Disassembly Tool

Qty: 1

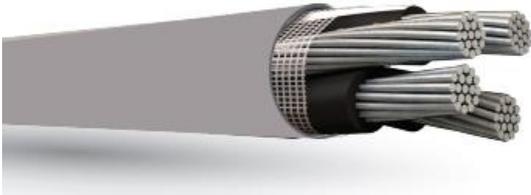
Anexo 8. Cables AC

A continuación se muestran los cables de los diferentes tramos de la planta en CA:

Tramo: Inversor – Caja de protecciones CA

<https://www.electrocable.com/uploads/product/14-conductores-de-aluminio-ser.pdf>

CONDUCTORES DE ALUMINIO **SER**



› Cable de acometida de aluminio AA (8000) para 0.6 kV tipo SE, estilo R. Conductores de fase individualmente clasificados como XHHW-2. Chaqueta externa de policloruro de vinilo (PVC) resistente a la luz solar.

CABLE CUADRUPLIX NEUTRO AISLADO XLPE



Los cables preensamblados para circuitos de baja tensión son construidos a partir de la reunión de 1, 2 o conductores de fase aislados alrededor de 1 conductor neutro aislado. Son utilizados en circuitos de distribución y acometidas domiciliarias. Proporciona una mayor confiabilidad al sistema eléctrico, evitando desconexiones debido a cortocircuitos.

Precio: **\$8.053 - \$31.128 IVA Incluido**

Referencias

[Limpiar](#)

\$21.654 IVA Incluido

ESPECIFICACIONES

Los conductores de aluminio tipo SE, estilo R fabricados por ELECTROCABLES C.A., cumplen con las siguientes especificaciones y normas:

- › **ASTM B800:** Alambres de aluminio, aleación AA-8000 de temple recocido e intermedio para propósitos eléctricos.
- › **ASTM B801:** Conductores trenzados de aluminio tipo AA-8000 en capas concéntricas, para aislamiento posterior.
- › **UL 44:** Alambres y cables con aislamiento termoestable.
- › **UL 854:** Conductores aislados usados como cables de entrada de servicio eléctrico.

Además de todos los requerimientos del National Electrical Code.

CONDUCTOR	FORMACIÓN		DIÁMETRO (mm)	Peso (kg/km)	Capacidad De Corriente (A)
Calibre / Construcción (AWG)	Conductor de Fase	Conductor de tierra	Cable Completo		

1/0-1/0-1/0-2	19	7	29,39	754	135
---------------	----	---	-------	-----	-----

Tramo: Caja de protecciones CA – Transformador

<https://www.electrocable.com/uploads/catficha/cata-logo-electrocables-2018.pdf>

CONDUCTORES DE COBRE

XHHW-2



Conductor de cobre para 600 V. aislado con polietileno reticulado (XLPE) 90°C, resistente a la humedad y a calor elevado.

CONDUCTOR			Espesor de Aislamiento (mm)	Diámetro Externo Aprox. (mm)	Peso total Aprox. (kg / km)	*Capacidad de Corriente (A)
CALIBRE (AWG o kcmil)	Sección Transversal (mm ²)	No. Hilos				

FORMACIÓN CABLEADO CONCÉNTRICO						
250	126,7	37	1,65	17,92	1258,37	290
300	152	37	1,65	19,30	1499,21	320
350	177	37	1,65	20,60	1736,93	350
400	203	37	1,65	21,79	1983,01	380
500	253	37	1,65	23,96	2455,85	430
600	304	61	2,03	26,74	2948,31	475
750	380	61	2,03	29,41	3661,26	535
1000	507	61	2,03	33,32	4848,69	615

Tramo: Transformador – Punto de interconexión con la red eléctrica

<https://www.centelsa.com/pdf/CablesdeAluminioDesnudo.pdf>

Cables ACSR



Construcción

Alambres de aluminio 1350 H19, cableados concéntricamente alrededor de un núcleo de acero recubierto de zinc clase A.

El núcleo de acero puede ser un alambre o un torón de 7 ó 19 alambres cableados de forma concéntrica.

Cableado Aluminio/Acero	Código	Calibre AWG/ kcmil	Diámetros (mm)					Peso Total Aprox (kg/km)			Carga de Rotura kg-f	Resistencia Eléctrica (Ohm/ km)		Capacidad de Corriente	
			Hilos Individuales		Núcleo	Total	RMG	Al	Acero	Total		DC a 20°C(1)	AC a 75°C	(2) A	CC(3) kA
			Acero	Al											
 <p>ME: 8400 CDL: 18,9</p>	Swan	4	2,12	2,12	2,12	6,36	2,05	58,1	27,4	85,5	845	1,32	1,70	139	3,2
	Sparrow	2	2,67	2,67	2,67	8,01	2,58	92,3	43,6	136	1290	0,83	1,10	184	5,1
	Robin	1	3,00	3,00	3,00	9,00	2,90	116,4	55,0	171	1612	0,658	0,884	211	6,4
	Raven	1/0	3,37	3,37	3,37	10,11	3,25	146,8	69,3	216	1985	0,522	0,717	241	8,0
	Quail	2/0	3,78	3,78	3,78	11,35	3,65	185,1	87,4	273	2405	0,414	0,584	275	10,1
	Pigeon	3/0	4,25	4,25	4,25	12,74	4,10	233,5	110,3	344	3003	0,328	0,479	313	12,8
	Penguin	4/0	4,77	4,77	4,77	14,31	4,61	294,4	139,0	433	3787	0,260	0,396	355	16,1

Anexo 9. Método de comprobación por aplicación web de caída de tensión

A continuación se muestra un ejemplo de valor de caída de tensión, junto con lo que la empresa distribuidora EERSSA corresponde.

Link de calculadora online con ejemplo:

<https://www.procables.com.co/programa-para-calculo-de-caida-de-tension.html>

Ingrese la información correspondiente:	
Material del conductor	Aluminio <input type="text"/>
Calibre AWG	4/0 <input type="text"/>
Sistema	Trifasico <input type="text"/>
Factor de potencia	0.92 <input type="text"/>
Material del ducto	Aluminio <input type="text"/>
Corriente (A)	32 <input type="text"/>
Distancia* (m)	44400 <input type="text"/>
Tensión (V)	13800 <input type="text"/>
CT : 6.9 %	
<input type="button" value="Limpiar"/> <input type="button" value="Calcular CT"/>	

Tabla de factores de caída de tensión de la EERSSA:



ANEXO No. 4

FACTOR DE CAIDA DE TENSION [FDV]

ALIMENTADORES PRIMARIOS [KVA-KM]

Calibre Conductor Fase / Neutro	13 800 - 7 967 V								
	ACSR			6201			ASC		
	1F - 2C	2F - 3C	3F - 4C	1F - 2C	2F - 3C	3F - 4C	1F - 2C	2F - 3C	3F - 4C
4 (4)	215	863	1,292	211	844	1,263	210	842	1,260
2 (4)	261	1,046	1,565	255	1,024	1,532	254	1,021	1,527
2 (2)	330	1,323	1,977	323	1,297	1,938	322	1,291	1,930
1/0 (2)	397	1,593	2,379	389	1,562	2,333	387	1,555	2,323
2/0 (2)	427	1,716	2,562	419	1,684	2,514	417	1,677	2,504
2/0 (1/0)	544	2,187	3,261	534	2,147	3,202	532	2,138	3,188
3/0 (1/0)	583	2,346	3,498	579	2,330	3,473	577	2,321	3,460
3/0 (2/0)	649	2,615	3,895	646	2,602	3,876	644	2,594	3,863
4/0 (1/0)	632	2,546	3,793	621	2,499	3,724	618	2,489	3,709
4/0 (2/0)	711	2,865	4,265	699	2,815	4,191	696	2,805	4,176

Restricciones de EERSSA:

3.4.1 Caída de tensión admisible para Red Primaria.

Los límites máximos de la caída de tensión considerados desde el punto de salida de la subestación hasta el transformador más alejado eléctricamente en el proyecto, no deberán exceder los siguientes valores:

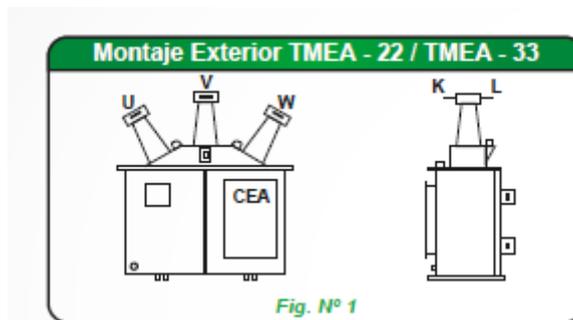
Área Urbana: 3.5 %

Área Rural: 7.0 %

Para su cómputo, la EERSSA facilitará el valor de caída de tensión en el punto de arranque del proyecto.

Anexo 10. Transformador de medición mixto

A continuación se tienen los detalles del transformador mixto de medición Trafomix de donde se empleará el modelo TEMA 33.



ESPECIFICACIÓN ADICIONAL PARA PEDIDOS	
INFORMACIÓN GENERAL	
Tensión Máxima del Sistema	: en KV
Nivel del Aislamiento (BIL)	: 75, 95, 110, 125, 150, 170, 200, 250 KV
Neutro del Sistema	: Aislado o puesto a tierra
Frecuencia de la Red	: 50 ó 60 Hz
Altitud de la instalación	: m.s.n.m.
Nivel de Cortocircuito	: MVA
Montaje	: Exterior ó interior
TRANSFORMADORES DE TENSIÓN	
Potencia	: 15, 30, 50, 100 VA
Relación	: 2.2, ..., 36/0.1, ..., 0.23KV
Clase de Precisión	: 0.2, 0.5, 1.0 (para Medida)
Clase de Precisión	: 3P, 6P (para Protección)
Grupo de Conexión	: Delta Abierto ó Estrella con Neutro (YNynO) Estrella sin Neutro (YynO)
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	
Potencia	: 15, 30 VA
Relación	: .15, 2, 1A
Clase de Precisión	: 0.2, 0.5, 1.0 (para Medida)
Clase de Precisión con rango extendido	: 0.2S, 0.5S (para Medida)
Clase de Precisión	: 5P10, 5P20, IOP10 (para Protección)
Grupo de Conexión	: Delta Abierto ó Estrella (IllynO)
Corriente Térmica (Ith)	: 100 In (a falta de Especificación)
Corriente Dinámica (Idyn)aje	: 250 In (a falta de Especificación)

El TRAFOMIX® puede trabajar en instalaciones desde el nivel del mar hasta los 5,000 m.s.n.m. dato que debe proporcionar el usuario del equipo. La altura de utilización sólo tiene influencia en el dimensionamiento del aislamiento externo del TRAFOMIX®, pues la disipación del calor producida por las pequeñas pérdidas del TRAFOMIX®; está garantizada por la superficie del tanque, a cualquier altitud sobre el nivel del mar.

TRAFOMIX	Partes del TRAFOMIX
	<ul style="list-style-type: none"> 1 = Placa de Característica 2 = Indicador de Nivel de Aceite 3 = Tubo de Llenado 4 = Perno de Puesta a Tierra 5 = Válvula de Vaciado 6 = Orejas de izamiento 7 = Caja Bomera de BT 8 = Válvula de Sobrepresión 9 = Base con perfiles en "U" para su fijación 10 = Soporte para Fijación a Poste

NORMAS DE FABRICACIÓN Y PRUEBAS

IEC 60044-1: Transformadores De Corriente.

IEC 60044-2: Tranformadores De Tensión Inductivos.

IEC 60044-3: Transformadores Combinados.

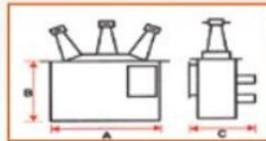
IEC 60296: Aceites Aislantes Para Transformadores E Interruptores.

IEEE/ANSI C5713: Standard Requirements For Instrument Transformers.

TAMBIEN NORMAS ESPECIFICADAS POR CADA CLIENTE

DIMENSIONES GENERALES DEL TRAFOMIX®

TRAFOMIX®, EXTERIOR, TMEA-33



VOLTAJE AT	BIL	PESO	A	B	C
KV	KV	Kg	mm	mm	mm
12	75	145	670	1020	590
24	125	200	680	1135	590
36	170	240	800	680	680

NOTA: Las dimensiones son referenciales y están sujetas a cambios para mejoras del diseño.

https://issuu.com/teainingenieria/docs/catalogo_tean_trafomix_2017_v1

Anexo 11. Medidor

A continuación se tiene el contador de energía seleccionado para la planta junto con sus características y funciones:



¿Cuándo, dónde y cuánta energía se consume?

Todo aquel que desea reducir los costos de energía necesita tener, en primer lugar, un panorama claro del consumo de la energía y de su circulación por la instalación. Nuestro multimedidor SENTRON PAC3200 le permitirá conocer sus consumos con total precisión. En forma exacta y confiable capta los valores de la energía en salidas o consumidores individuales de la instalación eléctrica. Además, mide los valores característicos más importantes, tales como intensidad de la corriente eléctrica, tensión y potencia.

El multimedidor SENTRON PAC3200 puede aplicarse en todos aquellos puntos donde se consume energía eléctrica. Capta diferentes valores de medición y los representa en un display LCD gráfico.

La conexión del instrumento SENTRON PAC3200 con los sistemas de automatización y gestión de energía de nivel superior es extremadamente sencilla. Estos sistemas podrán procesar los valores de medición que le suministra el instrumento según esté programado. En estas funciones queremos destacar la potencia de nuestros paquetes de software, SIMATIC PCS 7 powerrate y SIMATIC WinCC powerrate.

Medición de energía eléctrica con el multimedidor SENTRON PAC3200

El multimedidor SENTRON PAC3200 permite medir energía activa, reactiva y aparente. Los valores de energía podrán determinarse tanto para la tarifa alta como para la baja. El instrumento SENTRON PAC3200 mide los valores de la potencia y energía en los cuatro cuadrantes, es decir, capta por separado cuando el sistema toma energía y cuando la entrega. Además, este multímetro posibilita el registro de los valores medios de la potencia activa y reactiva en un periodo de medición. Luego, estos valores podrán procesarse en un sistema de gestión de la energía eléctrica para obtener la evolución de la(s) carga(s). Para esto, en condiciones típicas, se utilizan los valores de periodos de 15 minutos.

Mediciones precisas con SENTRON PAC3200

El formato del multimedidor SENTRON PAC3200 es de 96 x 96 mm para montaje en el frente de tableros. La profundidad de montaje de sólo 51 mm permite ahorrar un espacio considerable.

El SENTRON PAC3200 capta más de 50 magnitudes eléctricas, tales como tensiones, intensidades de la(s) corriente(s), potencias, valores de la energía eléctrica, frecuencia, factor de potencia, simetría y THD. (Third Harmonic Distortion / distorsión de tercera armónica). Para las magnitudes de medición no sólo se capta el valor de medición actual sino también el mínimo y el máximo (función agujas de arrastre). El multimedidor SENTRON PAC3200 puede conectarse en redes monofásicas o polifásicas con y sin conductor del centro estrella. Una particularidad importante es que permite medir en forma directa tensiones de fase de hasta 830 V. Por lo tanto, el instrumento SENTRON PAC3200 se puede utilizar sin problemas en redes de 690 V. Además, podrán realizarse mediciones por medio de transformadores de tensión requiriendo sólo el ajuste correspondiente a la relación de transformación. Las entradas para corrientes fueron diseñadas para mediciones con transformadores de intensidad de 1 A ó 5A.

La exactitud de las mediciones no tiene precedentes en esta clase de instrumentos: para potencias es del 0,5 %, para tensiones, 0,3 % y en el caso de las intensidades de la corriente, 0,2 %.

El multimedidor puede supervisar un valor máximo o mínimo para un total de hasta seis magnitudes de medición. La función lógica integrada permite vincular las seis magnitudes de medición supervisadas. De serie, el multímetro SENTRON PAC3200 está equipado con una entrada y una salida multifuncionales. Esta salida puede utilizarse como de impulsos, alarma o de conmutación. La entrada, por ejemplo, se podrá usar para contar impulsos o para conmutar entre registro en tarifa alta o baja.

