

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA ORIENTAL
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS NATURALES Y MATEMÁTICA
SECCIÓN DE FÍSICA



TRABAJO DE GRADO:

“EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE UN CAMPO GENERADOR FOTOVOLTAICO PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE REINYECCIÓN POR BOMBEO EN LA CENTRAL GEOTÉRMICA DE BERLÍN”.

PRESENTADO POR:

ASTRID PATRICIA ALFARO PORTILLO

PARA OPTAR AL GRADO DE:

LICENCIADA EN FÍSICA

DOCENTE DIRECTOR:

LICDA. BLANCA MIRIAN RAMOS DE ROSALES

ASESOR ESPECIALISTA:

LIC. JOSE SALVADOR HANDAL CANDRAY

CIUDAD UNIVERSITARIA ORIENTAL, AGOSTO DE 2015

SAN MIGUEL

EL SALVADOR

CENTROAMÉRICA

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
AUTORIDADES UNIVERSITARIAS

ING. MARIO ROBERTO NIETO LOVO
RECTOR

MS.D ANA MARÍA GLOWER DE ALVARADO
VICE-RECTORA ACADÉMICA

DRA. ANA LETICIA ZAVALA DE AMAYA
SECRETARIA GENERAL

FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA ORIENTAL

LIC. CRISTÓBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ
DECANO

LIC. CARLOS ALEXANDER DÍAZ
VICE DECANO

LIC. JORGE ALBERTO ORTEZ HERNÁNDEZ
SECRETARIO

DEPARTAMENTO DE CIENCIAS NATURALES Y MATEMÁTICAS

LIC. JOSE ENRY GARCÍA

JEFE DEL DEPARTAMENTO DE CIENCIAS NATURALES Y MATEMÁTICAS

LICDA. BLANCA MIRIAN RAMOS DE ROSALES

DOCENTE DIRECTOR

LIC. JOSÉ SALVADOR HANDAL CANDRAY

ASESOR ESPECIALISTA

LICDA. TELMA ELIZABETH JIMENEZ

TRIBUNAL CALIFICADOR

LICDA. GLORIA ELIZABETH LARIOS DE NAVARRO

TRIBUNAL CALIFICADOR

LICDA. BLANCA MIRIAN RAMOS DE ROSALES

COORDINADOR DE LA CARRERA DE LICENCIATURA EN FÍSICA

MSc. OSCAR ULISES LIZAMA VIGIL

COORDINADOR GENERAL DE PROCESOS DE GRADUACIÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD MULTIDISCIPLINARIA ORIENTAL
DEPARTAMENTO DE CIENCIAS NATURALES Y MATEMÁTICAS

TRABAJO DE GRADUACIÓN PREVIO A LA OPCIÓN AL GRADO DE:
LICENCIADA EN FÍSICA

TÍTULO:

“EVALUACIÓN DE LA INSTALACIÓN DE UN CAMPO GENERADOR
FOTOVOLTAICO PARA SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL SISTEMA
DE REINYECCIÓN POR BOMBEO EN LA CENTRAL GEOTÉRMICA DE BERLÍN”.

PRESENTADO POR:

ASTRID PATRICIA ALFARO PORTILLO

TRABAJO DE GRADO APROBADO POR:

LICDA. BLANCA MIRIAN RAMOS DE ROSALES

DOCENTE DIRECTOR

ASESOR ESPECIALISTA:

LIC. JOSÉ SALVADOR HANDAL CANDRAY

CIUDAD UNIVERSITARIA ORIENTAL, AGOSTO DE 2015

TRABAJO DE GRADUACIÓN APROBADO POR:

LICDA. BLANCA MIRIAN RAMOS DE ROSALES

DOCENTE DIRECTOR

LIC. JOSÉ SALVADOR HANDAL CANDRAY

ASESOR ESPECIALISTA

LICDA. TELMA ELIZABETH JIMENEZ

TRIBUNAL CALIFICADOR

LICDA. GLORIA ELIZABETH LARIOS DE NAVARRO

TRIBUNAL CALIFICADOR

MSc. OSCAR ULISES LIZAMA VIGIL

COORDINADOR GENERAL DE PROCESOS DE GRADUACIÓN

AGRADECIMIENTOS

Por medio de este documento agradezco a cada una de las instituciones y personas que contribuyeron a la culminación de mi trabajo de graduación.

A la Universidad de El Salvador, Facultad Multidisciplinaria Oriental, por permitirme formar parte de la familia universitaria como estudiante.

A los docentes, por el conocimiento transmitido en los años de formación, por su dedicación y labor como educadores.

A la licenciada Blanca Mirian Ramos por asesorarme en varios procesos, por su paciencia y comprensión.

Al licenciado Salvador Handal, asesor especialista; porque todo inicio ese 2008 en una visita a estación solar. Usted creyó en mí y siempre me retó a seguir un camino distinto en esta carrera.

Al ingeniero Yohalmo Alvarenga, colaborador externo, porque siempre tendió su mano para asesorarme y aconsejarme en este proceso.

También un reconocimiento especial a las licenciadas Gloria Navarro y Telma Jiménez que desempeñaron el papel de tribunal calificador, sin olvidar al coordinador de procesos de graduación MCs. Ulises Vigil, por su apreciable colaboración en el desarrollo de mi trabajo de grado.

Un agradecimiento especial a la empresa LaGeo porque contribuyo sustancialmente a las asesorías, información técnica y visitas que facilitaron la ejecución de la investigación.

Y finalmente y no menos importante a todas aquellas personas que de alguna manera colaboraron para la realización de mi investigación.

DEDICATORIA

Agradezco la realización de mi trabajo de tesis a:

Dios Todopoderoso porque sin ti no soy nada, por haberme enviado a una hermosa familia y permitirme llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional. Y a ti Virgen María por interceder por mí ante tu hijo en cada momento de naufragio.

A mis amados padres Raúl Antonio Alfaro y Mara Patricia de Alfaro por su amor incondicional. Por ser los pilares más importantes de mi vida, por darme cada una de las herramientas que me hacen ser la persona que soy, por su confianza, su apoyo y palabras de aliento cada vez que lo necesite. Este triunfo está dedicado a ustedes.

A mi hermano Raúl René Alfaro por todo el cariño, apoyo y la comprensión que me ha dado en todo este proceso.

A mi familia por su cariño y apoyo a lo largo de este proceso.

A mis queridos amigos, por su apoyo y amistad incondicional. Porque siempre estuvieron para escucharme y ayudarme. Fueron esos compañeros de tesis que no tuve.

A mi persona especial, Juan Carlos Sermeño, que en este largo proceso fue esa voz de aliento cada vez que sentía que no podía más. Gracias por no dejarme caer. Gracias por su amor, apoyo y tiempo.

A mis asesores, Licenciada Miriam de Ramos, Licenciado Salvador Handal e Ingeniero Yohalmo Alvarenga porque sin sus conocimientos, su tiempo y llamadas de atención no podría haber finalizado mi trabajo de grado.

Agradezco a mis profesores de universidad por haber compartido sus conocimientos, especialmente al Lic. Juan Gómez que creyó en mi como profesional y no menos

importante a mis compañeros de carrera ustedes hicieron de este recorrido algo divertido y lleno de experiencias.

Aunque no lo diga, mi corazón recuerda cada gesto amable, cada favor y cada sonrisa que me brindaron en esos momentos donde ya no podía más. Gracias a todos porque fueron esa fuerza motriz que me hizo continuar, estaré eternamente agradecida.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN.....	i
CÁPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Justificación.....	3
1.3. Enunciado del problema.....	5
1.4. Delimitación.....	5
1.5. Objetivos.....	6
1.5.1. General.....	6
1.5.2. Específicos.....	6
CÁPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	8
2.1. Naturaleza de la radiación solar.....	8
2.1.1. Fuente de la radiación solar.....	8
2.2. Estimación de la radiación solar en la superficie terrestre.....	11
2.3. Parámetros solares en la evaluación de la energía solar.....	12
2.4. Introducción a sistemas fotovoltaicos: conceptos fundamentales, funcionamiento, elementos y configuraciones.....	14
2.4.1. La célula o celda fotovoltaica.....	14
2.4.2. El panel fotovoltaico.....	16

2.4.3. Regulador de carga.....	27
2.4.4. Inversor.....	28
2.4.5. Sistema fotovoltaico.....	31
2.4.6. Conexiones comerciales de sistemas fotovoltaicos.....	31
2.4.7. Otras consideraciones para la instalación de sistemas FV	47
2.5. Diseño y cálculo de un sistema solar FV	51
2.5.1. Dimensionado de la instalación.....	52
2.5.2. Diseño del sistema de captación.....	57
CÁPITULO III: DISEÑO METODOLÓGICO	61
3.1. Ubicación del proyecto	61
3.2. Tipo de investigación.....	62
3.3. Diseño de la investigación	63
3.4. Unidades de análisis.....	63
3.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos	63
3.5. Procedimiento de recolección de datos.....	65
3.6. Programas para procesamiento de datos	67
3.7. Procedimiento de procesamiento de datos.....	70
CÁPITULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	76
a) Evaluación del recurso solar	76
b) Factibilidad técnica.....	91