Display LCD completamente gráfico

Con indicación del (de la):

- Denominación de las magnitudes medidas.
- Fase.
- Valor de medición.
- Unidad.
- Rotulado de las teclas de función.

4 teclas de función para operar el aparato

En el display se presenta la descripción de las teclas según el contexto.

Ejemplo de un menú de operación:

Los textos pueden indicarse en varios idiomas, y la conmutación de los mismos se efectúa directamente en el aparato. El display LCD gráfico de gran tamaño permite leer los valores desde distancias considerables. La iluminación de fondo del display del multimetro SENTRON PAC3200 puede ajustarse para que la legibilidad sea óptima, incluso cuando las condiciones luminosas son malas.



Comunicación por medio de Ethernet

Como equipamiento estándar, el multimetro SENTRON PAC3200 posee una interfaz Ethernet y, por lo tanto, no requiere hardware adicional. Esto ahorra espacio y costos. Así, el instrumento se puede configurar a través de redes LAN, y por estas también podrán transmitirse los datos de medición. Para esto podrá seleccionarse entre el protocolo de sistema de Siemens SEABus TCP y Modbus TCP. Una interfaz Ethernet en un aparato de esta clase es una singularidad que señala un futuro prometedor.

Configuración con el software SENTRON powerconfig

El software SENTRON powerconfig adjunto –sin costo extra– permite configurar el aparato. Este software asiste en la asignación de los más variados parámetros de los instrumentos en una forma muy sencilla. Esta es una considerable ventaja, en especial, cuando a numerosos instrumentos deben asignarse parámetros similares.

Gestión de la energía y SENTRON PAC3200

Los módulos opcionales de ampliación, SENTRON PAC PROFIBUS DP o SENTRON PAC RS 485, permiten integrar en forma sencilla el instrumento de medición multifunción en cualquier sistema de gestión de energía eléctrica o de automatización. A través de esta comunicación el multimetro SENTRON PAC3200 suministra valores de medición a los sistemas de nivel superior. En estos sistemas los datos podrán procesarse luego para conformar indicaciones o funciones de control.

Siemens ofrece los paquetes de software para la gestión de la energía eléctrica SIMATIC PCS 7 powerrate y SIMATIC WinCC powerrate. El multimetro SENTRON PAC3200 puede combinarse sencillamente con estos paquetes. Los paquetes de software transparentan la circulación de la energía eléctrica y la clarifican. Así, los consumos y costos de la energía podrán asignarse correctamente a cada usuario. Esta operación, además, permite reconocer rápidamente los estados de servicio atípicos. Para SIMATIC PCS7 powerrate se suministran opcionalmente módulos de excitación y "Faceplates"/Plantillas.

Borneras

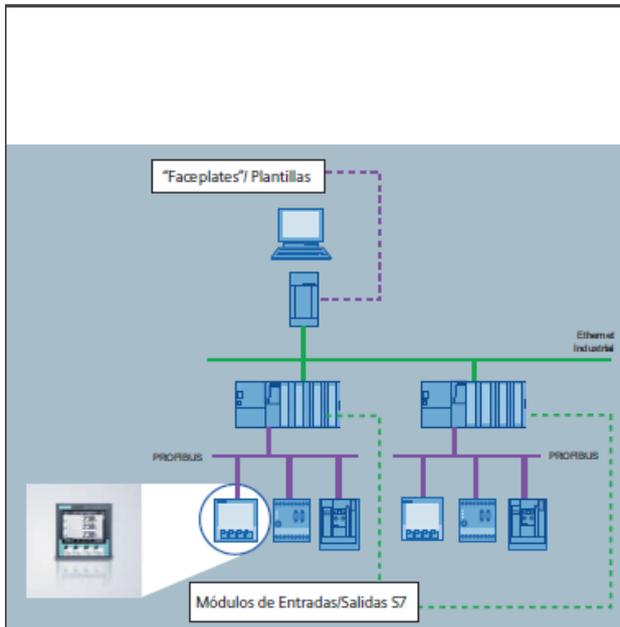
Para la medición de tensión, intensidad de la corriente, tensión auxiliar y entrada / salida digitales, así como para conexiones con terminales a ojal.

Módulo de ampliación SENTRON PAC PROFIBUS DP

Para la transmisión de datos por medio de Profibus DP con velocidades de transferencia de hasta 12 Mbit/s, soporta el Protocolo DPV1.

Módulo de ampliación SENTRON PAC RS 485

Para la transmisión de datos por medio de MODBUS RTU y SEABus con velocidades de transferencia de hasta 38,4 kBd.



Montaje rápido del aparato sin herramientas
por medio de fijaciones de encastre. El instrumento estándar posee una junta de goma. La fijación por medio de tornillos permite obtener IP 65 en el frente.

Resumen de aspectos destacados

- **Amplio campo de aplicaciones:**
 - Gracias a su gran gama de funciones y prestaciones
 - Conexión directa a redes industriales con tensiones de hasta 690 V, CAT III.
 - Es posible realizar mediciones opcionales a través de transformadores de tensión.
 - Conexión a transformadores de intensidad $\times 1 A$ ó $\times 5 A$.
 - Uso en instalaciones que requieren aprobaciones UL / CSA.
 - Utilización en condiciones ambientales extremas: protegido contra polvo y chorros de agua (IP 65) por medio de una junta de goma incorporada.
- **Construcción compacta:**
Con sus dimensiones de 96 x 96 x 56 mm (A x h x P) y profundidad de montaje de 51 mm ó 73 mm con el módulo de ampliación, sólo requiere un espacio muy reducido.
- **Base para la asignación exacta de los costos:**
Por su elevada precisión en las mediciones de energía:
Clase 0,5S según la norma IEC 62 053–22 para energía activa.
- **Buena legibilidad incluso cuando las condiciones luminosas son malas:**
Gracias a su gran display LCD gráfico iluminado.
- **Operación sencilla:**
Con guía intuitiva del usuario e indicaciones de texto claro en varios idiomas.
- **Montaje rápido:**
Con las fijaciones rápidas por encastre incluso es posible realizar el montaje sin herramientas.
- **Amplio registro de consumos:**
Con 10 medidores para energía activa, reactiva y aparente, tarifas alta y baja, toma y entrega de energía.

Funciones integradas

Valores eficaces momentáneos		
Tensión	Fase-fase / Fase-neutro	✓
Intensidades de la corriente	Por fase	✓
Potencia activa, reactiva y aparente	Por fase y total	✓
Factor de potencia	Por fase y total	✓
Frecuencia de red		✓
THD de la tensión e intensidad de la corriente	Por fase	✓
Valores mínimo/máximo	Función agujas de arrastre	✓
Valores medios	Para todas las fases	✓
Registro de energía por medidor		
Energía activa	Suministro y realimentación; tarifa alta / baja	✓ / ✓
Energía reactiva	Positiva / negativa; tarifa alta / baja	✓ / ✓
Energía aparente	Tarifa alta / baja	✓
Demanda de energía por periodo de medición	Valor medio de la potencia activa y la reactiva	✓
Periodo de medición ajustable		de 1 ... 60 minutos
Valores mínimos / máximos de la potencia en el periodo de medición		✓
Cuenta-horas de servicio	Tiempo en el que se consumió energía	✓
Contador universal	Por ejemplo, para conteo de los impulsos de energía de medidores externos o similares	✓

Límites de errores		
Tensiones / intensidades de la corriente		$\pm 0,3\%$ / $\pm 0,2\%$
Potencias		$\pm 0,5\%$
Energía activa		Clase 0,5S según la norma IEC 62 053-22
Energía reactiva		Clase 2 según la norma IEC 62 053-23
Funciones de supervisión		
Supervisión de valores límite		Hasta 6 valores límite
Funciones lógicas sencillas para la combinación de valores límite		✓
Asimetría	Tensión e intensidad de la corriente	✓
Comunicación		
Ethernet (Integrada)	Velocidad máxima de transferencia	10 Mbit/s
	Protocolos	A elección SEAbus TCP o MODBUS TCP (conmutables)
Módulo de ampliación (opcional) SENTRON PAC PROFIBUS DP	Módulo de ampliación opcional •Asignación de parámetros en el frente del aparato. •Selección de los valores de medición a transmitir por archivo GSD. •Se soportan todas las velocidades de Baudios desde 9,6 Kbit/s hasta 12 Mbit/s	✓
	Velocidad máxima de transferencia	12 Mbit/s
	Protocolo	DPV 1
Módulo de ampliación (opcional) SENTRON PAC RS485	Velocidad de transferencia	A elección 4,8 / 9,6 / 19,2 / 38,4 kBd
	Protocolo	A elección SEAbus o MODBUS RTU (conmutables)
Entradas/salidas		
Entrada digital	Multifuncional	1
Salida digital	Multifuncional	1

Otras características		
Protección por contraseña		✓
Datos técnicos		
Cuatro cuadrantes	Suministro y realimentación	✓
Medición en redes monofásicas / polifásicas		1, 2 ó 3 fases
Aplicable para las clases de red		TN, TT, IT
Captación de señales		Continuo
Entradas de tensión Conexión directa hasta un máximo en triángulo / estrella (sin transformador)	Fuente de alimentación de CA / CC de rango amplio y bornes a tornillo	U _c : máx. 3 x 690 / 400 V CA
	Fuente de alimentación de tensión baja CC y bornes a tornillo	U _c : máx. 3 x 500 / 289 V CA
	Fuente de alimentación de CA / CC de rango amplio y bornes para terminales anulares	U _c : máx. 3 x 690 / 400 V CA
Entradas de corriente	Ajustables en el aparato	x/1 A ó x/5 A
Tensión auxiliar	Fuente de alimentación de CA / CC de rango amplio y bornes a tornillo	U _c 95 ... 240V CA (±10 %) 110 ... 340V CC (±10 %)
	Fuente de alimentación de tensión baja CC y bornes a tornillo	U _c 22 ... 65 V CC (±10 %)
	Fuente de alimentación de CA / CC de rango amplio y bornes para terminales anulares	U _c 95 ... 240V CA (±10 %) 110 ... 340V CC (±10 %)
Dimensiones	A x h x P en mm	96x96x56
	Profundidad de montaje sin módulo (mm)	51
	Profundidad de montaje con módulo de ampliación (mm)	73
Clase de protección	Frontal	IP65
Temperatura de funcionamiento	°C	-10...+55
Display	Tipo	LCD gráfico con iluminación de fondo
	Resolución (Puntos)	128 x 96
Visualización de textos	9 idiomas disponibles	alemán, chino, español, francés, inglés, italiano, portugués, turco, ruso
Aprobaciones		
UL / CSA	Ensayado según: UL 61010-1 CAN / CSAC 22.2 N°61010.1	Informe N° E314880

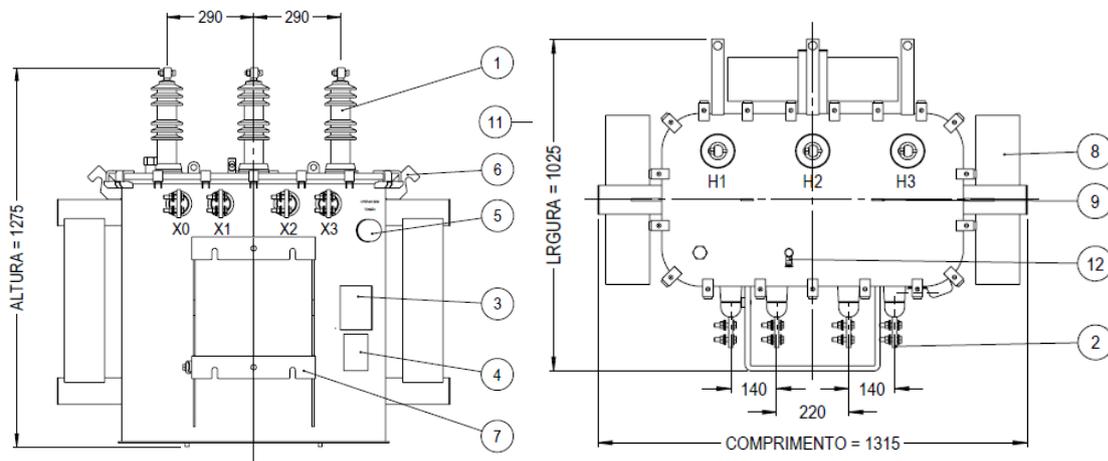
Informaciones para realizar el pedido

		Nº de Pedido
Instrumento de medición multifunción SENTRON PAC3200 con fuente de alimentación de CA / CC de rango amplio y bornes a tornillo	95 ... 240 V CA 50 / 60 Hz (±10 %) 110 ... 340 V CC (±10 %)	7KM2112-0BA00-3AA0
Instrumento de medición multifunción SENTRON PAC3200 con fuente de alimentación de tensión baja CC y bornes a tornillo	U _c 22 ... 65 V CC (±10 %)	7KM2111-1BA00-3AA0
Instrumento de medición multifunción SENTRON PAC3200 con fuente de alimentación de CA / CC de rango amplio y bornes con terminales a ojal	95 ... 240 V CA 50 / 60 Hz (±10%) 110 ... 340 V CC (±10 %)	7KM2112-0BA00-2AA0
Módulo de ampliación SENTRON PAC PROFIBUS DP	DPV1; hasta 12 Mbit/s	7KM9300-0AB00-0AA0
Módulo de ampliación SENTRON PAC RS 485	MODBUS RTU / SEABus hasta 38,4 kBd	7KM9300-0AM00-0AA0
Librería SIMATIC PCS7 PAC3200	Ingeniería + Licencia de Runtime	3ZS2781-1CC10-0YG0
	Licencia de Runtime	3ZS2781-1CC10-6YH0

Anexo 12. Transformador

A continuación se tiene la ficha técnica del transformador seleccionado, además del link de compra:

<https://www.weg.net/catalog/weg/BR/es/Generaci%C3%B3n%20Transmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Transformadores-y-Reactores-en-Aceite/Transformador-de-Distribuci%C3%B3n-en-Aceite/30-a-300-kVA/Transformador-Aceite-300-0kVA-13-8-0-38kV-CST-ONAN/p/16336081>



HOJA DE DATOS

Transformador de Distribución en Aceite



Identificación

Código del producto: 16336081
Opcional: Transformador abajador
Norma / Especificación: NBR 5440

Características del ambiente

Instalación: A la intemperie
Altitud máxima de instalación (m.s.n.m): 1000.0
Atmosfera: No agresiva
Temperatura máxima del ambiente (°C): 40.0

Características electricas

Frecuencia (Hz): 60.0	Fases: Trifásico	Grupo de conexión: Dyn1
-----------------------	------------------	-------------------------

Devanado	Potencia (kVA)		Tensión (kV)	Conexión	Conmutación
	ONAN				
Alta tensión	300.0		13.8 -2 x 0.6kV	Delta	CST
Baja Tensión	300.0		0.38	Estrella	

Elevación de temperatura de los devanados media (°C)	65.0
Elevación de temperatura de los devanados punto más caliente (°C)	80.0
Clase del material aislante	E (120 °C)

Pruebas dielectricas	Alta tensión		Baja Tensión	
	Fase	Neutral	Fase	Neutral
Nivel de aislamiento (kV)	15.0		1.2	1.2
Tensión de prueba (kV)	110.0		30.0	30.0
Tensión de prueba (cortado) (kV)	121.0		33.0	
Tensión aplicada (kV)	34.0		10.0	10.0
Tensión inducida (kV)	2 x Vn		2xVn	2xVn

Temperatura de Referencia @ 85.0 °C - ONAN	100%
Pérdidas a vacío (W)	700.0
Pérdidas en cortocircuito (W)	
Pérdida total (W)	3670.0
Corriente de excitación (%)	1.9

Alta/Baja Tensión	Base		Impedancia @ 85.0 °C - ONAN (%)
	Posición (kV)	Potencia (kVA)	
	13.8 / 0.38	300.0	4.5

Refrigeración	ONAN
Nivel de ruido (dB)	55.0
Descargas parciales (pC)	300.0
Corriente de inrush (Apk)	
Fator K	K1

Factor de carga [%]	Regulación (100% de carga)		
	ONAN (Φ = 0.8)	ONAN (Φ = 0.9)	ONAN (Φ = 1)
100	3.47	2.87	1.09

HOJA DE DATOS

Transformador de Distribución en Aceite



Factor de carga [%]	Rendimiento		
	ONAN ($\Phi = 0.8$)	ONAN ($\Phi = 0.9$)	ONAN ($\Phi = 1$)
25	98.55	98.7	98.83
50	98.81	98.94	99.05
75	98.7	98.84	98.96
100	98.49	98.66	98.79

Características constructivas

Forma constructiva :

Líquido aislante :

Pintura de acabado :

Material de los conductores AT/BT :

Boquillas de alta tensión :

Boquillas de baja tensión :

Sellado

Mineral naftenico A

Cinza munsell N 6,5

AI/AI

Superior

Lateral

Accesorios

Accionamiento del conmutador externo en la lateral

Base de apoyo

Placa de características (aluminio)

Radiadores fijos

Suporte para apartarrayos

Suporte para poste

Dispositivo de alivio de presión

Puesta a tierra

Ganchos de suspensión

Pruebas

Rutina: Si

Opcional: De acuerdo con orden de compra

Especial: De acuerdo con orden de compra

Anexo 13. Cable, electrodo y accesorios de puesta a tierra

El cable empleado para la malla de puesta a tierra corresponde con el número AWG 2/0 del catálogo de Ecuacables S.A.

ECUACABLE S.A.
Ecuatoriana de Cables

Inicio La Empresa Certificaciones **Productos** Laboratorio Contáctenos

CABLE DE COBRE DESNUDO

Home > CABLE DE COBRE DESNUDO

- TRANSMISION Y DISTRIBUCION ELECTRICA
 - CABLE DE ALUMINIO DESNUDO AAC (ASC)
 - CABLE DE ALUMINIO DESNUDO ACAR
 - CABLE DE ALUMINIO DESNUDO ACSR / (GA)

CABLE DE COBRE DESNUDO

Descripción del Producto:
Conductor de Cobre, cableado clase A.

Construcción:
Elaborado bajo norma NTE INEN 2214, 2175, ASTM B 8, B3

Sello de Calidad INEN:
Nro. DVC-SC-2014-060

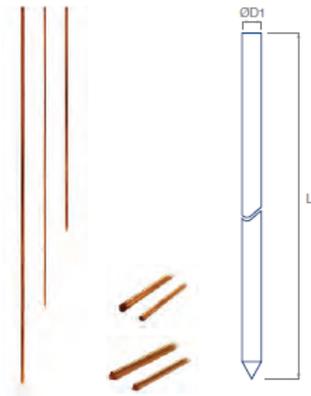
Aplicación:
En líneas eléctricas aéreas de transmisión y distribución, sistema puesta a tierra.

Embalaje:
carrete de madera

Código Producto	Calibre		Área Nominal (mm ²)	Formación Conductor # x diámetro	Diámetro Nominal del Cable (mm)	Peso Aprox. (kg/km)	Radio Geométrico (mm)	Resistencia Eléctrica Nominal 20°C (Ω/km)	Capacidad de Corriente* (A)	Capacidad de Corriente** (A)
	AWG	kcmil								
C092099	8	-	8,37	7X1,23	3,69	75,86	1,338	2,10	100	98
C092299	6	-	13,30	7X1,56	4,68	120,63	1,698	1,32	130	124
C092499	4	-	21,15	7X1,96	5,88	191,80	2,133	0,83	175	155
C092699	2	-	33,60	7X2,47	7,41	304,90	2,688	0,522	235	209
C092899	1/0	-	53,50	19X1,89	9,45	484,90	3,580	0,328	315	282
C094299	2/0	-	67,40	19X2,126	10,63	611,50	4,027	0,261	365	329

<https://www.ecuacable.ec/es/cable-de-cobre-desnudo/>

A continuación se muestra los electrodos del catálogo de puestas a tierra de INGESCO de 2022. Empleándose el Ref. 252024.



► Pica para toma a tierra de acero cobreado

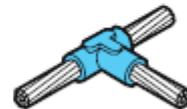
Modelo	Ref.	Mat.	L (mm)	D1 (mm)	Peso (g)
Pica Ac. Cu l:2500 mm Ø18 mm	252027	Ac.cu	2500	18	4500
Pica Ac. Cu l:2000 mm Ø18 mm	252032	Ac.cu	2000	18	4000
Pica Ac. Cu l:1500 mm Ø18 mm	252033	Ac.cu	1500	18	2400
Pica Ac. Cu l:2000 mm Ø14 mm	252029	Ac.cu	2000	14	2550
Pica Ac. Cu l:1500 mm Ø14 mm	252024	Ac.cu	1500	14	1860

A continuación se muestran los accesorios de soldadura (70-70) que lleva la malla de puesta a tierra obtenidos del catálogo de INGESCO de 2022.

Soldadura cable-cable (CC)

► "T" horizontal cable-cable (TH-CC)

Modelo	Cable ppal. (mm ²)	Cable derivado (mm ²)	Tipo de molde	Ref. molde	Tipo de carga	Ref. carga
Conex. "T" horizontal cable-cable 35-35	35	35	TH-CC35/35	500011	C4	500001
Conex. "T" horizontal cable-cable 35-50	35	50	TH-CC35/50	500012	C5	500002
Conex. "T" horizontal cable-cable 35-70	35	70	TH-CC35/70	500013	C5	500002
Conex. "T" horizontal cable-cable 50-35	50	35	TH-CC50/35	500014	C5	500002
Conex. "T" horizontal cable-cable 50-50	50	50	TH-CC50/50	500015	C6	500003
Conex. "T" horizontal cable-cable 50-70	50	70	TH-CC50/70	500016	C6	500003
Conex. "T" horizontal cable-cable 70-35	70	35	TH-CC70/35	500017	C5	500002
Conex. "T" horizontal cable-cable 70-50	70	50	TH-CC70/50	500018	C6	500003
Conex. "T" horizontal cable-cable 70-70	70	70	TH-CC70/70	500019	C6	500003



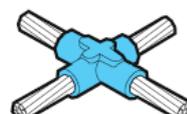
► Paralelo cable-cable (LP-CC)

Modelo	Cable ppal. (mm ²)	Cable derivado (mm ²)	Tipo de molde	Ref. molde	Tipo de carga	Ref. carga
Conexión paralelo cable-cable 35-35	35	35	LP-CC35/35	500020	C6	500003
Conexión paralelo cable-cable 35-50	35	50	LP-CC35/50	500021	C6	500003
Conexión paralelo cable-cable 35-70	35	70	LP-CC35/70	500022	C6	500003
Conexión paralelo cable-cable 50-35	50	35	LP-CC50/35	500023	C6	500003
Conexión paralelo cable-cable 50-50	50	50	LP-CC50/50	500024	C6	500003
Conexión paralelo cable-cable 50-70	50	70	LP-CC50/70	500025	C6	500003
Conexión paralelo cable-cable 70-35	70	35	LP-CC70/35	500026	C6	500003
Conexión paralelo cable-cable 70-50	70	50	LP-CC70/50	500027	C6	500003
Conexión paralelo cable-cable 70-70	70	70	LP-CC70/70	500028	C7	500004



► Cruz cable-cable (X-CC)

Modelo	Cable ppal. (mm ²)	Cable derivado (mm ²)	Tipo de molde	Ref. molde	Tipo de carga	Ref. carga
Conexión en cruz cable-cable 35-35	35	35	X-CC35/35	500029	C6	500003
Conexión en cruz cable-cable 35-50	35	50	X-CC35/50	500030	C6	500003
Conexión en cruz cable-cable 35-70	35	70	X-CC35/70	500031	C6	500003
Conexión en cruz cable-cable 50-35	50	35	X-CC50/35	500032	C6	500003
Conexión en cruz cable-cable 50-50	50	50	X-CC50/50	500033	C6	500003
Conexión en cruz cable-cable 50-70	50	70	X-CC50/70	500034	C6	500003
Conexión en cruz cable-cable 70-35	70	35	X-CC70/35	500035	C6	500003
Conexión en cruz cable-cable 70-50	70	50	X-CC70/50	500036	C6	500003
Conexión en cruz cable-cable 70-70	70	70	X-CC70/70	500037	C7	500004



A continuación se muestra la caja de revisión de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.



Anexo 14. Porta fusible con fusible DC

Se tiene a continuación el portafusibles CC con el fusible seleccionado; además del correspondiente link de compra:

https://www.alibaba.com/product-detail/WSPV-30-CE-10-38mm-dc_1600467634296.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.518553814zEFc

W



Visión general

Detalles Rápidos

Lugar de Origen : Zhejiang, China

Número de modelo : WSPV-30

Capacidad de ruptura : Alto, 33kA

Tipo : Fusible de CC

Aplicación : Sistema fotovoltaico

Tipo de fusible : Cartucho

Tamaño del fusible : 10*38mm

Muestras : Disponible

Nombre de la marca mundosolluz :

uso : BAJA TENSIÓN

Normas de seguridad : CEI

Tensión nominal : 1000 V CC

Rango actual : 1A-32A

Estándar : IEC60269.6

Color : Blanco

Anexo 15. Interruptor termo-magnético DC

Se tiene a continuación el interruptor termo-magnético CC seleccionado; además del correspondiente link de compra:

https://spanish.alibaba.com/p-detail/MOREDAY-1600308328810.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.74061d56dPwV3d&s=p



Descripción general

Detalles rápidos

Lugar del origen:	Zhejiang, China
Número de Modelo:	MDB1Z-63
BCD curva:	C
El nombre de la marca:	MOREDAY o OEM
Nombre del producto:	DC MCB
Grado de protección:	De alta calidad

Marca:	MOREDAY
Tensión nominal:	600V
La certificación:	CE CB TUV
Max actual:	63A
Max tensión:	1000V
Tipo de:	Corriente DC
Corriente nominal:	Para 63A
Tipo:	Mini
Número de polos:	2

Descripción del producto

MOREDAY solar DC MCB MDB1Z-63

Nombre del producto:	DCMiniature disyuntor
Modelo:	MDB1Z-63
Tensión nominal de funcionamiento	600V
Corriente nominal	3A-63A
Capacidad de ruptura	6KA
Los polacos	2P
Estándar	IEC60947-2
Certificado	TUV / CE / CB / CCC/TUV Espana aprobación

Anexo 16. SPD CC

Se tiene a continuación el dispositivo SPD CC seleccionado; además del correspondiente link de compra:

https://www.alibaba.com/product-detail/Dc-Spd-1000vdc-Spd-GEYA-600VDC_1600206117201.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.71ec77ffrlLZbO&s=p

GEYA[®]



Visión general

Detalles Rápidos

Lugar de Origen : Zhejiang, China

Número de modelo : GSPV8-40KA

Voltaje nominal : 275V

Nivel de protección de voltaje : 1.8 2.5 2.8 3 3.2KV

Corriente máxima de descarga : 40KA

Certificaciones : CE

MOQ : 20 piezas

Nombre de la marca : OEM de GEYA

Número de poste : 2

Rango de voltaje : 600V 1000V CC

Frecuencia : 50/60 Hz

Corriente nominal de descarga : 20KA

Estándar : IEC61643-1

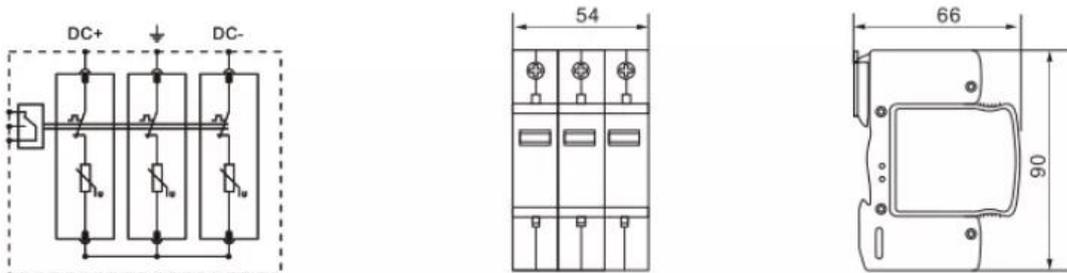
Grado de protección : IP20

Garantía/garantía : 18 meses

Datos técnicos

https://geya.en.alibaba.com/collection_product/surge_protection_device/0.html	GSPV8 600	GSPV8 1000
Clasificación SPD según EN61643-11	Tipo 2	Tipo 2
Clasificación SPD según IEC61643-11	Tipo 2	Tipo 2
máx. tensión continua de funcionamiento continuo U_{cpv}	600V	1000V
Corriente de descarga normal (8/20 us) I_n	20	20
máx. corriente de descarga (8/20 ps) I_{max}	40	40
Nivel de protección de voltaje arriba	(2,6 kV	^3.8kV
máx. fusible de respaldo	125AgL	125AgL
Tiempo de respuesta t_A	25ns	25ns
Rango de temperatura de funcionamiento T_u	-40°C -80°C	-40°C -80°C
Indicación de estado de funcionamiento/fallo	verde rojo	verde rojo
Área de la sección transversal (Mín.)	6 mm ²	6 mm ²
Área de sección transversal (máx.)	35 mm ²	35 mm ²
Para montaje en carril DIN de 35 mm	Carril DIN de 35 mm	
Material de la caja Termoplástico UL94-V0	Termoplástico UL94-V0	
Grado de protección	IP20	

Size



Anexo 17. Interruptor diferencial AC

Con un coste de 115.15\$

Se tiene a continuación el interruptor diferencial AC seleccionado; además del correspondiente link de compra:

<https://www.se.com/ar/es/product/16905/interruptor-de-protecci%C3%B3n-diferencial-acti9-iiid-4p-125a-30ma-clase-ac/>



Especificaciones

Principal	
distancia	Acti 9
nombre del producto	Acti 9 Reflex iC60
tipo de producto o componente	Disyuntor de corriente residual (RCCB)
modelo de dispositivo	RCCB-ID
número de polos	4P
posición de polo de neutro	Izquierda
corriente nominal	125 A
tipo de rojo	CA
sensibilidad a la fuga a tierra	30 mA
retraso tiempo protec. pérdida a tierra	Instantáneo
prot. c. fuga a tier.(tabular)	Tipo AC
capacidad de cierre y corte nominal	Im = 1250 A 400 V conforme a IEC 61008
rated conditional short-circuit current	Inc 10 kA 125 A

Anexo 18. Interruptor termo-magnético AC

Se tiene a continuación el interruptor termo-magnético AC seleccionado; además del correspondiente link de compra:



Descripción general

Detalles rápidos

Lugar del origen:	Zhejiang, China	Marca:	GEYA
Número de Modelo:	GYCM3-125S	Tensión nominal:	AC400V
Número de polos:	3	Product Name:	Moulded Case Circuit Breaker
Rated current:	16A-800A	Pole:	3P & 4P
Rated voltage:	400V/690V	Rated frequency:	50/60 Hz
Standard:	IEC60947-2/GB14048.2	Mechanical Life:	10000 Times
Electrical Life(Time):	2000times	Warranty:	2Years
Más valorados frecuencia:	50Hz	Tipo:	Estuche moldeado
		BCD curva:	BCD

Key performance parameter

Frame(A)	315		630		800	
Model	GYCM3-315H	GYCM3-630S	GYCM3-630H	GYCM3-800S	GYCM3-800H	
Number of poles	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	

					
Rated current(A)	125,140,160,180,200,225,250,315	250,315,350,400,500, 630	250,315,350,400,500,630	630,700,800	630,700,800
Rated voltage Ue (V)	AC400V	AC400V	AC400V	AC400V	AC400V
Rated insulation voltage Ui(V)	800V	800V	800V	1000V	1000V
Short-circuit Interrupting capacity (KA)Icu/1cs	AC400V 100/70	35/22	100/70	50/35	100/70
Operation life (cycle)	ON	1000	1000	1000	500
	OFF	7000	4000	4000	2500

Dimensions (mm) a-b-c-ca 	3P	105-165-68-115	140-257-105-155	140-257-105-155	210-275-105-155	210-275-105-155
	4P	140-165-68-115	185-257-105-155	185-257-105-155	280-275-105-155	280-275-105-155
weight (kg)	3P	1.8	5.7	5.7	9.5	9.5
	4P	2.3	7.5	7.5	12.5	12.5
Electrical-operation device (MD)		•	•	•	•	•
External rotary handle		•	•	•	•	•
Automatic tripping device		Thermo - electromagnetic				