4.1. Ubicación del proyecto.....	91
4.2. Descripción genérica de la planta fotovoltaica	93
4.2.1. Potencia prevista	93
4.2.2. Componentes del sistema.....	93
4.2.3. Dimensionamiento del campo generador.....	101
4.2.4. Estructura soporte y cálculo de distancia entre módulos	105
4.2.5. Protecciones, cableado y puesta a tierra.....	113
4.2.6. Medida y caja general de protección.....	115
4.2.7. Obra civil.....	115
4.3. Cálculos de dimensionamiento espacial y eléctrico de campo generador FV	119
4.3.1. Distribución espacial de la planta fotovoltaica	119
4.3.2. Cálculo de cableado y ductería.....	120
4.3.3. Dimensionamiento de los elementos de protección	131
4.3.4. Subestación.....	136
4.3.5. Construcción de líneas primarias	139
4.4. Planos.....	140
4.5. Estimación de producción de energía generada por campo FV	143
4.5.1. Estimación real.....	143
4.5.2. Estimaciones comparativas	151
c) Factibilidad económica.....	153

4.6. Inversión inicial del proyecto.....	153
4.7. Estimación de energía producida por el campo generador	155
4.8. Evaluación económica del campo generador.....	157
4.8.1. Generalidades.....	157
4.8.2. Análisis económico	162
d) Factibilidad ambiental	183
4.9. Generalidades.....	183
4.10. Normativa aplicable	183
4.10.1. Categorización del proyecto: “Planta fotovoltaica de 1.5 MW en Geotérmica de Berlín”	185
4.11. Descripción del proyecto	188
4.11.1. Ubicación	188
4.11.2. Descripción del proyecto.....	190
4.12. Descripción, caracterización y cuantificación del medio ambiente actual de los componentes físicos, biológicos, socioeconómicos y culturales del sitio y zonas de influencia (entorno).....	190
4.12.1. Medio Físico.....	190
4.12.2. Medio biológico	196
4.12.3. Medio socioeconómico y cultural	199
4.13. Trámites y servicios para el proyecto	209

4.14. Formulario.....	213
CÁPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	262
BIBLIOGRAFÍA	265
GLOSARIO	267
ANEXOS	273

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Espectro electromagnético.....	9
Figura 2.2. Radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra.....	10
Figura 2.3. Fotografía del piranómetro utilizado en la Estación Solar TR11 montada en el caserío El Tronador, Berlín, Usulután.....	12
Figura 2.4. Estructura de la de celda solar.....	15
Figura 2.5. Elementos de un panel solar.....	17
Figura 2.6. Paneles.....	18
Figura 2.7. Curva I-V en un panel FV.....	20
Figura 2.8. Curva I-V en un panel FV en función de la irradiancia.....	21
Figura 2.9. Curva I-V en un panel FV en función de la temperatura.....	22
Figura 2.10. Conexión en serie.....	23
Figura 2.11. Conexión en paralelo.....	25
Figura 2.12. Conexión mixta.....	25
Figura 2.13. Regulador de carga.....	27
Figura 2.14. Inversor.....	28
Figura 2.15. Esquema de un sistema aislado (Cargas CD).....	32
Figura 2.16. Esquema de conexión de un sistema aislado (cargas CD y CA).....	33
Figura 2.17. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red.....	35
Figura 2.18. Esquema de conexión de un SFV de respaldo.....	42
Figura 2.19. Esquema de conexión de un sistema fotovoltaico de Back-Up.....	43
Figura 2.20. Esquema de conexión de un sistema híbrido fotovoltaico-hidráulico.....	45
Figura 2.21. Sistema híbrido fotovoltaico-eólico.....	46

Figura 2.22. Formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos.....	51
Figura 2.23. Orientación e inclinación de los módulos.....	57
Figura 2.24. Sombra proyectadas.....	58
Figura 2.25. Distancia mínima entre módulos.....	59
Figura 3.1. Ubicación de terrenos en estudio.....	61
Figura 3.2. Fotografía de dispositivos eléctricos instalados en gabinete eléctrico para suministro de energía eléctrica de estación de medición de radiación solar.....	66
Figura 3.3. Página de inicio de Visual Studio 2010.....	67
Figura 3.4. PV Watt Calculator.....	68
Figura 3.5. Sunny Design Web.....	69
Figura 4.1. Configuración básica de sistema FV conectado a red.....	91
Figura 4.2. Imagen satelital de la ubicación del proyecto.....	92
Figura 4.3. Panel Atersa OPTIMUM modelo A-240P GS de silicio policristalino.....	93
Figura 4.4. Curva I-V del panel para una temperatura de 25° en la célula a varios niveles de irradiación solar.....	95
Figura 4.5. Curva I-V del panel para una irradiancia de 1000 W a diferentes temperaturas de trabajo.....	95
Figura 4.6. Vista genérica construcción del módulo.....	96
Figura 4.7. Inversor SUNNY CENTRAL 500 CP-US 600V.....	97
Figura 4.8. Curva de rendimiento de SUNNY CENTRAL 500 CP-US.....	99
Figura 4.9. Funcionamiento interno del inversor SUNNY CENTRAL 500 CP-US.....	100
Figura 4.10. Fotografía de transformador auxiliar TGR de aceite en funcionamiento en Geotérmica de Berlín.....	101

Figura 4.11. Esquema de distribución de paneles solares en subcampos generadores.....	105
Figura 4.12. Dimensionamiento de emplazamiento.....	106
Figura 4.13. Dimensiones de emplazamiento de paneles (vista de perfil).....	108
Figura 4.14. Emplazamientos escala 1:100 (vista perfil).....	108
Figura 4.15. Emplazamientos escala 1:100 (vista perspectiva).....	109
Figura 4.16. Emplazamientos escala 1:100 (vista perspectiva trasera).....	109
Figura 4.17. Emplazamientos escala 1:100 (vista perspectiva frente).....	110
Figura 4.18. Emplazamientos escala 1:100 (vista trasera).....	110
Figura 4.19. Emplazamientos escala 1:100 (vista frontal).....	110
Figura 4.20. Diagrama de calle de acceso terreno A (subcampo 3).....	117
Figura 4.21. Diagrama de calle de acceso terreno B (subcampos 1 y 2).....	117
Figura 4.22. Detalle de secciones transversales de la calle.....	118
Figura 4.23. Interconexión de emplazamiento de paneles solares.....	121
Figura 4.24. Diagrama de conexión de cableado de caja combinadora-recombinador-inversor-transformador.....	127
Figura 4.25. Diagrama de conexión de inversor a transformador.....	129
Figura 4.26. Cable kerite para unificación de alimentación proveniente de inversor hacia transformador.....	130
Figura 4.27. Caja combinadora.....	131
Figura 4.28. Funcionamiento interno de cajas combinadoras.....	132
Figura 4.29. Fotografía de interruptor de potencia de 480V tomada en Geotérmica de Berlín.....	134
Figura 4.30. Diagrama de red a tierra del campo solar.....	135

Figura 4.31. Espacio físico a disponer de subestación.....	136
Figura 4.32. Diagrama unifilar de subestación de conexión a línea de subtransmisión a 46kV, EEO).....	137
Figura 4.33. Fotografía de sincronoscopio en funcionamiento en Geotérmica de Berlín...	138
Figura 4.34. Esquemas de ubicación del proyecto en Campo Geotérmico Berlín.....	189
Figura 4.35. Formaciones geológicas locales de Berlín.....	194
Figura 4.36. Microcuencas y nanocuencas de Municipios de Mercedes Umaña, Berlín y Alegría.....	195
Figura 4.37. Fotografía de flora en terreno A.....	198
Figura 4.38. Fotografía de flora en terreno B.....	198
Figura 4.39. Nido de Chiltota y ardilla gris.....	199
Figura 4.40. Extensión y División Político-Administrativa.....	200
Figura 4.41. Características de la población del Municipio de Alegría.....	202
Figura 4.42. Uso de suelo actual en el Municipio de Alegría.....	202
Figura 4.43. Tenencia de la vivienda en el municipio de alegría. DIGESTYCY, 2009.....	203
Figura 4.44. Zonas sin cobertura de servicio de energía eléctrica. Municipio de Alegría.....	205
Figura 4.45. Suministro de agua en el municipio de Alegría.....	206
Figura A4-1. Diagrama de emplazamiento (para dos patas).....	289
Figura A11-1. Estructuras principales de líneas primarias.....	327