• Accessory available

Anexo 19. SPD AC

Se tiene a continuación el dispositivo SPD AC seleccionado; además del correspondiente link de compra:

https://www.alibaba.com/product-detail/GEYA-SPD-AC-380-220V-Lightning_60711895905.html



Overview

Quick Details

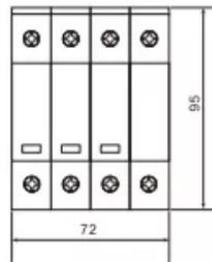
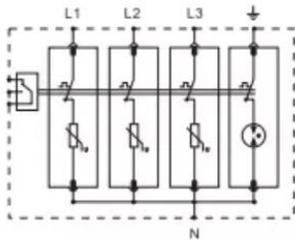
Place of Origin:	Zhejiang, China	Brand Name:	GEYA OEM
Model Number:	GSP8-40KA	Voltage Range:	275/320/385/440V
Voltage protection level:	1.3 1.5 1.8 2.0kV	Frequency:	50/60HZ
Maximum discharge current:	40KA	Nominal discharge current:	20KA
Certifications:	CE	Standard:	IEC61643-1
MOQ:	20PCS	Protection rating:	IP20
		Warranty/guarantee:	18months

Technical Data

SPD classification according to EN61643-11	Type 1+2
SPD classification according to IEC61643-11	Class II

Max. continuous operating a.c. voltage (N-PE)	Uc	255V
Lightning impulse current (10/350p s)	limp	12.5kA
Normal discharge current (8/20 p s)	In	20kA
Max. discharge current (8/20 y s) (L-N)	I _{max}	50kA
Max. discharge current (8/20 p s) (N-PE)	I _{max}	80kA
Voltage protection level	Up	≤1.3kV
Voltage protection level 5kA	Up	≤1.1kV
Max. backup fuse		160A gL
Response time	tA	≤25ns
Operating temperature range	Tu	-40°C-80°C
Operating state/fault indication		green/red
Cross-section area (Min.)		6 mm ²
Cross-section area(Max.)		35mm ²
For mounting on		35mm Din rail
Enclosure material		Thermalplastic UL94-V0
Degree of protection		IP20

Size



Anexo 20. Interruptor Automático AC de interconexión

A continuación se muestra el interruptor automático de interconexión en BT de marca GEYA® modelo GYCM3G con capacidad de corriente de 630 A, con diferentes formas de protección incorporadas especificadas en las características del producto.

<https://spanish.alibaba.com/p-detail/NEW-1600090121812.html?spm=a2700.wholesale.0.0.71e977adR9I3eA>

GEYA® 16A-800A MCCB



Descripción del producto

El disyuntor de carcasa moldeada (en adelante, disyuntor) es aplicable principalmente a la red de distribución con CA 50/60Hz y voltaje de funcionamiento nominal de AC400V. El sistema de alimentación y consumo utilizado para la puesta a tierra directa del punto neutro trifásico de cuatro cables tiene las funciones de sobrecarga, cortocircuito, pérdida de fase, sobretensión, baja tensión, protección, etc., que puede proteger el circuito y el equipo eléctrico de daños, Además de proteger la posible falla de conexión a tierra y el contacto personal indirecto en el circuito. El producto cumple con los estándares IEC60947-2

Descripción general

Detalles rápidos

Lugar del origen:	Zhejiang, China	Marca:	GEYA
Número de Modelo:	GYCM3C	Capacidad de ruptura:	18/25ka
Tensión nominal:	1000V	Calificación actual:	16A-800A
Frecuencia nominal (Hz):	50/60 Hz	Número de polos:	3P & 4P
Rated voltage:	400V/690V	Product Name:	Moulded Case Circuit Breaker
Mechanical Life:	10000 Times	Standard:	IEC60947-2/GB14048.2
Warranty:	2Years	Electrical Life(Time):	2000times

Especificación

Los artículos	Especificación
GYCM3C-315/3N	250A
GYCM3C-400/3N	400A
GYCM3C-630/3N	630A
GYCM3C-250S/3P + N	250A
GYCM3C-630S/3P + N	400A
GYCM3C-630S/3P + N	630A
GYCM3C-800S/3P + N	800
GYCM3C-250H/3P + N	250A
GYCM3C-630H/3P + N	400A
GYCM3C-630H/3P + N	630A
GYCM3C-800H/3P + N	800A

Anexo 21. Seccionador fusible de MT con portafusible

Se tiene a continuación el seccionador fusible de MT con es portafusible seleccionados; además del correspondiente link de compra:

https://www.alibaba.com/product-detail/BAOGUANG-Hot-in-South-America-High_1600260330929.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.2d724bc0Nt0cHf

BAOGUANG®



Visión general

Detalles Rápidos

Lugar de Origen :	Porcelana	Nombre de la marca :	BAOGUANG
Número de modelo :	RW12-15-100A	uso :	Protección de energía
Capacidad de ruptura :	Alto	Normas de seguridad :	CEI
Voltaje nominal :	10-15KV		

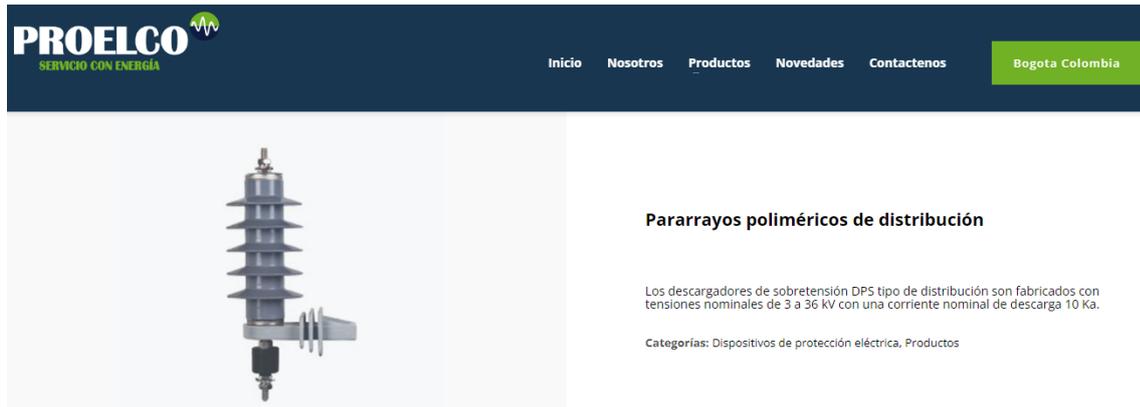
Empaquetado y entrega

Unidades de venta:	Objeto unico
Tamaño de paquete individual:	50X5X36cm

Anexo 22. Pararrayos polimérico de distribución DPS

A continuación se muestra el dispositivo contra sobretensiones y pararrayos DPS seleccionado para las fases de MT que llegan a la planta; junto con el correspondiente link de compra:

<https://proelco.com.co/Catalogo/producto/pararrayos-polimericos-de-distribucion/>



The screenshot shows the Proelco website interface. At the top left is the Proelco logo with the tagline 'SERVICIO CON ENERGÍA'. To the right of the logo are navigation links: 'Inicio', 'Nosotros', 'Productos', 'Novedades', and 'Contactenos'. A green button labeled 'Bogotá Colombia' is positioned on the far right of the navigation bar. Below the navigation bar, on the left, is a product image of a grey polymer distribution surge arrester. To the right of the image, the product title 'Pararrayos poliméricos de distribución' is displayed. Below the title, a short description states: 'Los descargadores de sobretensión DPS tipo de distribución son fabricados con tensiones nominales de 3 a 36 kV con una corriente nominal de descarga 10 Ka.' Below this, the categories are listed as 'Dispositivos de protección eléctrica, Productos'.

DESCRIPCIÓN

Pararrayos poliméricos 12kv, 10ka o descargadores de sobretensión (DPS) incorporan la última tecnología en varistores de óxidos metálicos (ZnO) y el diseño de aisladores en material polimérico.

Anexo 23. Punto de interconexión

A continuación se muestran imágenes satelitales provenientes del geo-portal web de la EERSSA, donde se evidencia la distancia y el poste existente al cual se pretende conectar el proyecto. Además se tienen fotos del lugar tomadas en un viaje a la zona:





Anexo 24. Lote seleccionado para la instalación de planta

A continuación se evidencia el área ocupa la planta dentro del lote seleccionado junto con una foto del del lugar:



Anexo 25. Cuarto de máquinas

Consulta a Roman's Containers:

A continuación se muestra las respuestas dadas a través de Whatsapp por la empresa RC, junto con fotos del exterior e interior de los containers disponibles.



Buenos días, le saludamos de RomansContainer para atender su solicitud de información acerca de contenedores de 40 pies HC.

Tenemos las unidades listas para su despacho en nuestro patio ubicado en Durán-Guayas km 14 1/2 vía durán-yaguachi. Le ofrecemos la opción de que escoja la que mejor le convenga y se la lleve.

Las unidades son usadas en estado operativo, herrajes completos, piso uniforme y totalmente nacionalizadas.

El precio es de \$2800 + IVA por unidad y estamos abiertos a negociación en el caso de mayor volumen o con el transporte hasta el sitio.

10:23 a. m.

20 pies
\$1.800 + IVA

3:47 p. m.



Anexo 26. Relé de protección de máximo y mínimo voltaje y frecuencia

A continuación se muestra el relé de protección SIEMENS SENTRON 5TT3427 de máximo y mínimo voltaje y frecuencia, mismo que desconecta la planta en caso de anomalías con dichas características:

SIEMENS

Show actual product details

Data sheet

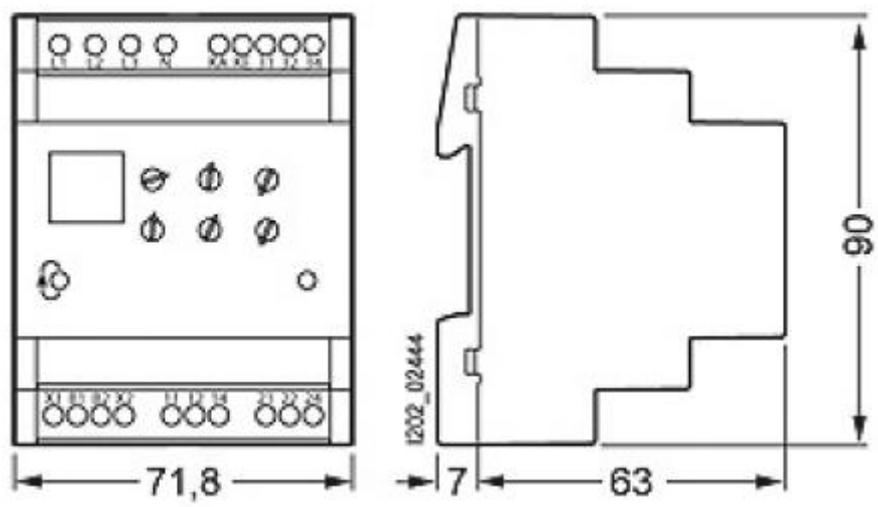
5TT3427

COMB. VOLTAGE-FREQUENCY RELAY FOR MONITORING OF GENERATORS ABOVE 30 KVA



Model		
product brand name		SETRON
General technical data		
Adjustable pickup delay time / Initial value	s	0
Measurable voltage / at AC / Initial value	V	85
Equipment marking / acc. to DIN 40719 extended according to IEC 204-2 / acc. to IEC 750		B
Oversvoltage category		3
Voltage		
Type of voltage / for actuation		AC
Type of voltage / for monitoring		AC
Adjustable voltage range / Full-scale value	V	288
Measurable voltage / at AC / Full-scale value	V	288
Electricity		
Adjustable voltage range / Initial value	V	184
Control current		

Control supply voltage		
• at AC / at 50 Hz / rated value / minimum	V	85
• at AC / at 50 Hz / rated value / maximum	V	288
• at AC / at 60 Hz / rated value / minimum	V	85
• at AC / at 60 Hz / rated value / maximum	V	288
Auxiliary circuit		
Number of CO contacts / for auxiliary contacts		3
Number of NC contacts / for auxiliary contacts		0
Number of NO contacts / for auxiliary contacts		0
Adjustable parameters		
Adjustable pickup delay time / Full-scale value	s	600
Adjustable OFF-delay time		
• Full-scale value	s	0.1
Product function		
Product function		
• Voltage window recognition 1 phase		No
• Voltage window recognition 3 phase		No
• Voltage window recognition DC		No
• Overvoltage detection 1 phase		Yes
• Overvoltage detection 3 phase		Yes
• Overvoltage detection DC		No
• undervoltage detection 1 phase		Yes
• undervoltage detection 3 phases		Yes
• undervoltage detection DC		No
Connections		
Type of electrical connection		
		screw-type terminals
• Plug-in socket		No
Mechanical Design		
Height	mm	90
Width	mm	70
Depth	mm	71
Certificates		
Equipment marking / acc. to DIN EN 61346-2		B



Anexo 27. Links para compra de paneles fotovoltaicos en sus diferentes marcas

1. Jinko Solar

https://www.alibaba.com/product-detail/Jinko-Solar-Panel-Effici-Solar-Panel_1600051823644.html?spm=a2700.galleryofferlist.topad_creative.d_image.55474874YaaP8e

2. Yangtze Solar

https://www.alibaba.com/product-detail/Yangtze-top-1-hot-sale-96cells_1600104401772.html?spm=a2700.wholesale.deiletai6.1.7a5948dfrICV73

3. Solarborn

https://www.alibaba.com/product-detail/Solarborn-Cheapest-photovoltaic-24v-250w-300w_1600156153684.html?spm=a2700.galleryofferlist.topad_creative.d_image.7d9c5b58kNHsoF

4. Atsmo Solar

https://www.alibaba.com/product-detail/Factory-Original-Supply-Tier-1-Brand_60665941172.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.a21e1e4ctn5LY

5. Trina Solar

https://www.alibaba.com/product-detail/High-efficiency-60-cells-monocrystalline-solar_62419723361.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.7d9c5b58kNHsoF

6. Trina / Ja / solar

https://www.alibaba.com/product-detail/Chinese-supplier-Trina-jasolar-canadina-Solar_62418122518.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.1fba2844LoXQS9

Anexo 28. Links para comprar los terrenos y lotes.

1. Lote 6000\$, $150\text{m}^2 = 40\$/\text{m}^2$

https://www.facebook.com/marketplace/item/686366735433608/?ref=browse_tab&referral_code=undefined

2. Lote 30000\$, $1092\text{ m}^2 = 27.47\$/\text{m}^2$

https://www.facebook.com/marketplace/item/1003629263485850/?ref=search&referral_code=undefined

3. Terreno 650000\$, $468600\text{ m}^2 = 1.39\$/\text{m}^2$

https://www.facebook.com/marketplace/item/1285006791839956/?ref=search&referral_code=undefined

Anexo 29. Análisis ABC

Se muestra el análisis ABC de los costes de materiales y equipos, realizado en base a la tabla de costes del proyecto fotovoltaico de 1MW presentado Ochoa Ruiz, (2019).