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Características mínimas del inversor.....	30
Tabla 2.2. Características de calidad de los inversores para conexión a red.....	40
Tabla 2.3. Caída de tensión en el cableado.....	48
Tabla 3.1. Propiedades de los terrenos.....	62
Tabla 4.1. Energía diaria y mensual promedio de la estación en estudio.....	89
Tabla 4.2. Especificaciones eléctricas del panel con pruebas STC (1000 W/m ² a 25°C.....	94
Tabla 4.3. Parámetros térmicos del panel (respecto a 25°).....	94
Tabla 4.4. Características físicas del panel.....	94
Tabla 4.5. Rango de funcionamiento del panel.....	95
Tabla 4.6. Criterios de inclinación del panel.....	96
Tabla 4.7. Datos técnicos del inversor.....	97
Tabla 4.8. Voltaje de salida de 14 paneles en serie para temperaturas máximas.....	103
Tabla 4.9. Voltaje de salida de 15 paneles en serie para temperaturas máximas.....	103
Tabla 4.10. Voltaje de salida de 16 paneles en serie para temperaturas máximas.....	103
Tabla 4.11. Características del campo generador.....	104
Tabla 4.12. Inclinación, orientación y azimut de emplazamientos.....	106
Tabla 4.13. Características físicas de emplazamiento de paneles.....	107
Tabla 4.14. Costos de terracería y construcción de calles.....	118
Tabla 4.15. Distribución espacial del campo.....	119
Tabla 4.16. Cableado de emplazamiento de paneles.....	121

Tabla 4.17. Cableado de emplazamiento de paneles a caja combinadora de subcampo 1.....	122
Tabla 4.18. Cableado de emplazamiento de paneles a caja combinadora de subcampo 2.....	122
Tabla 4.19. Cableado de emplazamiento de paneles a caja combinadora de subcampo 3.....	123
Tabla 4.20. Cableado y ductería de emplazamiento de paneles a caja combinadora de campo generador.....	123
Tabla 4.21. Cableado caja recombinadora a inversor de subcampo 1.....	125
Tabla 4.22. Cableado caja recombinadora a inversor de subcampo 2.....	125
Tabla 4.23. Cableado caja recombinadora a inversor de subcampo 3.....	125
Tabla 4.24. Cableado y ductería caja recombinadora a inversor de campo generador.....	126
Tabla 4.25. Cableado y ductería de inversor a transformador de campo generador.....	129
Tabla 4.26. Presupuesto por construcción de subestación.....	138
Tabla 4.27. Presupuesto de estructura primaria.....	139
Tabla 4.28. Presupuesto de estructura neutro.....	139
Tabla 4.29. Presupuesto de construcción de línea.....	139
Tabla 4.30. Energía solar disponible para cada mes.....	143
Tabla. 4.31. Energía mensual producida por campo FV en el peor de los casos.....	147
Tabla 4.32. Consumo mensual del sistema de reinyección por bombeo ubicado en TR1..	148
Tabla 4.33. Características de sistema PVWatt.....	152
Tabla 4.34. Energía producida por sistema según programa PVWatt.....	152
Tabla 4.35. Resultados de diseño de campo generador a partir de programa SMA Design Web.....	153

Tabla 4.36. Costos de material para proyecto.....	154
Tabla 4.37. Características operativas del panel solar.....	155
Tabla 4.38. Características operativas del generador solar.....	155
Tabla 4.39. Características operativas del generador solar en primer año de operación....	156
Tabla 4.40. Producción de energía neta de campo generador.....	156
Tabla 4.41. Dimensiones del proyecto.....	163
Tabla 4.42. Tasas internas y externas del proyecto.....	163
Tabla 4.43. Dimensiones de la ubicación del proyecto.....	164
Tabla 4.44. Costos de inversión inicial sin y con IVA.....	164
Tabla 4.45. Detalles de grafico de inversión inicial.....	165
Tabla 4.46. Financiamiento.....	166
Tabla 4.47. Pago de financiamiento.....	166
Tabla 4.48. Vida útil y energía generada.....	167
Tabla 4.49. Ingresos.....	168
Tabla 4.50. Egresos.....	169
Tabla 4.51. Utilidad operativa.....	170
Tabla 4.52. Costos de capital.....	171
Tabla 4.53. Impuestos.....	172
Tabla 4.54. Flujo Neto de Caja y derivados.....	173
Tabla 4.55. Actualizados costos de capital.....	174
Tabla 4.56. Cargos Total más IVA mas inflación.....	175
Tabla 4.57 (a). Cargos de servicios sin IVA.....	175
Tabla 4.57 (b). Cargos de servicios con inflación (no recuperados).....	176
Tabla 4.57 (c). Cargos de servicios con inflación (no recuperados).....	177

Tabla 4.57 (d). Cargos con inflación no recuperados totales con IVA por año.....	178
Tabla 4.58. Precio de Venta y Costo Normalizado de Energía.....	180
Tabla 4.59. Descripción de proyectos de categoría A.....	185
Tabla 4.60. Categorización para actividades, obras o proyectos destinados a la generación de energía eléctrica a base del aprovechamiento de la energía solar.....	187
Tabla 4.61. Categorización en función de las amenazas naturales.....	187
Tabla 4.62. Tipos de clima según elevación del lugar.....	191
Tabla 4.63. División Político-Administrativa del Municipio de Alegría.....	201
Tabla A2-1. Características técnicas del instrumento.....	277
Tabla A5-1. Capacidad de corriente para conductores de Baja Tensión permitida en un rango de temperatura de 60 a 90°C.....	298
Tabla A5-2. Capacidad de corriente para conductores de Baja Tensión, corrección para temperaturas ambientes diferente a 30°C.....	299
Tabla A5-3. Capacidad de corriente para conductores de Baja Tensión, corrección para más de tres conductores en una bandeja o cable.....	299
Tabla A5-4. Capacidad de corriente para conductores de mediana tensión XLPE 5 a 35 KV con pantalla de plomo y cubierta (tomado de Tablas técnicas Viakon).....	300
Tabla A8-1. Número máximo de conductores y de alambres para artefactos en tuberías eléctricas metálicas.....	304
Tabla A9-1. Cableado de emplazamientos de bloques de paneles a caja combinadora de subcampo 1.....	305
Tabla A9-2. Cableado de emplazamientos de bloques de paneles a caja combinadora de subcampo 2.....	309

Tabla A9-3. Cableado de emplazamientos de bloques de paneles a caja combinadora de subcampo 3.....	314
Tabla A10-1. Precios de cajas combinadoras PV cotizados.....	320
Tabla A12-1. Valores teóricos del factor k para una latitud de 13°.....	330
Tabla A12-2. Valores de factor k para el mes de enero.....	331
Tabla A12-3. Valores de factor k para el mes de febrero.....	332
Tabla A12-4. Valores de factor k para el mes de marzo.....	333
Tabla A12-5. Valores de factor k para el mes de abril.....	334
Tabla A12-6. Valores de factor k para el mes de mayo.....	335
Tabla A12-7. Valores de factor k para el mes de junio.....	336
Tabla A12-8. Valores de factor k para el mes de julio.....	337
Tabla A12-9. Valores de factor k para el mes de agosto.....	338
Tabla A12-10. Valores de factor k para el mes de septiembre.....	339
Tabla A12-11. Valores de factor k para el mes de octubre.....	340
Tabla A12-12. Valores de factor k para el mes de noviembre.....	341
Tabla A12-13. Valores de factor k para el mes de diciembre.....	342
Tabla A12-14. Valores de factor k para una latitud de 13° e inclinación de 12°.....	343

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfica 4.1. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Enero 2010 – 2013.....	77
Gráfica 4.2. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Febrero 2010 – 2013.....	78
Gráfica 4.3. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Marzo 2010 – 2013.....	79
Gráfica 4.4. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Abril 2010 – 2013.....	80
Gráfica 4.5. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Mayo 2010 – 2013.....	81
Gráfica 4.6. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Junio 2010 – 2013.....	82
Gráfica 4.7. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Julio 2010 – 2013.....	83
Gráfica 4.8. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Agosto 2010 – 2013.....	84
Gráfica 4.9. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Septiembre 2010 – 2013.....	85
Gráfica 4.10. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Octubre 2010 – 2013.....	86
Gráfica 4.11. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”. Noviembre 2010 – 2013.....	87

Gráfica 4.12. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”.	
Diciembre 2010 – 2013.....	88
Gráfico 4.13. Diagrama lineal de componentes de irradiación diaria en TR11	90
Gráfico 4.14. Diagrama lineal de componentes de irradiación mensual en TR11	90
Gráfico 4.15. Energía mensual producida por campo FV.....	148
Gráfico 4.16. Energía mensual consumida por el sistema de reinyección por bombeo.....	149
Gráfico 4.17. Comparación entre consumo eléctrico de sistema de bombeo y generación de energía eléctrica de campo FV.....	149
Gráfico. 4.18. Inversión inicial.....	165
Gráfico 4.19. Costos de operación.....	178
Gráfico 4.20. EBITDA (Utilidad Operativa).....	179
Gráfico 4.21. Saldo al final de cada año.....	179
Gráfico 4.22. Pago de financiamiento.....	180
Gráfico A12-1. Factor k para el mes de enero vs Inclinación.....	331
Gráfico A12-2. Factor k para el mes de febrero vs Inclinación.....	332
Gráfico A12-3. Factor k para el mes de marzo vs Inclinación.....	333
Gráfico A12-4. Factor k para el mes de abril vs Inclinación.....	334
Gráfico A12-5. Factor k para el mes de mayo vs Inclinación.....	335
Gráfico A12-6. Factor k para el mes de junio vs Inclinación.....	336
Gráfico A12-7. Factor k para el mes de julio vs Inclinación.....	337
Gráfico A12-8. Factor k para el mes de agosto vs Inclinación.....	338
Gráfico A12-9. Factor k para el mes de septiembre vs Inclinación.....	339
Gráfico A12-1. Factor k para el mes de octubre vs Inclinación.....	340

Gráfico A12-1. Factor k para el mes de noviembre vs Inclinación.....	341
Gráfico A12-1. Factor k para el mes de diciembre vs Inclinación.....	342
Gráfico A12-13. Factor k con una inclinación de 12° en El Salvador durante los meses de Enero a Diciembre.....	344

INDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Legislación para SFV en El Salvador.....	273
Anexo 2: Información general y especificaciones técnicas del piranómetro KIPP&ZONEN CM-11.....	277
Anexo 3: Manual de sistema del programa Evaluación del recurso solar TR11.....	278
Anexo 4: Análisis estructural de soportes para emplazamientos.....	289
Anexo 5: Recomendaciones del NEC sobre el cableado en sistemas de energía fotovoltaica.....	293
Anexo 6: Cotización construcción de malla perimetral.....	301
Anexo 7: Costo de construcción de calles de acceso.....	302
Anexo 8: Normas Técnicas RA8-004 para selección de ductería.....	304
Anexo 9: Medición de longitud de cableado en planta FV (caja combinadora a recombinadora).....	305
Anexo 10: Cotización y ficha técnica de cajas combinadoras con sistema de desconexión.....	319
Anexo 11: Estructuras principales para líneas primarias.....	327
Anexo 12: Determinación de radiación media diaria para una inclinación β	329
Anexo 13: Pliego tarifario vigente a partir del 15 de enero de 2015 emitido por Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.....	345
Anexo 14: Procedimiento PV Watt.....	347
Anexo 15: Procedimiento Sunny Design Web.....	348
Anexo 16: Cronograma de actividades.....	358

SIGLAS

CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa

SFV: Sistemas fotovoltaicos

UJMD: Universidad Doctor José Matías Delgado

UES: Universidad de El Salvador

EEO: Empresa Eléctrica de Oriente

MARN: Ministerio de Medio Ambiente de Recursos Naturales

TR: Tronador

OMM: Organización Meteorológica Mundial

HPS: Hora pico solar

CEM: Condiciones Estándar de Medida

FV: Fotovoltáico

REBT: Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión

CA: Corriente alterna

CD: Corriente directa

SFVCR: Sistema Fotovoltaico Conectado a Red

SFV: Sistema Fotovoltaico

NEC: Código Eléctrico Nacional

TR1: Plataforma 1

IEEE: Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

IG: Irradiancia global

IDif: Irradiancia difusa

IDir: Irradiancia directa

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones

DAI: Documento Aduanero de Importación

STC: Condiciones Estándares de Laboratorio)

THHN: Thermoplastic High Heat-resistant Nylon-coated ó Cable recubierto de Nylon termoplástico de alta resistencia al calor

PVC: Policloruro de Vinilo

AWG: American Wire Gauge, calibre de alambre estadounidense.

MCM: Mil Circular Mils

XLPE: Polietileno Reticulado

GND: Ground

KCMIL: Kilo Circular Mils

RH: Remate Horizontal

TS: Tangente Simple

CD: Cruce Horizontal Doble Remate

VD: Volado Doble

TD: Tangente Doble

CN: Corte Neutro

TN: Tangente Neutro

RN: Remate Neutro

CVN: Cruce Vertical para Neutro

A35': Poste Atlas 35 pies

A40': Poste Atlas 40 pies

A45': Poste Atlas 45 pies

A50': Poste Atlas 50 pies

A60': Poste Atlas 60 pies

APD: Ancla Primaria Doble

SE: Subestación

PV: Photovoltaic

WACC: Weighted Average Cost of Capital

CMPC: Coste Medio Ponderado de Capital

IVA: Impuesto al Valor Agregado

EBITDA: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

LEC: denominado en español como Coste Normalizado de Energía

MRS: Mercado Regulador del Sistema

UT: Unidad de Transacciones

MH: Ministerio de Hacienda

DAP: Diámetro a la Altura del Pecho

ANDA: Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados

PNC: Policía Nacional Civil

SECULTURA: Secretaria de Cultura

DUI: Documento Único de Identidad

NIT: Numero de Identificación Tributaria

CNR: Centro Nacional de Registro

RESUMEN (ABSTRACT)

La presente investigación plantea la determinación de la factibilidad técnica, económica y ambiental de la instalación de un generador fotovoltaico de 1.5 MW de potencia para suministro de energía eléctrica de un sistema de reinyección por bombeo ubicado en Central Geotérmica de Berlín, con la finalidad de disminuir el consumo y facturación eléctrica del sistema.

El trabajo de grado estuvo enmarcado en el tipo de investigación denominado proyecto factible, ya que se elaboró y desarrolló una propuesta de generador fotovoltaico destinado a atender las necesidades de consumo eléctrico del sistema de reinyección por bombeo en LaGeo. El proyecto tuvo el apoyo de una investigación de tipo documental y de campo.

Las componentes que conforman el campo fotovoltaico fueron seleccionadas cuidadosamente tomando en cuenta datos técnicos del equipo y la valoración económica de los mismos.

El análisis técnico del campo fotovoltaico arrojó que éste sólo cubre el 42.76% de la demanda eléctrica del sistema de reinyección por bombeo, por lo que se concluye que el campo solar no satisface la necesidad de consumo eléctrico del sistema de bombeo. Es decir, no es factible conectarse de manera aislada al sistema de reinyección por lo que debe proyectarse el generador como un sistema de respaldo conectado a red.

Para el estudio de factibilidad económica se realizaron dos escenarios de precio de venta de energía. La VAN y TIR resultante en el escenario 1 (precio de venta de \$235.00) fue de \$5,386.70 y 8.82% respectivamente. Con este análisis el precio de venta sería atractivo para el ejecutor ya que obtendría una rentabilidad por encima de la exigida percibiendo ingresos

pero no podría competir con los precios de mercado de otras fuentes de energía. Mientras que los valores obtenidos en el análisis de escenario 2 (precio de venta MRS del mercado) la VAN resultante fue de \$ -933,001.245 y una TIR de 0.20%; de éstos se determinó que el proyecto no es rentable, ya que no se podría autosostener el financiamiento causando más egresos que ingresos.

Y finalmente, en cuanto a su factibilidad ambiental, el proyecto se categorizó como perteneciente al Grupo B, categoría 1, que corresponde a las actividades, obras o proyectos con potencial impacto ambiental leve, en cuyo caso no se requirió hacer un estudio de impacto ambiental sino la realización de un formulario ambiental para proyectos de generación de energía eléctrica mediante tecnología fotovoltaica emitido por el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

PALABRAS CLAVES: factibilidad técnica, factibilidad económica, factibilidad ambiental, generador fotovoltaico de 1.5 MW de potencia, suministro de energía eléctrica, sistema de reinyección por bombeo, Central Geotérmica de Berlín, consumo, facturación, proyecto factible, conexión aislada, conexión a la red, precio de venta MRS, VAN, TIR, formulario, Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

INTRODUCCIÓN

Es predecible que las fuentes energéticas basadas en petróleo, gas natural y carbón se agoten en un futuro, además de la alza en los precios de la energía eléctrica. Por estas razones, es necesario buscar alternativas que respondan a ésta problemática energética, las energías renovables pretenden ser una respuesta inmediata a esta situación.