A	
1291479,19	Paneles
752900,33	Estructuras
354635,65	Cable CC primario
2399015,17	Total A
77,3152607	%
B	
347112,32	Inversor
109179,34	Transformador
41368,98	Cable CC secundario
40895,21	Cable CC terciario
29176,6	Ducto
29067,588	Medición y seccionamiento
24697,26	Pozo tipo D
20982	Caja concentradora
15000	terreno
14419,81	conductor cc para módulos
12569,13	Adecuamiento del terreno
684468,238	Total B
22,0589853	%
C	
6082,28	Sistema de puesta a tierra fv
5625,13	Sistema de puesta a tierra Transf.
1760,31	Ducto para caja concentradora
1741,66	Cable de AC aluminio desnudo
1663,16	Estructura EST 3CD
1218,63	Poste MT
828,65	Conductores AC
496,7	Estructura EST 3CR
19416,52	Total C
0,62575399	%

Anexo 30. Links para compra de estructuras fijas para paneles fotovoltaicos

1. Artsign

https://spanish.alibaba.com/product-detail/solar-pv-panel-ground-mounting-structure-system-wholesale-all-aluminum-1600137244249.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.36c84b66tFn2cK&s=&p

2. UI-Newenergy

https://spanish.alibaba.com/product-detail/steel-structure-solar-panel-pole-stand-mounting-bracket-62072858854.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.3698^363sezJjS&s=p

3. Nacyc-Solar Mounting Structure

https://spanish.alibaba.com/product-detail/aluminum-solar-mounting-bracket-rooftop-pv-mounting-racks-solar-energy-systems-mounting-flexible-62423138475.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_title.3698^363sezJjS

4. Nacyc

https://spanish.alibaba.com/product-detail/solar-power-system-ground-mount-solar-array-adjustable-solar-panel-brackets-62407279976.html?spm=a2700.md_es_ES.deiletai6.3.3fdac11dp9gx2o

5. Soeasy

https://spanish.alibaba.com/product-detail/solar-farm-structure-system-pv-panel-mounting-support-structures-with-ground-screw-62078378616.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.3698^363sezJjS

Anexo 31. Links para comprar de estructuras móviles de 1 eje para paneles fotovoltaicos

1. Solar First

https://spanish.alibaba.com/product-detail/one-axis-solar-tracking-system-60779210250.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.290f1bbeM6hdP1

2. Sun Chaser

https://spanish.alibaba.com/product-detail/sun-100kw-slope-mounting-ground-panel-structure-of-pv-30kw-tracker-20kw-mobile-gear-motor-single-axis-solar-track-system-1600100116548.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.77e74e88FPacea

3. CDS Solar

https://spanish.alibaba.com/product-detail/cds-solar-single-axis-pv-solar-panel-tracker-system-solar-module-mounting-tracking-system-slew-drive-solar-tracker-62073825683.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.77e74e88FPacea

Anexo 32. Accesorios de seguimiento solar

Links para accesorios de seguimiento solar:

1. https://spanish.alibaba.com/product-detail/solar-tracking-system-10kw-high-quality-solar-dual-axi-track-system-wear-resistant-photovoltaic-bearing-1600114025379.html?spm=a2700.md_es_ES.deiletai6.3.1fcc7a0bC7greg
2. https://spanish.alibaba.com/product-detail/favorable-price-photovoltaic-ultrahigh-polymer-plastic-bearing-solar-system-tracking-photovoltaic-bearing-1600110804396.html?spm=a2700.md_es_ES.deiletai6.17.1d6b1405DdarWs

Anexo 33. Inversores analizados

Links de inversores analizados:

1. <https://www.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/12783>
2. https://es.made-in-china.com/co_bangzhao/product_300kw-Full-Power-Output-AC-Grid-Inverter-Low-Frequency-Isolation-Inverter-Big-Capacity-Inverters-for-Lithium-Battery-System_esnygeigy.html
3. https://spanish.alibaba.com/product-detail/120v-240v-dc-to-ac-power-inverter-high-frequency-inverter-50hz-to-60hz-solar-inverter-100kw-60867161657.html?spm=a2700.md_es_ES.deiletai6.12.68ca7407P2BfIL
4. https://www.alibaba.com/product-detail/Bluesun-solar-power-inverters-grid-tie_62443836498.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.56187003RDKZb2
5. https://chinasolarhome.en.alibaba.com/product/60767286214-804286146/Three_phase_40kw_50kw_growatt_inverter_for_on_grid_solar_system.html?spm=a2700.shop_pl.41413.41.3b4568c3IjPfo9
6. https://spanish.alibaba.com/product-detail/high-capacity-power-300kw-three-phase-photovoltaic-inverter-for-hotel-60520566570.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.8042650c30q8MR
7. https://spanish.alibaba.com/product-detail/100kw-grid-connection-power-inverter-100kw-200kw-300kw-500kw-3-phase-hybrid-energy-storage-solar-inverter-62174294866.html?spm=a2700.7724857.normal_offer.d_image.275c36ad016qhx

Anexo 34. Links Conductores CC

Se tiene los links de conductores analizados para CC.

1. Sunkean

https://spanish.alibaba.com/product-detail/australia-4mm-dual-core-solar-dc-cable-pv1-f-with-100-meter-roll-62277540757.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.261842eelujfk8

2. Sunkean 2

https://spanish.alibaba.com/product-detail/4-0mm2-en50618-h1z2z2-k-1500v-black-solar-pv-cable-62275646782.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_title.1e795e4culMnOr

3. OEM

https://spanish.alibaba.com/product-detail/stranded-tinned-copper-conductor-xlpe-sheath-dc-solar-cable-pv1-f-1-4mm2-1600146210495.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.261842eelujfk8

4. Bluesun

https://spanish.alibaba.com/product-detail/bluesun-pv-cable-solar-dc-4mm2-cable-100m-roll-price-for-system-solar-connector-62454046249.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.4d906313HmcZhU&s=p

5. Kuka

https://spanish.alibaba.com/product-detail/en-50618-standard-photovoltaic-solar-cable-4mm2-16mm2-cable-1600270619550.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_image.65^a26e28AEBfWj&s=p

Anexo 35. Rubros económicos

A partir de los salarios dados por el Ministerio del trabajo del Ecuador (Ministerio del trabajo, 2022) y a los precios analizados en internet se tienen 10 rubros de la planta solar desde sus inicios hasta su puesta en marcha:

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV-1 (m²)						
Detalle: Adecantamiento del terreno						
						Hoja 1 de 25
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Tractor D7	1	45.00	45.00	0.005	0.225
2	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)					0.0031
	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)					0.0031
Subtotal 1						0.2312
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Operador de Tractor	1	3.08	3.08	0.005	0.0154
Subtotal 2						0.0154
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo	

Subtotal 3					
Trasporte					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo
Subtotal 4					
Total costos directos (1+2+3+4)					0.2466
Utilidades					0.00
Indirectos					5%
Costo total del Rubro					0.259
Precio unitario adoptado					0.259

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV-2 (m)						
Detalle: Colocación de mallas de puesta a tierra y canalización subterráneas para el cableado						
						Hoja 2 de 25
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Retroexcavadora	1	25.00	25.00	0.05	1.25
2	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)	1				0.0031
3	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)	1				0.0031
Subtotal 1						1.2526
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo/m
1	Operador de Retroexcavadora	1	3.08	3.08	0.05	0.154

2	Maestro/eléctrico/liniero /subestación	1	3.09	3.09	0.05	0.155
3	Ayudante de electricista	1	2.76	2.76	0.05	0.138
4	Peón	1	2.76	2.76	0.05	0.138
Subtotal 2						0.585
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit	Costo/m	
1	Cable de cobre desnudo # 2 AWG	m	SF: 1112.56 SS: 1373.8	3.92	4361.23 5385.296	
2	Electrodos de acero cobreado de 14mm de diámetro y 1.5 m	U	5	22.38	111.91	
3	Soldadura en X	U	112	6.63	742.56	
4	Soldadura en T	U	70	6.63	464.1	
5	Soldadura en paralelo	U	28	6.63	185.64	
6	Soldadura pica cable	U	5	6.63	33.15	
7	Caja de revisión de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro	U	1	103.51	103.51	
8	Tubos PVC 1''	m	325	0.48	156	
9	Tubo PVC 2.5''	m	185	1.65	305.25	
10	Tubo PVC 4''	m	20	3.3	66.00	
Subtotal 3						SF: 6529.31/ 1112.56 =5.8687 SS: 7553.376 /1373.8 =5.498
Trasporte						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo	
1						
Subtotal 4						
Total costos directos (1+2+3+4)					SF: 7.706	
					SS: 7.336	
Utilidades						
Indirectos					5%	
Costo total del Rubro					SF: 8.09	
					SS: 7.7	

	Precio unitario adoptado	SF: 8.09
		SS: 7.7

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV-3 (W)						
Detalle: Colocación de estructuras se soporte para los paneles						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Talado de suelo	1	20	2.5	0.001	0.0025
2	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)	1				0.00014258
3	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)	1				0.00014258
Subtotal 1						0.001115
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Ingeniero electromecánico	1	3.09	3.09	0.001	0.00309
2	Ayudante de ingeniero	1	2.76	2.76	0.001	0.00276
3	Peón	1	2.76	2.76	0.001	0.00276
4	Supervisor eléctrico general	1	3.09	3.09	0.001	0.00309
Subtotal 2						0.0117
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit. Fijo / seguidor	Costo: fijo / seguidor	
1	Estructuras de soporte de los paneles Sistema fijo: Nancy Sistema con seguidor : CDS Solar	W	300000	SF: 0.04 SS: 0.08	SF: 0.04 SS: 0.08	

Subtotal 3					0.04 0.08
Trasporte					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantida d	Tarifa	Costo
1					
Subtotal 4					
Total costos directos (1+2+3+4)					0.0517 0.0917
Utilidades					
Indirectos					5%
Costo total del Rubro					0.05428 0.09629
Precio unitario adoptado					0.05428 0.09629

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV- 4 (W)						
Detalle: Instalación de módulos fotovoltaicos						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimien to	Costo
1	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)	1				0.000 195
2	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)	1				0.000 195
Subtotal 1						0.000 39
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimie nto	Costo
1	Ingeniero eléctrico/electromecánico	1	3.09	3.09	0.00033	0.001 03
2	Ayudante de electricista	2	2.76	5.52	0.00033	0.001 84

3	Supervisor eléctrico general	1	3.09	3.09	0.00033	0.00103
Subtotal 2						0.0039
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo	
1	Paneles solares monocristalinos Yangtze Solar de 500 W	W	300000	0.18	0.18	
Subtotal 3						0.18
Trasporte						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo	
1						
Subtotal 4						
Total costos directos (1+2+3+4)					0.18429	
Utilidades						
Indirectos					5%	
Costo total del Rubro					0.1935	
Precio unitario adoptado					0.1935	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV- 5 (U)						
Detalle: Instalación de cajas concentradoras y de protección. Colocación de protecciones correspondientes.						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)	1				1.755
2	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)	1				1.755
Subtotal 1						3.51
Mano de Obra						

Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Ingeniero eléctrico/electromecánico	1	3.09	3.09	3	9.27
2	Ayudante de electricista	1	2.76	2.76	3	8.28
3	Supervisor eléctrico general	1	3.09	3.09	3	9.27
	Albañil	1	2.76	2.76	3	8.28
Subtotal 2						35.10
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo	
1	Cajas de protección de 40x70x25 cm	U	26	50	1300.0	
2	Estructura de soporte para caja de protección	U	26	12.00	312.0	
3	Riel Din	U	26	2.00	52.0	
4	Porta fusibles CC con fusible de 1000 V y 15 A	U	100	1.30	130.0	
5	Descargador DSP CC 697V	U	50	7.43	371.5	
6	Disyuntor termomagnético CC de 15 A	U	50	3.13	156.5	
7	Cajas de protección de 70x140x25 cm	U	1	250.0	250.0	
8	Disyuntor termomagnético AC de 125 A, 400V, trifásico 4p	U	5	11.0	55.0	
9	Disyuntor termomagnético AC de 630 A, 400V, trifásico 4p	U	1	190.0	190.0	
10	Interruptor diferencial AC trifásico 4p, 30 mA	U	5	49.40	247.0	
11	Descargador DSP AC 415V	U	5	14.88	74.4	
12	Interruptor automático de interconexión AC de 630 A y 690 V _{nom}	U	1	209.97	209.97	
Subtotal 3						3348.3 7/27=1 24.01
Trasporte						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo	
1						
Subtotal 4						
Total costos directos (1+2+3+4)					162.62	
Utilidades						

	Indirectos	
	Costo total del Rubro	170.75
	Precio unitario adoptado	170.75

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV- 6 (m)						
Detalle: Instalación del cableado CC y CA en BT.						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)	1				0.029
2	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)	1				0.029
Subtotal 1						0.0585
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Ingeniero eléctrico/electromecánico	1	3.09	3.09	0.05	0.1545
2	Ayudante electricista	2	2.76	5.52	0.05	0.276
3	Supervisor eléctrico general	1	3.09	3.09	0.05	0.1545
Subtotal 2						0.585
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo	
1	Conductor PV Cu. 12 AWG (½ Rojo y ½ Negro)	m	SF: 870 SS: 1384	1.10	SF: 957 SS: 1522.4	
2	Conductor Al. 1/0-1/0-1/0-2 AWG	m	SF: 132 SS: 168	21.65	SF: 2857.8 SS: 3637.2	
3	Conductor Cu. 1000 AWG	m	SF: 56 SS: 68	68.0	SF: 3808	

					SS: 4624
Subtotal 3					SF: 7622.8/ 1058 = 7.2049 SS: 9783.6/ 1620 = 6.0393
Trasporte					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo
1					
Subtotal 4					
		Total costos directos (1+2+3+4)			0.6435 7.848 6.683
		Utilidades			
		Indirectos			5%
		Costo total del Rubro			8.24 7.017
		Precio unitario adoptado			SF: 8.24 SS: 7.017

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV- 7 (U)						
Detalle: Instalación del transformador de potencia y cuarto de máquinas						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Grúa	1	40	40	1	40
2	Seguridad Industrial (5% Mano de obra)	1				10.59
3	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)	1				10.59

Subtotal 1						61.18
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Ingeniero eléctrico/ electromecánico	1	3.09	3.09	16	49.44
2	Ayudante de ingeniero	1	2.76	2.76	16	44.16
3	Albañil	1	2.76	2.76	8	22.08
4	Ayudante albañil	1	2.76	2.76	8	22.08
5	Operador de grúa	1	3.08	3.08	8	24.64
6	Supervisor eléctrico general	1	3.09	3.09	16	49.44
Subtotal 2						211.84
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo	
1	Transformador de 300 kVA 380/13800 V	U	1	8000	8000	
2	Contenedor de 22 pies	U	1	1800	1800	
3	Material para concreto	m ³	2	60	60	
Subtotal 3						9860
Trasporte						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo	
1						
Subtotal 4						
Total costos directos (1+2+3+4)					10132.9	
Utilidades						
Indirectos					5%	
Costo total del Rubro					10639.59	
Precio unitario adoptado					10639.59	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA	
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS	
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.	
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador	
Rubro: PFV- 8 (U)	

Detalle: Colocación de postes P1 y P2 con estructuras, tensores y tendido eléctrico						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Grúa	1	40	40	8	320
2	Retroexcavadora	1	25	25	8	200
2	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)	1				26.5
3	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)	1				26.5
Subtotal 1						573.01
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Ingeniero eléctrico	1	3.09	3.09	40	123.6
2	Maestro eléctrico/liniero/subestación	1	3.08	3.08	40	123.2
3	Ayudante electricista	1	2.76	2.76	40	110.4
4	Operador de grúa	1	3.08	3.08	8	24.64
5	Operador de retroexcavadora	1	3.08	3.08	8	24.64
6	Supervisor eléctrico general	1	3.09	3.09	40	123.6
Subtotal 2						530.08
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo	
1	Poste de hormigón circular de 11 m - 500 kg	U	2	291.37	582.74	
2	Tensor TTD	U	1	34.10	34.10	
3	Tensor TV	U	1	51.10	51.10	
4	Estructura para poste tipo "R"	U	1	23.10	23.10	
5	Estructura para poste tipo "ARR"	U	1	26.60	26.60	
6	Conductor Al. ACSR 4 AWG desnudo	m	572	0.65	371.80	
Subtotal 3						1089.44
Trasporte						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo	

1					
Subtotal 4					
				Total costos directos (1+2+3+4)	2192.53
				Utilidades	
				Indirectos	5%
				Costo total del Rubro	2302.16
				Precio unitario adoptado	2302.16

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV- 9 (U)						
Detalle: Instalación de protecciones en MT, sistemas de medición y protección para interconexión.						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)	1				24.04
2	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)	1				24.04
Subtotal 1						48.08
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Ingeniero eléctrico	1	3.09	3.09	40	123.6
2	Maestro eléctrico/ liniero/ subestación	1	3.08	3.08	40	123.2
3	Ayudante electricista	1	2.76	2.76	40	110.4
4	Supervisor eléctrico general	1	3.09	3.09	40	123.6
Subtotal 2						480.8