Una de las vías hacia el uso de energías renovables es el aprovechamiento de la energía solar, de la cual la humanidad ha hecho uso desde hace siglos. El esfuerzo por lograr un manejo conveniente y un adecuado uso de la energía proveniente del Sol ha impulsado durante los últimos años importantes proyectos de desarrollo científico y técnico en dos áreas: la fototérmica (uso del recurso solar para obtener energía calorífica) y la fotovoltaica (generación de energía eléctrica a partir de la utilización de celdas construidas de materiales semiconductores).¹

Los paneles solares son un ejemplo de la tecnología adecuada que permite la conversión de la energía solar en energía eléctrica encaminando a las sociedades a una sustentabilidad energética. Existe un interés social y empresarial para el desarrollo de proyectos que favorezcan la explotación de la energía solar fotovoltaica. Empresas como LaGeo y la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) están implementando proyectos para generar energía eléctrica mediante el uso de sistemas fotovoltaicos. Para realizar estos

¹ Jaramillo Salgado, Oscar Alfredo. (1998). “Transporte de energía solar concentrada a través de fibras ópticas: Acoplamiento fibra-concentrador y estudio térmico”

proyectos se debe cumplir lo estipulado en la Legislación para proyectos de sistemas Fotovoltaicos (SFV). (Anexo 1).

En el país la irradiación solar alcanza valores de 6 a 6.5 KWh/m² en el 66% del territorio, aprovechables para la generación de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos. (Mauricio Ayala, 2005)

Los costos de estos sistemas se han reducido consistentemente durante las últimas tres décadas, mostrando una tasa de disminución del 19.3%. Se espera que esta tendencia continúe, dadas las posibilidades de mejorar el rendimiento y los costos, así como en los procesos de fabricación.

En esta investigación se diseñó un prototipo de generador fotovoltaico de 1.5 MW que sustente eléctricamente a un sistema de reinyección por bombeo durante el día, el cual está ubicado en plataforma 1 de la Central Geotérmica de Berlín y se determinó su factibilidad técnica, económica y ambiental.

La investigación está estructurada de la siguiente manera:

En el capítulo I se abordan las generalidades de la investigación como lo son la justificación, los objetivos, antecedentes y delimitación de la misma.

En el capítulo II se presenta el marco teórico que fundamenta la investigación, necesaria para la comprensión de la misma.

En el capítulo III se describe la metodología aplicable para el desarrollo de los procesos de evaluación del aporte del recurso solar en la zona, estimación de la demanda energética anual del sistema de reinyección por bombeo, evaluación de los terrenos donde sería factible la ubicación de dicho sistema, los criterios para la selección de las componentes del campo generador para el diseño de un prototipo que se adapte a las necesidades que demanda el objeto de estudio. Y los pasos para la realización de estudios económicos y

ambientales que expongan las ventajas e inconvenientes de esta alternativa, así como también su sostenibilidad en el tiempo.

En el capítulo IV se presentan todos los procesos y evaluaciones realizadas para la determinación de la factibilidad del diseño del campo generador fotovoltaico para la sustentación eléctrica del sistema de reinyección ubicado en Geotérmica de Berlín.

El capítulo V se presentan las conclusiones y recomendaciones que se desglosan del análisis de resultados de la investigación.

CÁPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Antecedentes

Entre los estudios realizados se encuentra el seminario titulado: “Utilización de los sistemas fotovoltaicos y su impacto en los estándares de rentabilidad de las empresas en El Salvador” realizado en Julio de 2011 por Mirian Elizabeth Flamenco de Baños para optar al título de Maestra en Finanzas Empresariales de la Facultad de Posgrados y Educación Continua de la Universidad Doctor José Matías Delgado (UJMD). La investigación se orientó en demostrar la viabilidad de la utilización de energía solar fotovoltaica utilizando como caso de estudio específico los dos campus de la UJMD. El estudio fue concebido como una investigación de campo del tipo descriptivo y el análisis de resultados permitió conocer los aspectos positivos que se obtendrían en la disminución en el costo energético si se empleará el proyecto propuesto en dicho lugar. En la investigación se detalla la demanda energética promedio con su respectivo costo promedio para el año 2010 de los dos edificios: para el edificio del campus 1 se obtuvo 90,640 KWh con un costo de \$0.188/KWh y para el edificio del campus 2; 46,566 KWh con un costo de \$0.191/KWh. Se demostró que existe una limitación de espacio en la UJMD, ya que se encuentra en una zona altamente transitada y de mucho valor económico por metro cuadrado (m^2), esto llevó a recomendar la instalación de paneles solares en los techos de los diversos edificios, disponiendo de un área total de 6,060 m^2 . Para cubrir el 100% de la demanda, se necesitarían 11,453 m^2 . Por cada m^2 se generaría 605.02 KW. La generación que produzca la tecnología solar iría directamente a la subestación para luego distribuirla de acuerdo a la

demanda. La energía generada cubriría el 52.91% de la demanda de energía eléctrica de la UJMD. (Baños, 2011)

En el 2012 Milton César Arbaiza Ventura, Enrique Antonio Lemus Alas y Néstor Vladimir Linares Rivera, realizaron la investigación: “Eficiencia Energética y Potencial de Generación Fotovoltaica en la Ciudad Universitaria” para optar al título de Ingeniero Electricista de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de El Salvador (UES), en la investigación propusieron un sistema combinado de energía fotovoltaica y de red en el edificio de la Escuela de Ingeniería para mostrar beneficios que conlleva el uso de esta tecnología; se determinó un potencial de generación fotovoltaica de 82.29 KWh. Por último definieron un prototipo de instalación fotovoltaica que reunía las mejores condiciones de aplicación en las actuales y futuras edificaciones dentro del campus de la UES. (Arbaiza Ventura, 2012)

El análisis de la investigación arrojó los siguientes resultados; que para las necesidades de la UES, la configuración de sistemas fotovoltaicos que mejor se adecua es el sistema con conexión a la red, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica, y durante las horas donde ésta es escasa o nula, la carga será alimentada por la red.

Con la instalación de los paneles solares en el edificio de Ingeniería Eléctrica se lograría reducir la demanda en 1.95 KW diarios, alcanzando un ahorro mensual de energía estimado de 276.3 KWh que representa un 4.90% del consumo mensual en dicho edificio. Mediante la implementación de medidas de eficiencia, ahorro energético y combinando el uso de diferentes fuentes de energía, se determinó que en un mes es posible ahorrarse en concepto de energía un total de 579.27 KWh; equivalente a un 10.28% del consumo.

A través de la investigación de campo y de las mediciones de área de techos disponibles para instalar paneles fotovoltaicos se determinó que en la ciudad universitaria se cuenta con un área de techos disponible de 25,221 m², lo que significa que puede instalarse hasta 2,522.1KWp. Con el valor de productividad del generador (1,537.71 KWh/KWp) se estimó la producción de energía eléctrica que se espera obtener a lo largo de un año obteniéndose una producción estimada de 3.83 GWh después de aplicársele el porcentaje de pérdidas por orientación e inclinación. Esta producción representa el 68% de la energía que consume la UES en un año, con un precio de \$3.48 por Wp instalado. El sistema fotovoltaico a utilizar en la ciudad universitaria tardaría seis años y cuatro meses en recuperar la inversión inicial, teniéndose alrededor de un mínimo de diecisiete años en donde la producción de energía por parte del sistema solo conllevara beneficios económicos.

1.2. Justificación

En El Salvador el 40% de la energía eléctrica consumida proviene de combustibles derivados del petróleo. Esta situación es debido a que el país no cuenta con suficientes generadoras que usen energías renovables. La CEL es la empresa gubernamental que posee la mayor parte de la generación hidroeléctrica en el país, el resto de la capacidad de generación está en manos de empresas privadas.

La generación de energía eléctrica aportada por la CEL al mercado eléctrico durante el 2011, fue de 2,006 GWh, cubriendo el 33.76% de la inyección nacional. El resto que

demandó el país fue producido mediante recursos geotérmicos (24.06%) y térmicos e importación (42.18%)².

En este contexto, el país en los próximos años se enfrentará a un aumento considerable en la demanda de generación y consumo de energía eléctrica; por lo que se deben buscar acciones o alternativas para diversificar la matriz energética, y de esta forma reducir significativamente la dependencia del petróleo, gestionando los cambios regulatorios pertinentes que obligan a las distribuidoras a contratar bloques de energías renovables y fomentando la generación a partir de nuevas fuentes que beneficien tanto al medio ambiente como a la sociedad en su conjunto.

Para LaGeo los sistemas de reinyección por bombeo generan consumo anual de 5622.3439 MWh, ocasionando una elevada facturación mensual en concepto de energía eléctrica y representando un desembolso significativo lo que lleva a la búsqueda de mecanismos que puedan reducir este gasto.

La instalación de un campo generador fotovoltaico podría representar una reducción significativa en el consumo propio de la Central Geotérmica de Berlín y serviría a su vez como un suministro de energía eléctrica a la línea de subtransmisión a 46 KV de la Empresa Eléctrica de Oriente (EEO) que se dirige hacia la Presa 15 de Septiembre.