Materiales					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo
1	Seccionador fusible de 15 kV con tirafusible de 16 A	U	3	85.00	255.00
2	Pararrayos DPS 13800 V	U	3	18.66	55.98
3	Trafomix 15/5 MT	U	1	1665.00	1665.00
4	Medidor trifásico Siemens Sentron PAC3200	U	1	711.29	711.29
5	Relé de protección diferencial AC Siemens SIPROTEC 7SD	U	1	1255.25	1255.25
6	Puesta a tierra del poste de 11 m	U	1	40.5	40.5
Subtotal 3					3983.02
Trasporte					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo
1					
Subtotal 4					
Total costos directos (1+2+3+4)					4511.9
Utilidades					
Indirectos					5%
Costo total del Rubro					4737.5
Precio unitario adoptado					4737.5

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV- 10 (U)						
Detalle: Verificación y puesta en marcha						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)					0.618
2	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)					0.618
Subtotal 1						1.24
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo

1	Ingeniero eléctrico	1	3.09	3.09	2	6.18
2	Supervisor eléctrico general	1	3.09	3.09	2	6.18
Subtotal 2						12.36
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo	
1	Permisos	U	1	5000	5000	
Subtotal 3						5000
Trasporte						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo	
1						
Subtotal 4						
Total costos directos (1+2+3+4)					5013.6	
Utilidades						
Indirectos					5%	
Costo total del Rubro					5264.28	
Precio unitario adoptado					5264.28	

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV- 11 (m²)						
Detalle: Adquisición de terreno						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
Subtotal 1						
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo
Subtotal 2						
Materiales						
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo	
1	Terreno	m ²	SF: 4071	1.39	1.39	

			SS: 6630		
Subtotal 3					
Trasporte					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo
Subtotal 4					
Total costos directos (1+2+3+4)					1.39
Utilidades					
Indirectos					5%
Costo total del Rubro					1.4595
Precio unitario adoptado					1.4595

UNIVERSIDAD NACIONAL DE LOJA						
ANÁLISIS DE PRESIOS UNITARIOS						
Proyecto: Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica; ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.						
Ubicación: Zapotillo – Loja – Ecuador						
Rubro: PFV- 12 (U)						
Detalle: Importación y transporte						
Equipo						
Ítem	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Camión remolcador	1	350	43.75	8	350
1	Grúa	1	40	5	8	40
1	Seguridad Industrial (5 % Mano de obra)					4.1
2	Herramientas manuales (5 % Mano de obra)					4.1
Subtotal 1						398.2
Mano de Obra						
Ítem	Descripción	Cantidad	Jornal/Hora	Costo Hora	Rendimiento	Costo
1	Conductor Camión	1	4.08	4.08	8	32.64
2	Operador de grúa	1	3.08	3.08	8	24.64
3	Ingeniero electromecánico	1	3.09	3.09	8	24.72
Subtotal 2						82.0
Materiales						

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	P. Unit.	Costo
Subtotal 3					
Trasporte					
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo
1	Importación de container con planta solar traída desde China	1	1	10000	10000
Subtotal 4					10000
Total costos directos (1+2+3+4)					10480.2
Utilidades					
Indirectos					5%
Costo total del Rubro					11004.21
Precio unitario adoptado					11004.21

Anexo 36. Compuo de caída de tensión

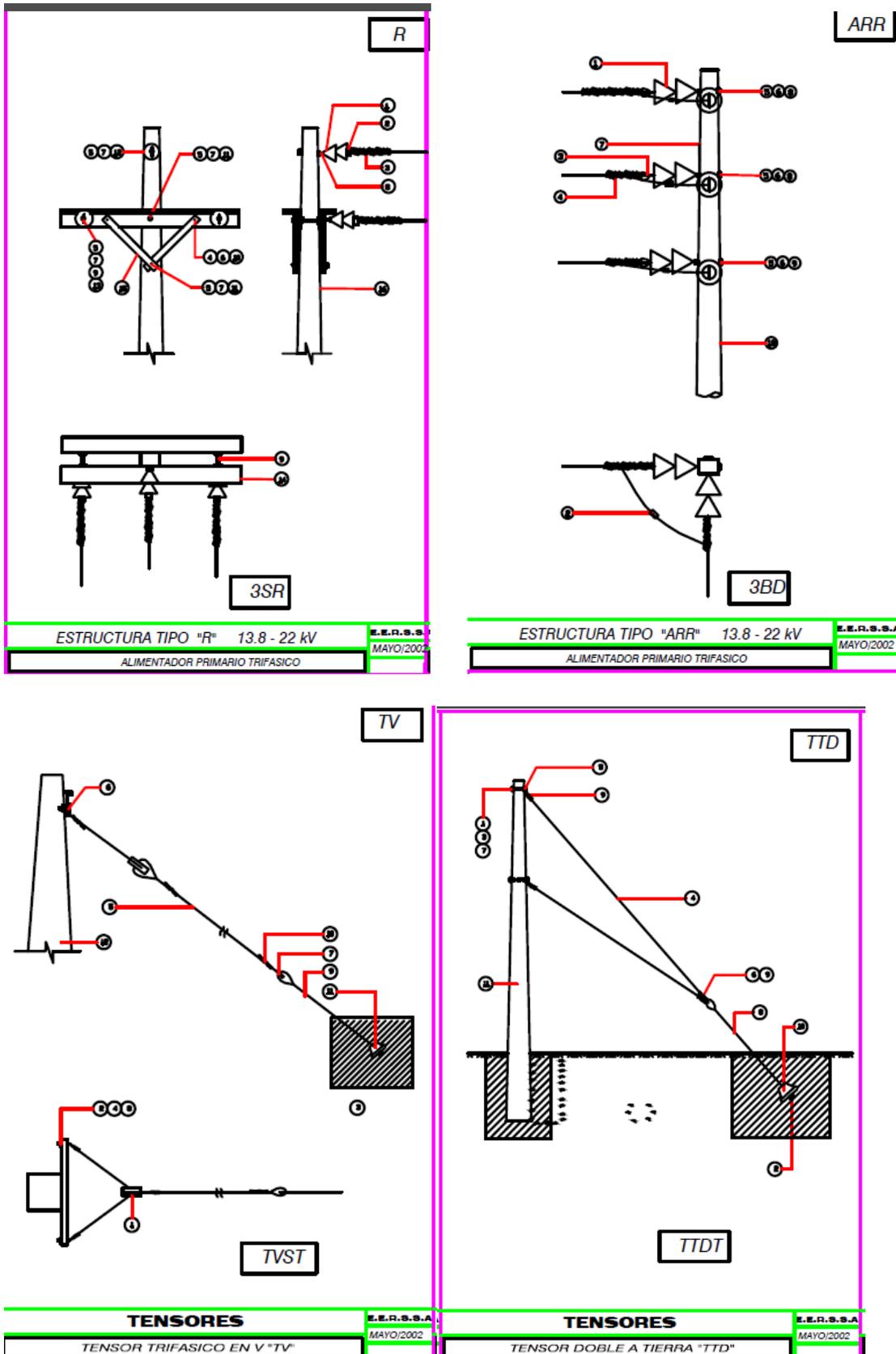


FORMATO DE COMPUTO DE CAÍDA DE TENSIÓN ALIMENTADORES PRIMARIOS

ALIMENTADOR PRIMARIO		PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN COMPUTO DE CAÍDA DE VOLTAJE REDES PRIMARIAS			ANEXO: 35 HOJA: 215			
PROVINCIA: Loja	CANTÓN: Zapotillo	PARROQUIA: Zapotillo	BARRIO: Entre Zapotillo y La Ceiba	FECHA: 02/09/2022				
LONGITUD TOTAL: 0.15 KM	NÚMERO DE CLIENTES: 1	PROYECTISTA: Lucas Falco		RESPONSABLE: Lucas Falco				
VOLTAJE NOMINAL: 13.8 kV	No SECCIÓN SICAP:	REVISOR: Thuesman Montaña		REVISOR: Thuesman Montaña				
NÚMERO DE FASES: 3F4C	DV DE ARRANQUE:							
ESQUEMA:								
TRAMOS	LONGITUD (KM)	CARGA (KVA)	No FASE/ No COND.	CALIBRE AWG	FDV KVAXKM	MP. KVAXKM	DV% PARCIAL	DV% ACUMULADO
A	B	C	D	E	F	G=BxC	H=G/F	I
0-1	0.025	300	3F4C	4 (4)	1292	7.5	0.0058	0.0058
1-2	0.125	300	3F4C	4 (4)	1292	37.5	0.029	0.0348
NOTAS:						DV MAXIMO: 0.0348 (%)		
Para calcular la caída de voltaje se utilizó el manual de normas técnicas para el diseño de redes eléctricas urbanas y rurales, establecido por la EERSSA en 2012.								

Anexo 37. Estructuras empleadas en postes de MT

A continuación se tienen las estructuras proyectadas en los postes P1 y P2.



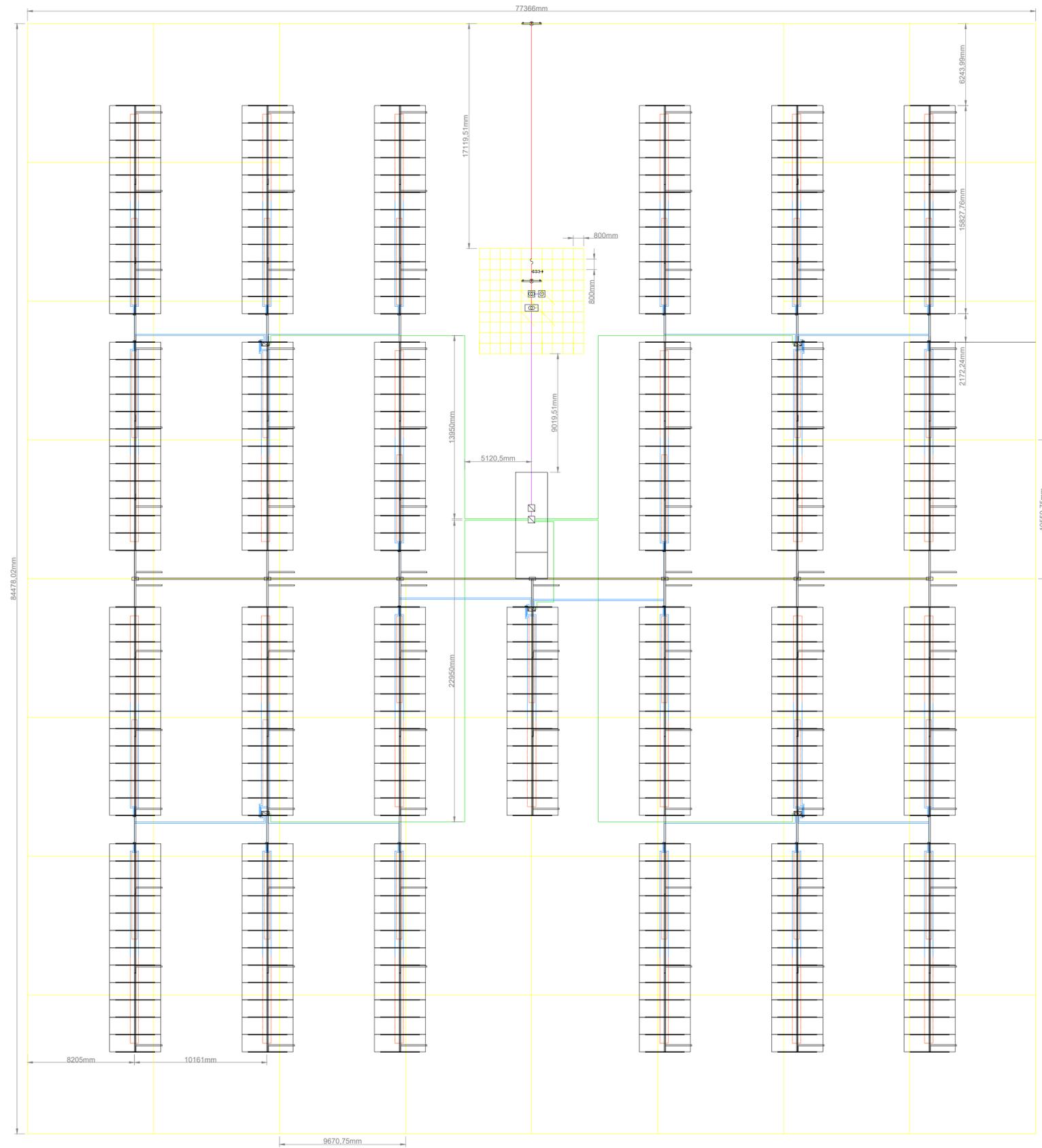
Anexo 38. Planos de la instalación

Planta con seguidor solar

- 00 Plano general de la instalación
- 01 Plano de malla de puesta a tierra
- 02 Plano de estructuras, paneles y equipos
- 03 Plano unifilar de líneas eléctricas

Planta con paneles fijos

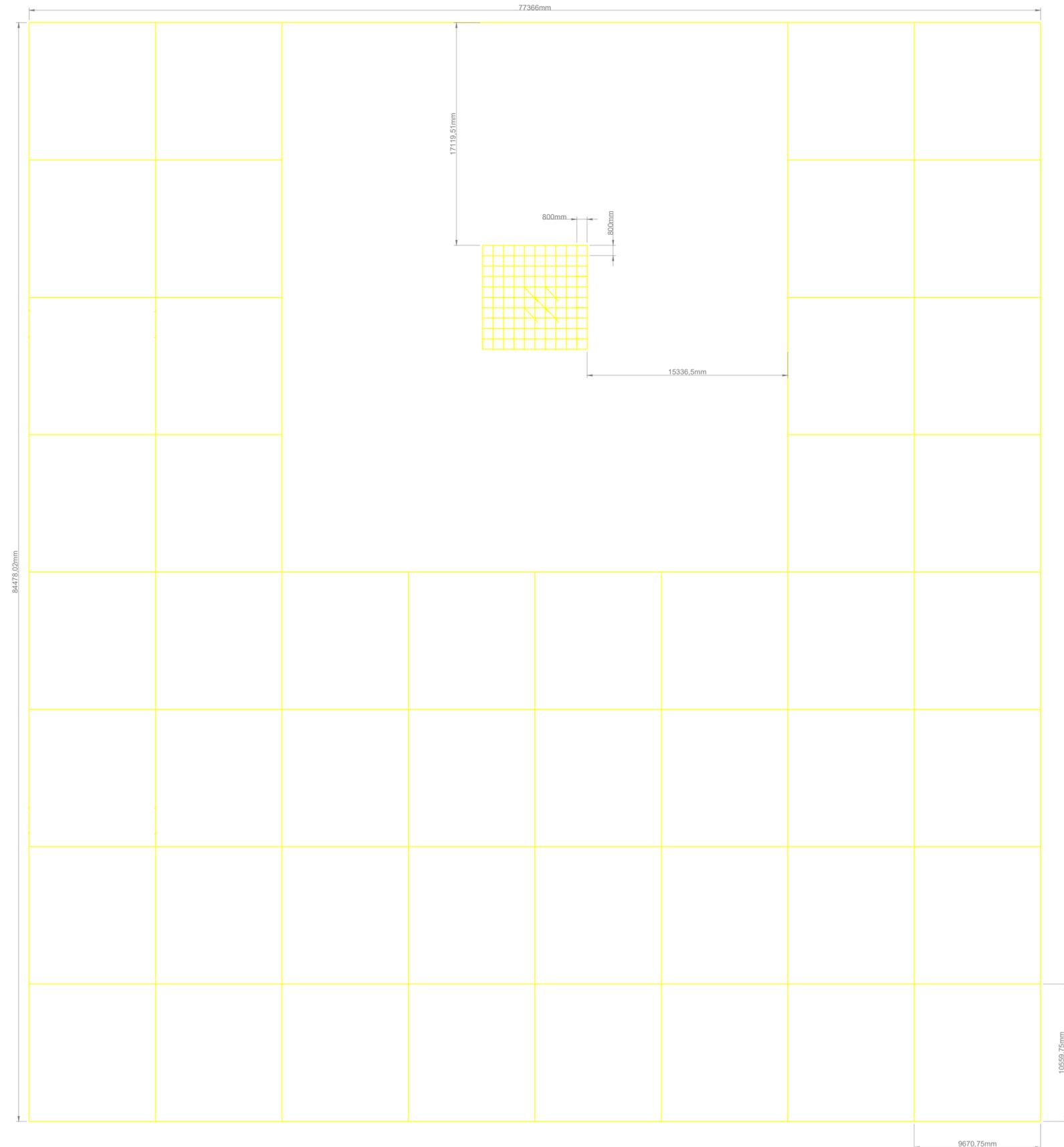
- 10 Plano general de la instalación
- 11 Plano de malla de puesta a tierra
- 12 Plano de estructuras, paneles y equipos
- 13 Plano unifilar de líneas eléctricas



SIMBOLOGÍA

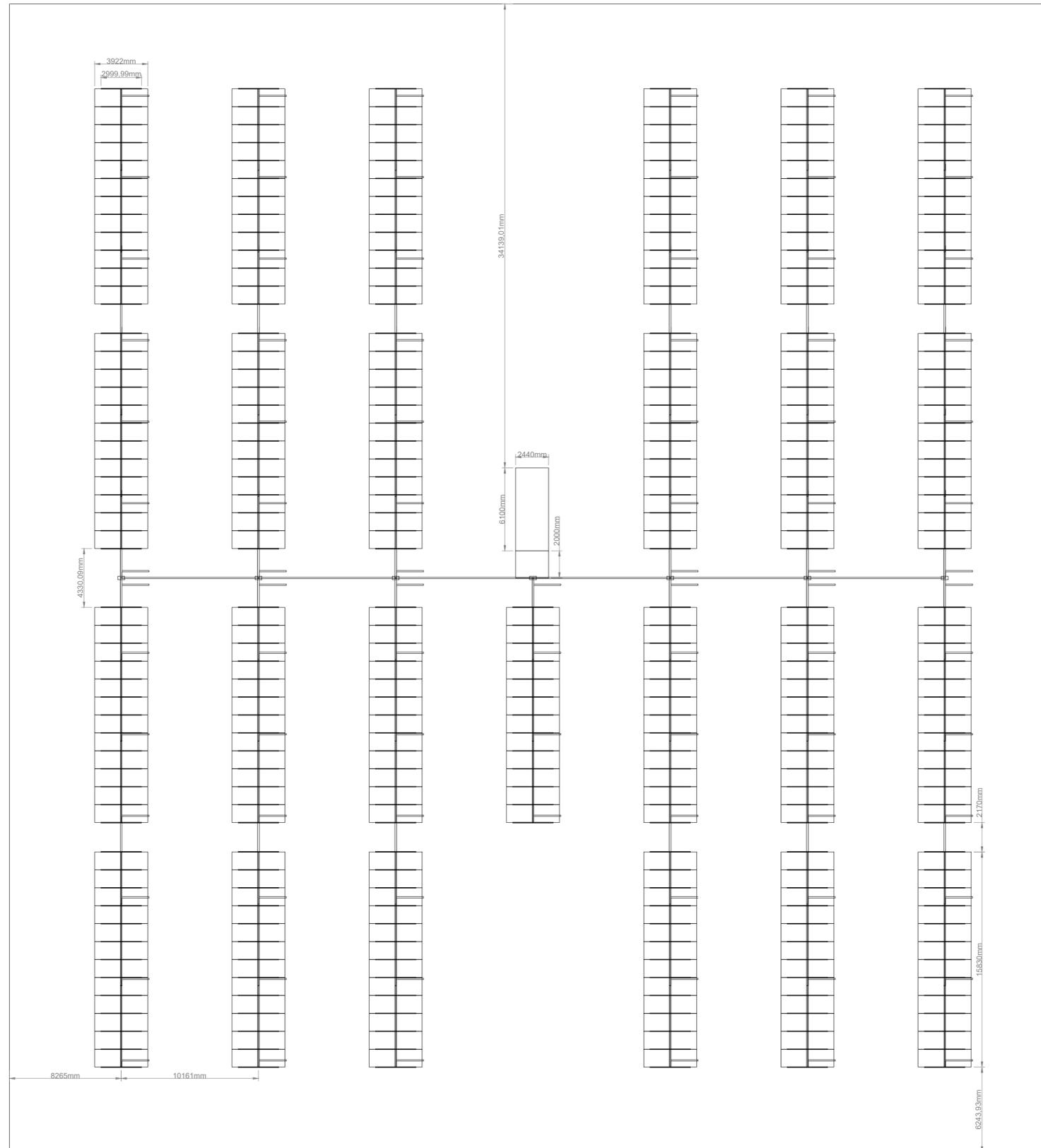
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	MEDIDOR BIDIRECCIONAL	1
	TRANSFORMADOR BT-MT	1
	TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN MIXTO	1
	INVERSOR	5
	FUSIBLE DE MT	3
	DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES EN MT	3
	CAJA DE PROTECCIONES EN CC	25
	POSTE PARA MT	2
	CABLEADO PROPIO DE LOS PANELES	
	CONDUCTOR 12 AWG CC	1384 m
	CONDUCTOR CUADRUPLIX 1/0-1/0-1/0-2 AWG CA	168 m
	CONDUCTOR AWG 4 CA MT	572 m
	CONDUCTOR AWG 1000 CA	68 m
	CONEXIÓN PUESTA A TIERRA	28
	CAJA DE PROTECCIONES EN CA	1
	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO AWG 2/0	1373.8 m
	SUELDA CABLE - CABLE TIPO CRUZ	112
	SUELDA CABLE - CABLE TIPO T	70
	VARILLA DE COBRE DE 1.5M	5
	SUELDA PICA - CABLE	5
	SUELDA PARALELO	28
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	PANEL FOTOVOLTAICO 500 W	600
	ESTRUCTURA DE SOPOR DE UN EJE PARA PANELES FV	25 DE 24 PFV
	POSTES DE LA ESTRUCTURA	88
	CUARTO DE MÁQUINAS	1
	TRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE SEGUIDOR SOLAR	7

Fecha:	Nombre:	PLANTA FOTOVOLTAICA DE 300kW CON SEGUIDOR DE UN EJE
Dibujó:	Lucas F.	
Comprovó:		
Revisó:	Thuesman M.	
UNL	INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA	
	Escala	1:250
	Plano No.	0.0



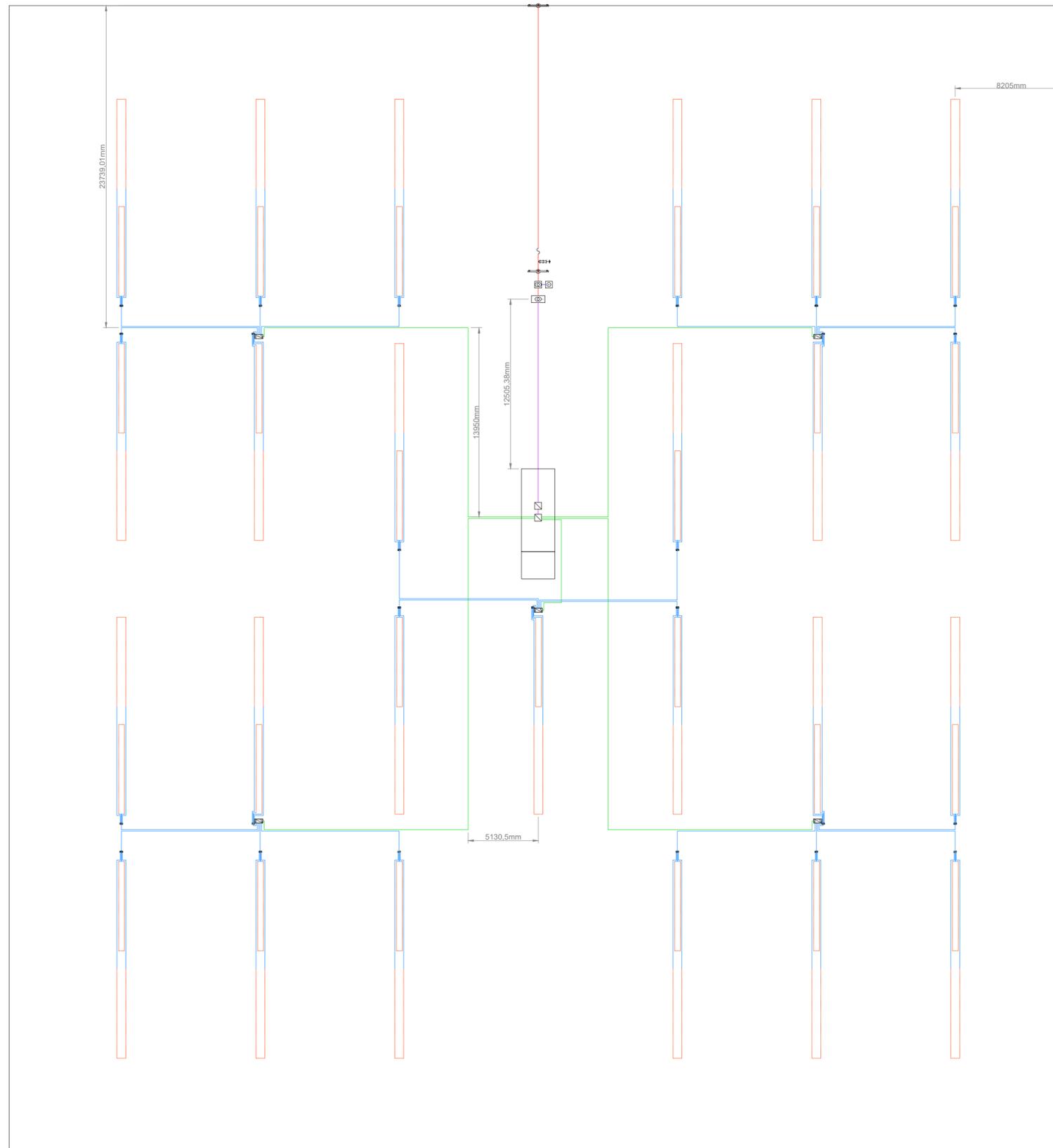
SIMBOLOGÍA		
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO AWG 2/0	1373.8 m
	SUELDA CABLE - CABLE TIPO CRUZ	112
	SUELDA CABLE - CABLE TIPO T	70
	VARILLA DE COBRE DE 1.5M	5
	SUELDA PICA - CABLE	5
	SUELDA PARALELO	28

	Fecha:	Nombre:		MALLA DE PUESTA A TIERRA DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 300kW CON SEGUIDOR DE UN EJE
Dibujó:	26/08/2022	Lucas F.		
Comprovó:				
Revisó:		Thuesman M.		
UNL	INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA			
	Escala			1:250
	Plano No.			0.1



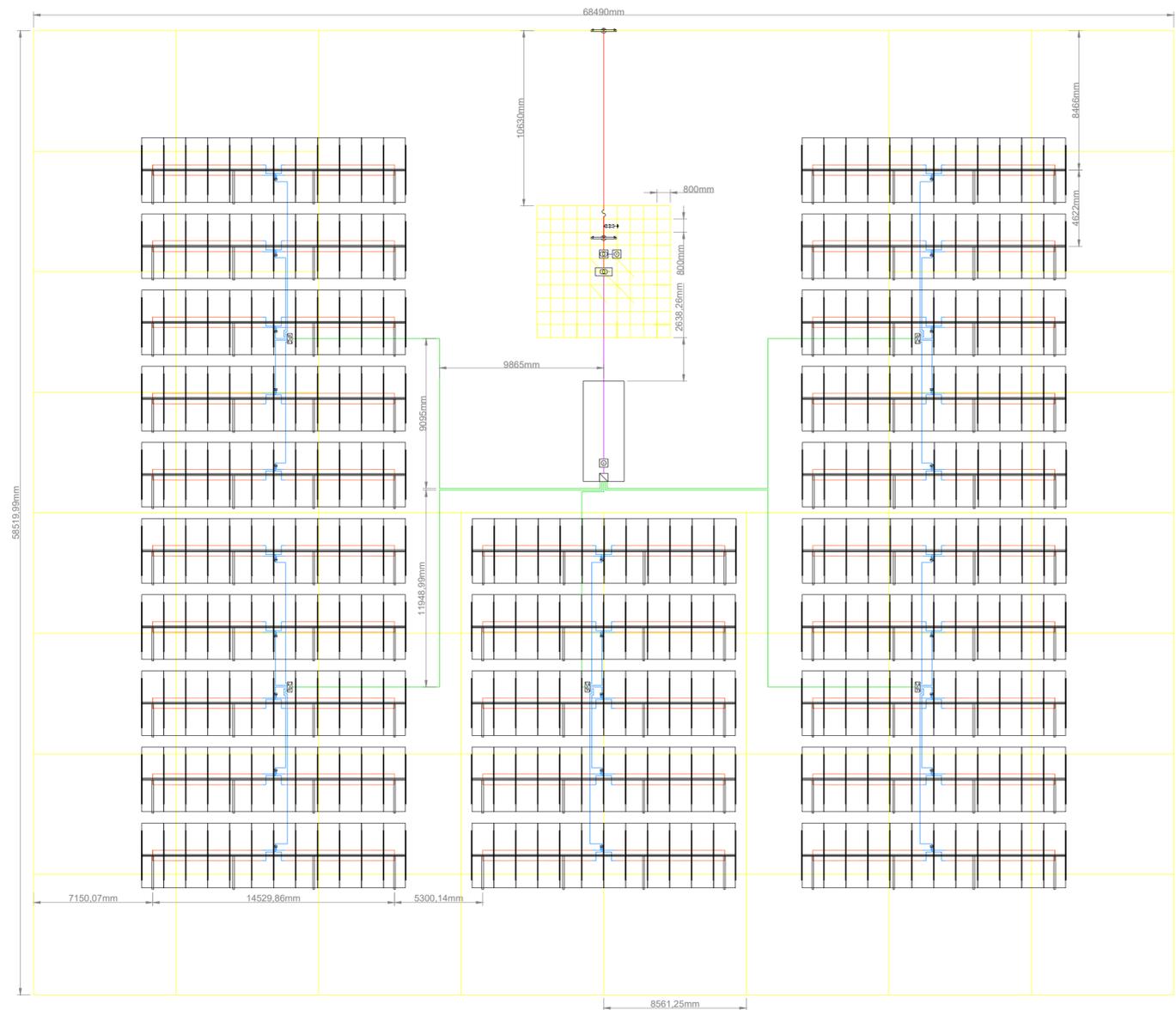
SIMBOLOGÍA		
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	PANEL FOTOVOLTAICO 500 W	600
	ESTRUCTURA DE SOPOR DE UN EJE PARA PANELES FV	25 DE 24 PFV
	POSTES DE LA ESTRUCTURA	88
	CUARTO DE MÁQUINAS	1
	TRANSMISIÓN DEL SISTEMA DE SEGUIDOR SOLAR	7

	Fecha:	Nombre:	ESTRUCTURA DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 300kW CON SEGUIDOR DE UN EJE
Dibujó:	26/08/2022	Lucas F.	
Comprovó:			
Revisó:		Thuesman M.	
UNL	INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA		
	Escala	1:250	
	Plano No.	0.2	



SIMBOLOGÍA		
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	MEDIDOR BIDIRECCIONAL	1
	TRANSFORMADOR BT-MT	1
	TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN MIXTO	1
	INVERSOR	5
	FUSIBLE DE MT	3
	DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES EN MT	3
	CAJA DE PROTECCIONES EN CC	25
	POSTE PARA MT	2
	CABLEADO PROPIO DE LOS PANELES	
	CONDUCTOR 12 AWG CC	1384 m
	CONDUCTOR CUADRUPLIX 1/0-1/0-1/0-2 AWG CA	168 m
	CONDUCTOR AWG 4 CA MT	572 m
	CONDUCTOR AWG 1000 CA	68 m
	CONEXIÓN PUESTA A TIERRA	28
	CAJA DE PROTECCIONES EN CA	1