Por lo antes descrito realizar la investigación es de vital importancia ya que permitiría la evaluación de la empresa LaGeo, la factibilidad técnica, económica y ambiental de una planta fotovoltaica de 1.5 MW para sustentar funciones de autoconsumo o para suministro a línea de subtransmisión. Además formaría parte de antecedentes para la formulación de

² Boletín de estadísticas eléctricas 2011 (SIGET)

proyectos industriales, residenciales o de negocios basados en la energía solar como forma alterna de resolver las necesidades energéticas.

1.3. Enunciado del problema

Determinación de la factibilidad técnica, económica y ambiental en la instalación de un generador fotovoltaico para suministro de energía eléctrica a un sistema de reinyección por bombeo ubicado en Central Geotérmica de Berlín.

1.4. Delimitación

✓ Alcances

La presente investigación permitió la evaluación técnica, económica como ambiental, la instalación de un campo generador fotovoltaico para sustentar un sistema de reinyección por bombeo en Central Geotérmica de Berlín. Se determinó la cantidad de irradiancia solar incidente en la zona para diseñar y dimensionar la configuración más adecuada del el campo generador fotovoltaico que sustentará al sistema de reinyección por bombeo. Se diagnosticó el impacto ambiental que causaría la instalación y funcionamiento del campo en la localidad donde se asentará el proyecto, finalmente se realizó un análisis económico de la inversión por instalación, operación y mantenimiento del campo generador.

La investigación se desarrolló del ciclo 2 de septiembre de 2013 al 4 de marzo 2015.

✓ Limitaciones

La investigación se desarrolló a partir de los datos de irradiancia de los años 2010, 2011, 2012 y 2013 de la estación TR11 ubicada en caserío El Tronador perteneciente al Cantón El Zapotillo; la demanda de potencia del sistema de reinyección por bombeo fue

proporcionada por empresa LaGeo. Al analizar dicha información no se presentó ningún tipo de restricción para la investigación.

1.5. Objetivos

1.5.1. General

- ✓ Comprobar la factibilidad técnica, económica y ambiental de la instalación de un campo generador fotovoltaico conectado al sistema de reinyección de bombeo en la Central Geotérmica de Berlín.

1.5.2. Específicos

- ✓ Evaluar el recurso solar incidente en el caserío El Tronador perteneciente al Cantón El Zapotillo, Berlín en base a datos piranométricos.
- ✓ Estimar la demanda energética del sistema de reinyección de bombeo en funcionamiento de la Central Geotérmica de Berlín a partir de las especificaciones de potencia eléctrica del sistema de corriente alterna y continua y las horas de funcionamiento diario.
- ✓ Determinar los parámetros óptimos de operación del panel solar, inversor y accesorios que conformarán el campo generador fotovoltaico, mediante especificaciones técnicas y pruebas de funcionamiento.
- ✓ Diseñar la configuración más adecuada para la autosustentabilidad con conexión a red eléctrica del campo generador fotovoltaico que sustentara al sistema de reinyección por bombeo.
- ✓ Seleccionar el terreno donde se ubicará el campo generador fotovoltaico a partir de las características que favorezcan su construcción y operatividad.

- ✓ Diagnosticar el impacto ambiental que causaría la instalación y funcionamiento del campo generador fotovoltaico en el terreno donde se asentará el proyecto.
- ✓ Investigar las ordenanzas municipales relacionadas con medioambiente de la Alcaldía Municipal de Berlín y los instrumentos jurídicos del Ministerio de Medio Ambiente de Recursos Naturales (MARN) que norman la instalación de generadores fotovoltaicos.
- ✓ Valuar costos de inversión por instalación, operación, mantenimiento y consumo propio del generador fotovoltaico para la sustentación de un sistema de reinyección de bombeo la Central Geotérmica de Berlín.

CÁPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Naturaleza de la radiación solar

Con el objeto de poder aprovechar la energía solar incidente sobre la superficie de la Tierra, es conveniente examinar de manera breve la naturaleza de la radiación que emana del Sol, así como las características de esta energía al incidir sobre la superficie de la Tierra.

2.1.1. Fuente de la radiación solar

El Sol es la estrella más próxima a la Tierra. Tiene aproximadamente un radio de unos 700,000 km y una masa de $2 \times 10^{30} kg$, unas 330,000 veces la de la Tierra. A su alrededor giran los planetas del sistema solar, él concentra el 99% de la masa del mismo. Su densidad es aproximadamente $1.41 \times 10^3 kg/m^3$. La temperatura de su superficie ronda los 6000°C mientras que las manchas solares las cuales tienen una gran influencia en el clima de la Tierra, presentan una temperatura de 4800°C. (Sánchez Maza, 2011)

La fuente de toda la energía del Sol se encuentra en el núcleo, ésta energía se expande por radiación en forma de rayos gamma desde el núcleo hacia la superficie en los primeros 500000 km de espesor de la esfera solar, ahí alcanza la zona en el que el transporte es por convección y permite a los fotones, después de un largo viaje de miles de años alcanzar la superficie solar. El Sol se encuentra aproximadamente a 149.5 millones de kilómetros de la Tierra y su luz tarda 8.3 min en llegar a la superficie terrestre, a una velocidad de 300.000 km/s. La radiación solar llega a la Tierra como ondas electromagnéticas en forma de fotones, que no necesitan de un medio para su propagación, y se desplazan por el espacio en todas las direcciones. (Sánchez Maza, 2011)

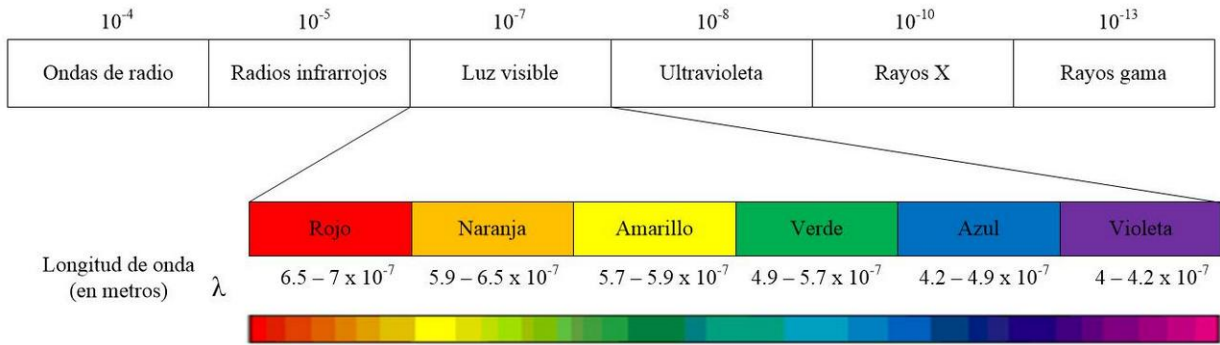


Figura 2.1. Espectro electromagnético.

Modificada de: (Martins, 2014)

2.1.2. Componentes de la radiación solar

Según como llegue la luz a la superficie de la tierra, se clasifica la radiación en tres tipos diferentes:

- *Directa*: es aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección.
- *Dispersa o difusa*: es aquella cuya dirección ha sido modificada por diversas circunstancias (densidad atmosférica, partículas u objetos con los que choca, reemisiones de cuerpos, etc.). Por sus características, esta luz se considera venida de todas direcciones.
- *Albedo*: es aquella reflejada por la superficie terrestre y depende del coeficiente de reflexión de la superficie.

Las proporciones de radiación directa, dispersa y albedo recibida por una superficie dependen de:

- Las condiciones meteorológicas: en un día nublado la radiación es prácticamente dispersa en su totalidad mientras que en un día despejado con clima seco predomina, en cambio, la componente directa, que puede llegar hasta el 90% de la radiación total.
- La inclinación de la superficie respecto al plano horizontal: una superficie horizontal recibe la máxima radiación dispersa y la mínima reflejada. Al aumentar la inclinación de la superficie de captación disminuye la componente dispersa y aumenta las componentes reflejada.
- La presencia de superficies reflectantes (debido a que las superficies más claras son las más reflectantes, la radiación reflejada aumenta en invierno por efecto de la nieve y disminuye en verano por efecto de la absorción de la hierba o del terreno). (Sánchez Maza, 2011)

La radiación total que incide sobre una superficie inclinada corresponde a la suma de las tres componentes de la radiación (Fig. 2.2):

$$I_{total} = I_{Directa} + I_{Difusa} + I_{Albedo} \quad \text{ecu. (1)}$$

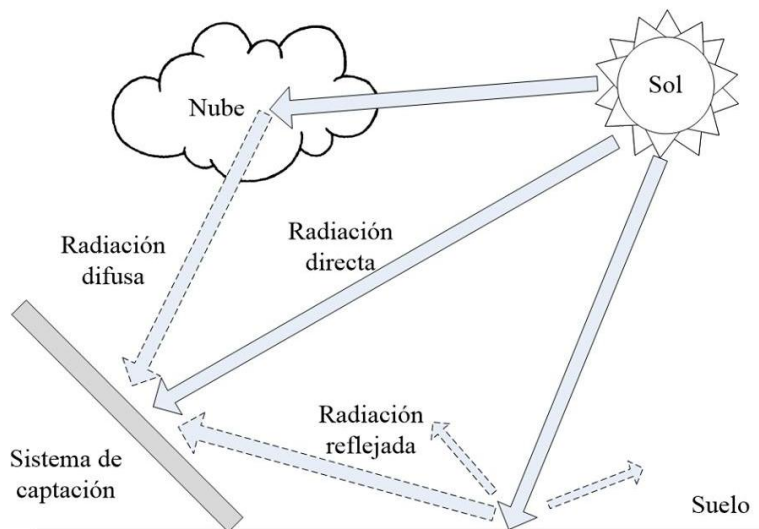


Figura 2.2. Radiación solar incidente sobre la superficie de la tierra.