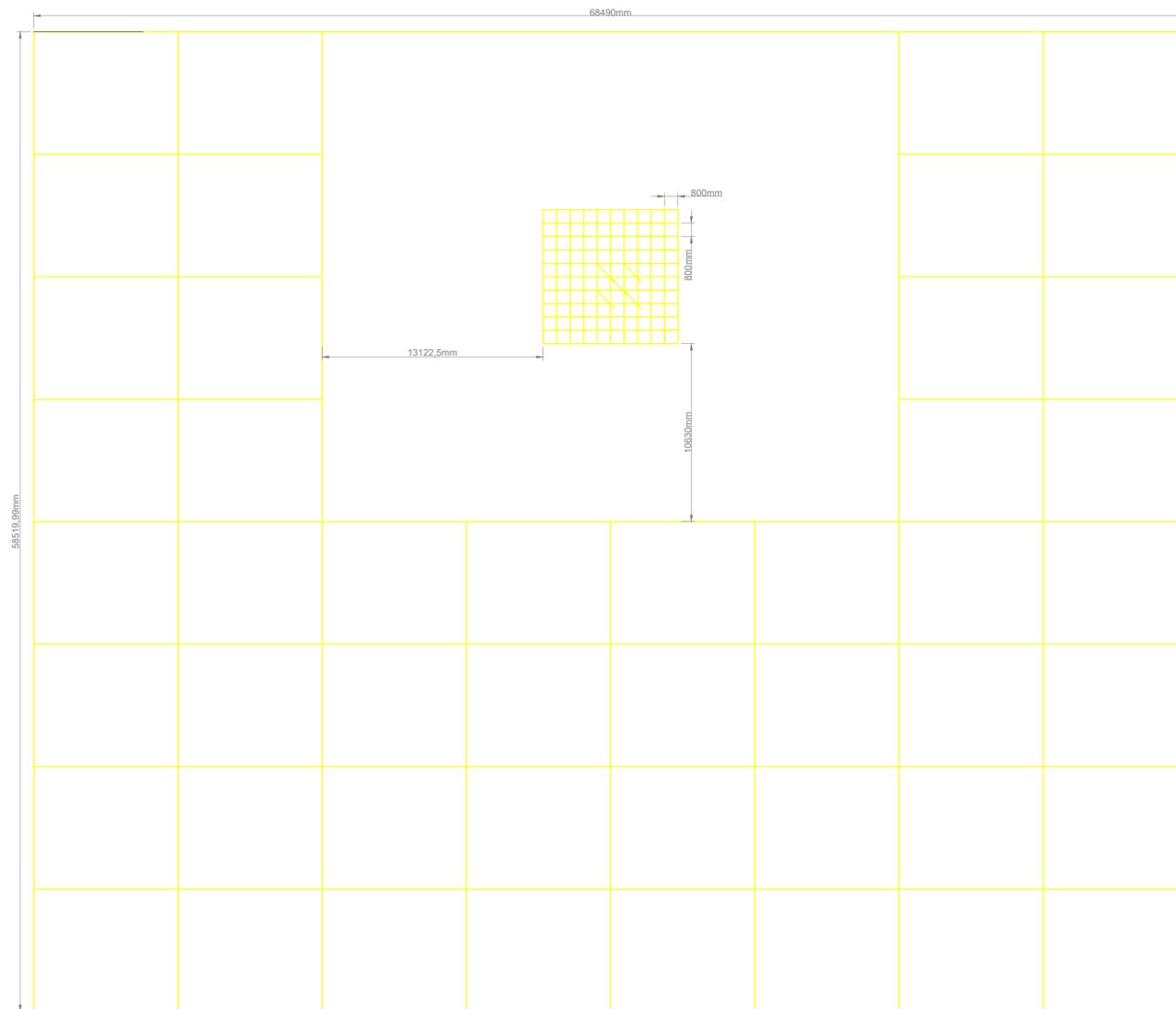
	Fecha:	Nombre:	SISTEMA DE CABLEADO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 300kW CON SEGUIDOR DE UN EJE
Dibujó:	26/08/2022	Lucas F.	
Comprovó:			
Revisó:		Thuesman M.	
UNL	INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA		
	Escala	1:250	
	Plano No.	0.3	



SIMBOLOGÍA

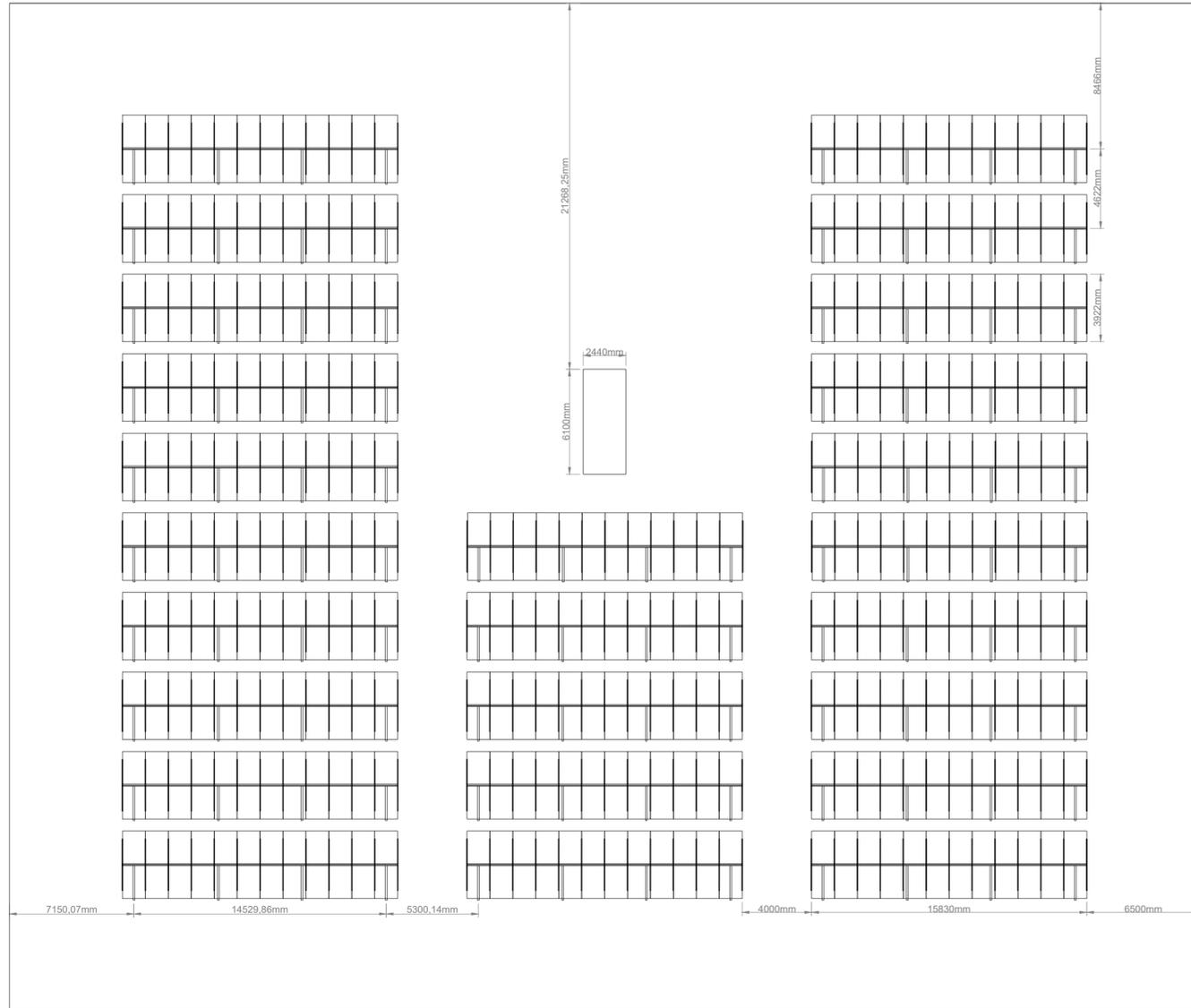
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	MEDIDOR BIDIRECCIONAL	1
	TRANSFORMADOR BT-MT	1
	TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN MIXTO	1
	INVERSOR	5
	FUSIBLE DE MT	3
	DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES EN MT	3
	CAJA DE PROTECCIONES EN CC	25
	POSTE PARA MT	2
	CABLEADO PROPIO DE LOS PANELES	
	CONDUCTOR 12 AWG CC	870 m
	CONDUCTOR CUADRUPLIX 1/0-1/0-1/0-2 AWG CA	132 m
	CONDUCTOR AWG 4 CA MT	572 m
	CONDUCTOR AWG 1000 CA	56 m
	CONEXIÓN PUESTA A TIERRA	28
	CAJA DE PROTECCIONES EN CA	1
	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO AWG 2/0	1112.56 m
	SUELDA CABLE - CABLE TIPO CRUZ	112
	SUELDA CABLE - CABLE TIPO T	70
	VARILLA DE COBRE DE 1.5M	5
	SUELDA PICA - CABLE	5
	SUELDA PARALELO	28
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	PANEL FOTOVOLTAICO 500 W	600
	ESTRUCTURA DE SOPOR DE UN EJE PARA PANELES FV	25 DE 24 PFV
	POSTES DE LA ESTRUCTURA	100
	CUARTO DE MÁQUINAS	1

	Fecha:	Nombre:	PLANTA FOTOVOLTAICA DE 300kW CON PANELES FIJOS
Dibujó:	26/08/2022	Lucas F.	
Comprovó:			
Revisó:		Thuesman M.	
UNL	INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA		
	Escala	1:250	
	Plano No.	1.0	



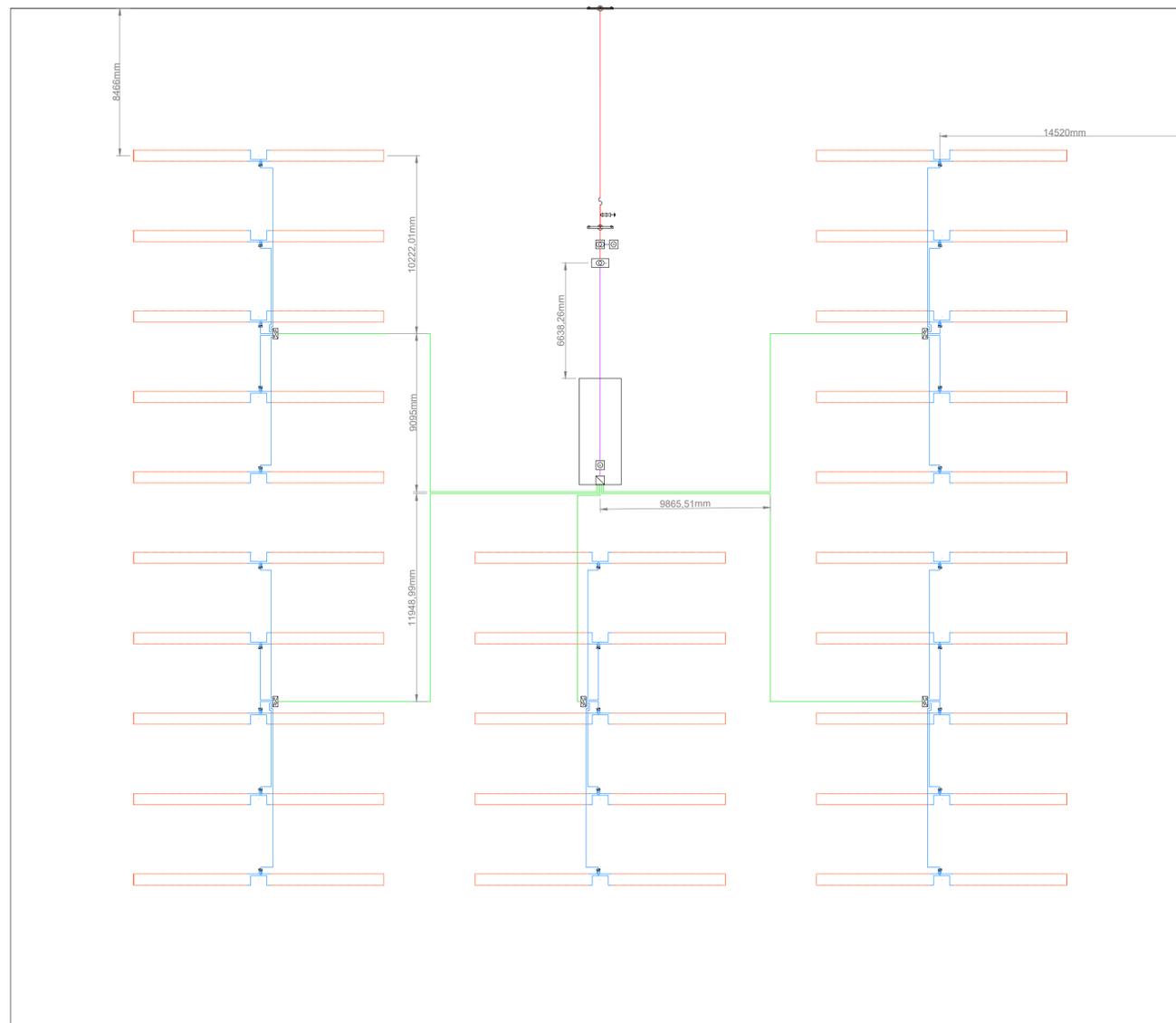
SIMBOLOGÍA		
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO AWG 2/0	1112.56 m
	SUELDA CABLE - CABLE TIPO CRUZ	112
	SUELDA CABLE - CABLE TIPO T	70
	VARILLA DE COBRE DE 1.5M	5
	SUELDA PICA - CABLE	5
	SUELDA PARALELO	28

	Fecha:	Nombre:	MALLA DE PUESTA A TIERRA DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 300kW CON PANELES FIJOS				
Dibujó:	26/08/2022	Lucas F.					
Comprovó:							
Revisó:		Thuesman M.					
UNL	INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA		<table border="1"> <tr> <td>Escala</td> <td>1:250</td> </tr> <tr> <td>Plano No.</td> <td>1.1</td> </tr> </table>	Escala	1:250	Plano No.	1.1
Escala	1:250						
Plano No.	1.1						



SIMBOLOGÍA		
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	PANEL FOTOVOLTAICO 500 W	600
	ESTUCTURA DE SOPOR DE UN EJE PARA PANELES FV	25 DE 24 PFV
	POSTES DE LA ESTRUCTURA	100
	CUARTO DE MÁQUINAS	1

	Fecha:	Nombre:	ESTRUCTURA DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 300kW CON PANELES FIJOS
Dibujó:	26/08/2022	Lucas F.	
Comprovó:			
Revisó:		Thuesman M.	
UNL	INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA		
	Escala	1:250	
	Plano No.	1.2	



SIMBOLOGÍA		
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
	MEDIDOR BIDIRECCIONAL	1
	TRANSFORMADOR BT-MT	1
	TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN MIXTO	1
	INVERSOR	5
	FUSIBLE DE MT	3
	DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES EN MT	3
	CAJA DE PROTECCIONES EN CC	25
	POSTE PARA MT	2
	CABLEADO PROPIO DE LOS PANELES	
	CONDUCTOR 12 AWG CC	870 m
	CONDUCTOR CUADRUPLEX 1/0-1/0-1/0-2 AWG CA	132 m
	CONDUCTOR AWG 4 CA MT	572 m
	CONDUCTOR AWG 1000 CA	56 m
	CONEXIÓN PUESTA A TIERRA	28
	CAJA DE PROTECCIONES EN CA	1

	Fecha:	Nombre:	SISTEMA DE CABLEADO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA DE 300kW CON PANELES FIJOS
Dibujó:	26/08/2022	Lucas F.	
Comprovó:			
Revisó:		Thuesman M.	
UNL	INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA		
	Escala	1:250	
	Plano No.	1.3	



Loja 20 de febrero de 2023

CERTIFICADO DE TRADUCCIÓN

Yo, Orlando L. Falco P. CI # 0910392935 poseyendo el Certificado de Proficiencia en el idioma Inglés de la Universidad de Cambridge –Inglaterra y habiendo obtenido el título de Licenciado en Ciencias Naturales de la Universidad de Florida, EEUU.

Certifico haber traducido del idioma Español al Inglés el resumen del trabajo de titulación perteneciente al estudiante egresado Lucas Falco, denominado: *Diseño y evaluación tecno-económica de un proyecto de generación y venta de energía solar fotovoltaica ubicado en el cantón Zapotillo; considerando un capital diversificado.*

.....
Orlando Falco
CI: 0910392935

Vilcabamba, Loja, Ecuador
rumiwilco@yahoo.com
Cel: 0985211933