Modificada de: (Instruments, 2014)

2.2. Estimación de la radiación solar en la superficie terrestre

Estimar o predecir la radiación solar a lo largo del año en una localización geográfica determinada es de gran importancia, ya que, permite saber si es factible la utilización de sistemas fotovoltaicos o la realización de estos de forma que garantice su máximo aprovechamiento a lo largo del mismo.

Para la medición del recurso solar se utilizan instrumentos especiales denominados radiómetros que tienen como objetivo medir la energía asociada a la radiación incidente sobre un plano con una orientación dada, así como dar información acerca de la distribución espectral y espacial de dicha energía. Los dos tipos fundamentales de radiómetros usados en el espectro solar son los pirheliómetros (dispositivos que miden la radiación solar directa en incidencia horizontal) y los piranómetros (aparatos que reciben radiación solar global y difusa de toda la bóveda celeste). Tanto los pirheliómetros como los piranómetros miden la radiación de onda corta ($0.3 \leq \lambda \leq 0.4 \mu m$). Los dispositivos que se utilizan para las medidas de onda larga ($\lambda > 0.4 \mu m$) se denominan pirgeómetros y los que lo hacen a todas longitudes de onda se denominan pirradiómetros. (Unidad de Planeación Minero Energetica)

Los piranómetros son clasificados por la Organización Meteorológica Mundial, (OMM), en piranómetros de primera, segunda y tercera clase. Dicha clasificación está en función de la exactitud de tales instrumentos en términos de los criterios: sensibilidad, estabilidad del factor de calibrado, tiempo de respuesta, respuesta coseno, respuesta azimut, estabilidad y resolución (OMM; 1983).

La información que se tratará ha sido recolectada por un piranómetro CM-11, modelo clasificado por la OMM como un piranómetro de segunda clase. (Anexo 2)



Figura 2.3. Fotografía del piranómetro utilizado en la Estación Solar TR11 montada en el caserío El Tronador, Berlín, Usulután.

(Elaboración propia)

2.3. Parámetros solares en la evaluación de la energía solar

La estimación de las dos componentes de la radiación global; directa y difusa, se utiliza para calcular la radiación incidente sobre superficies con una determinada orientación, tales como las de concentradores solares, edificios e invernaderos. La irradiancia difusa, I_D , se estima a partir de medidas de irradiancia global, I_G , en superficies horizontales y de irradiancia directa en incidencia normal, I_n o I_D , por medio de la siguiente ecuación:

$$D = G - I_n \cos \theta_z \quad \text{ecu. (2)}$$

donde θ_z , es el ángulo cenital solar. (Anexo A: Aspectos Básicos de la Radiación Solar)

Las medidas de irradiancia directa son muy escasas debido a los problemas de mantenimiento y carencia de los pirheliómetros. En la mayoría de las estaciones en El

Salvador se miden las irradiancia global y difusa, y se estima la irradiancia directa por medio de la ecuación 3.

$$I_n \cos \theta_z = G - D \quad \text{ecu. (3)}$$

Para evaluar la energía aportada es necesario conocer la radiación solar incidente por m^2 de panel fotovoltaico orientado hacia el sur y con un ángulo de inclinación β respecto a la horizontal. Si se consideran superficies inclinadas y con unos determinados valores de inclinación y elevación, los valores obtenidos deben multiplicarse por un factor de corrección (k_β). Se obtiene así el valor R_β :

$$R_\beta = R_0 \cdot k_\beta \quad \text{ecu. (4)}$$

donde

β : ángulo de inclinación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal.

R_0 : valor medio mensual de la radiación diaria sobre la superficie horizontal en, $kWh/m^2 \text{ dia}$.

R_β : valor medio mensual de la radiación diaria sobre el panel fotovoltaico con un ángulo de inclinación β en, $kWh/m^2 \text{ dia}$.

k_β : coeficiente corrector en función del ángulo de inclinación β .

Para evaluar la energía que el panel fotovoltaico puede producir diariamente, habría que conocer cuántas horas diarias con una radiación de $1,000W/m^2$ equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico). Este concepto se denomina horas de pico solar (HPS) y pueden calcularse de la siguiente forma:

$$HPS_\beta = \frac{R_\beta}{I_{\beta(CEM)}} \quad \text{ecu. (5)}$$

donde

HPS_β : horas de pico solar para una inclinación β .

R_{β} : radiación media diaria en $kWh/m^2 dia$ para una inclinación β .

$I_{\beta(CEM)}$: potencia de radiación incidente en kW/m^2 (para las condiciones estándar de medida, CEM, su valor es $1kW/m^2$).

Si los datos de la radiación incidente se dan en $kWh/m^2 dia$, el valor numérico de las horas pico solar y la radiación diaria, coincide $R_{\beta} = HPS_{\beta}$.

Como la radiación solar varía de una zona a otra para cada mes del año, y esto también influye en el valor del coeficiente de corrección, lo aconsejable es dimensionar las instalaciones con los datos del mes más desfavorable, condición imprescindible para que mantengan el servicio previsto en todo momento. (Anexo A: Aspectos Básicos de la Radiación Solar)

2.4. Introducción a sistemas fotovoltaicos: conceptos fundamentales, funcionamiento, elementos y configuraciones.

Para comprender lo referente a sistemas de conexión fotovoltaica, es necesario manejar conceptos fundamentales, definiciones de los diferentes elementos que conforman estas conexiones y la clasificación de estos sistemas para determinar qué tipo de configuración es la idónea para diseñar un sistema FV óptimo que se adecue a las necesidades del proyecto a implementar.

2.4.1. La célula o celda fotovoltaica

Es un dispositivo construido a base de semiconductores, en el que se optimiza el efecto fotovoltaico para lograr la conversión de energía luminosa de origen solar en eléctrica. La típica celda solar más ampliamente usada y técnicamente desarrollada es de silicio y tiene

un espesor total de entre 0,25 y 0,35 mm. Generalmente es de forma cuadrada, tiene una superficie comprendida entre 100 y 225 mm² y produce, con una radiación de 1 KW/m² a una temperatura de 25°C, una corriente comprendida entre 3 y 4 A, una tensión de aproximadamente 0,5 V y una potencia correspondiente de 1.5-2 watt pico o máximo (Wp). (Sánchez Maza, 2011)

La potencia de una célula fotovoltaica varía con la temperatura y su radiación, para hacer una comparación se han establecido condiciones estándares de referencia, que dan origen al así llamado vatio pico (Wp), relativo a la potencia producida por la célula a la temperatura de 25°C bajo una radiación de 1.000 W/m².

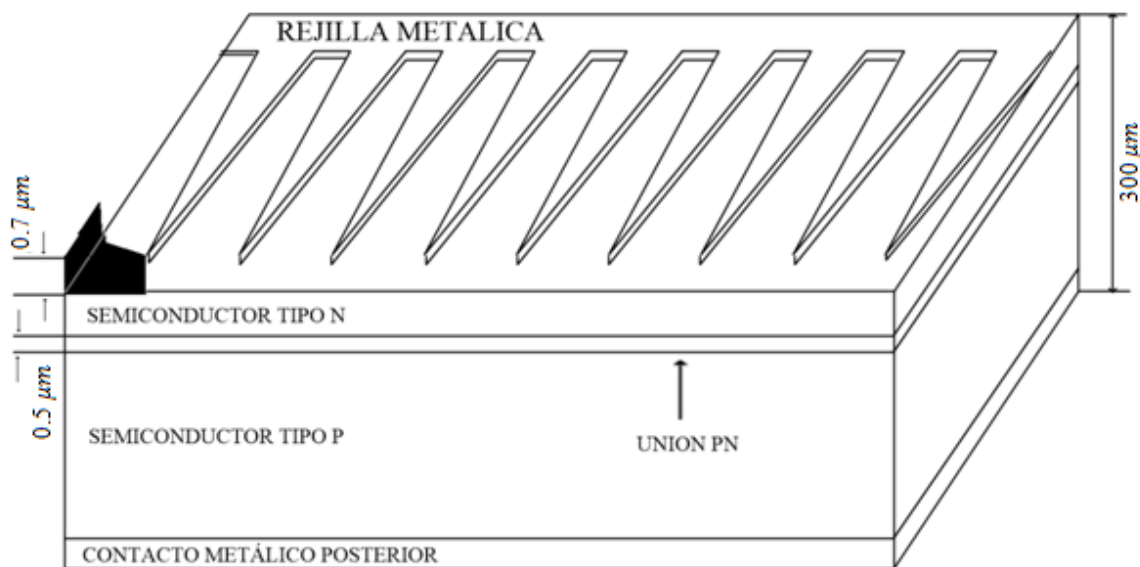


Figura 2.4. Estructura de la de celda solar

Modificada de: (Pierna, 2009)

La energía de salida de la célula es directamente proporcional a la intensidad de la luz del Sol (por ejemplo, si la intensidad de la luz del sol se divide por la mitad la energía de salida también será disminuida a la mitad). Una característica importante de las celdas

fotovoltaicas es que el voltaje de la célula no depende de su tamaño, y sigue siendo bastante constante con el cambio de la intensidad de la luz. La corriente en un dispositivo, sin embargo, es casi directamente proporcional a la intensidad de la luz y al tamaño. La corriente es relativamente estable a altas temperaturas, pero el voltaje se reduce, conduciendo a una caída de potencia a causa del aumento de temperatura de la célula. (Sánchez Maza, 2011)

2.4.2. El panel fotovoltaico

Los módulos o paneles solares son los elementos fundamentales de cualquier sistema solar fotovoltaico, y su misión es captar la energía solar incidente para generar una corriente eléctrica. Son extremadamente frágiles, eléctricamente no aislados y carecen de soporte mecánico; por eso, una vez fabricados, deben ser ensamblados de la manera adecuada para constituir una estructura única, rígida y hermética. En el conjunto del panel fotovoltaico (FV), las celdas o células solares deben ser iguales. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando las células en paralelo para alcanzar el nivel de corriente deseado. (Sánchez Maza, 2011)

Los paneles solares comúnmente presentan una estructura de “sándwich”, donde ambos lados de las células quedan mecánicamente protegidos y están formados por los siguientes elementos: cubierta frontal, material encapsulante, células o celdas solares y sus conexiones eléctricas, cubierta posterior y marco metálico. Otros elementos que pueden llegar a formar parte del sistema son mecanismos de seguimiento y sensores. (Fig. 2.5)

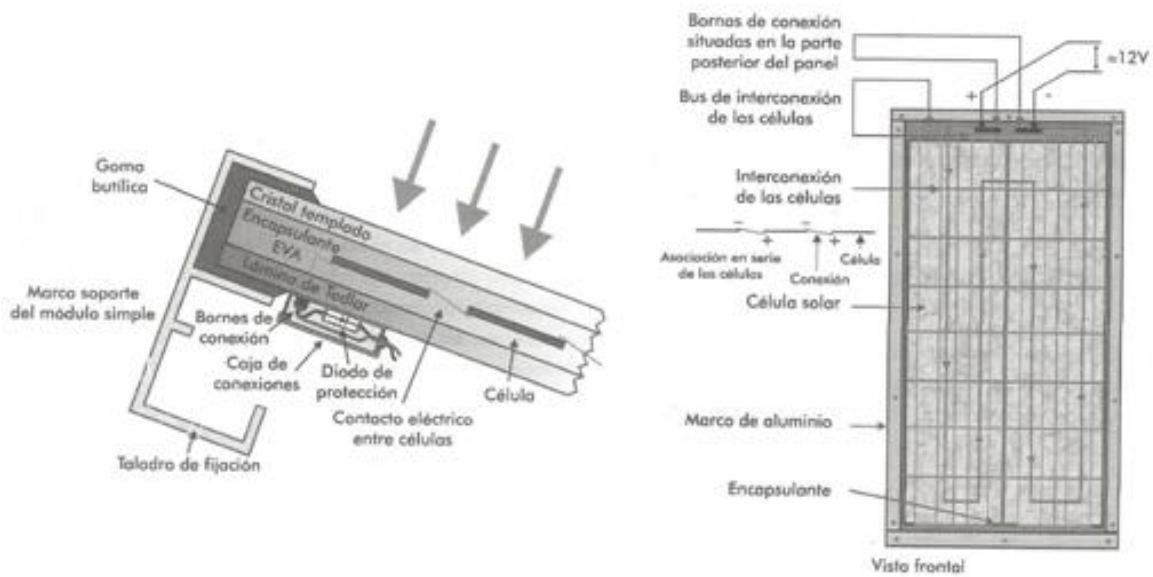


Figura 2.5. Elementos de un panel solar

(Sánchez Maza, 2011)

- Clases de módulos fotovoltaicos

En el mercado existen tres clases de módulos fotovoltaicos, los cuales se describen a continuación:

- Silicio puro monocristalino*: Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. En laboratorios se han alcanzado rendimientos máximos del 24,7% para éste tipo de paneles siendo en los comercializados del 16%. (Fig. 2.6 (a)).
- Silicio puro policristalino*: Los materiales son semejantes a los monocristalinos aunque en este caso el proceso de cristalización del silicio es diferente. Los paneles policristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles

por presentar su superficie un aspecto granulado (Fig. 2.6 (b)) Se obtiene con ellos un rendimiento del 19.8% y en los módulos comercializados un 14%, siendo su precio también más bajo.

- c) *Silicio amorfo*: Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue ninguna estructura cristalina. Su rendimiento máximo alcanzado en laboratorio ha sido del 13% siendo el de los módulos comercializados del 9%. (Fig. 2.6 (c)). (Arbaiza Ventura, 2012)

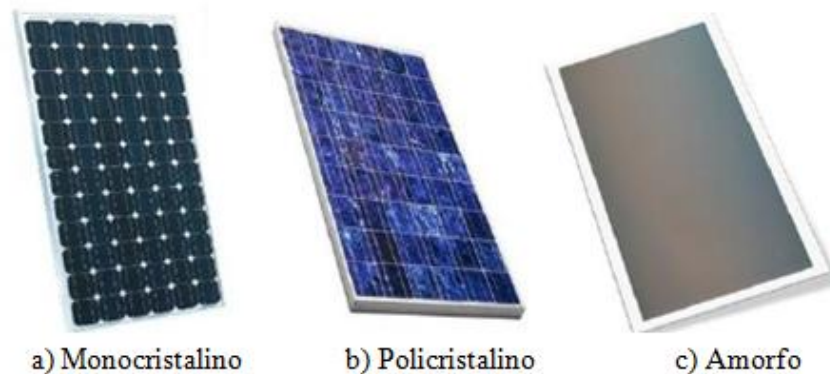


Figura 2.6. Paneles

(Arbaiza Ventura, 2012)

Las características que se deben apreciar a la hora de seleccionar estos módulos son:

- *Corriente de cortocircuito (I_{SC})*. Es la corriente máxima que se puede obtener del panel solar, en las condiciones CEM (condiciones estándar de medición), provocando un cortocircuito. Al no haber resistencia al paso de la corriente el voltaje es cero.
- *Voltaje de circuito abierto (V_{OC})*. Es el voltaje máximo que se puede obtener del panel solar, en las condiciones CEM, en circuito abierto. Al no haber conexión entre los bornes del panel, la corriente es nula.

- *Potencia pico o potencia máxima (P_{MAX})*. El panel fotovoltaico funciona a potencia máxima cuando proporciona una corriente y una tensión tal que su producto es máximo ($I_{MAX} \times V_{MAX} = P_{MAX}$). A ese punto de coordenadas (I_{MAX} , V_{MAX}) se le denomina punto de máxima potencia.
- *Corriente y voltaje en el punto de máxima potencia (I_{MAX} y V_{MAX})*. Las mediciones I_{SC} y V_{OC} son casos extremos que se realizan sin conectar ninguna carga al panel solar. En la vida real del módulo, lo normal es que esté conectado a una carga y que fluya una corriente eléctrica al circuito exterior del módulo, circuito que tiene una determinada resistencia al paso de la corriente. Entonces, el trabajo del panel viene dado por la corriente (I) y la tensión (V) que determine la resistencia del circuito y siempre serán valores más pequeños que I_{SC} y V_{OC} . A la corriente y al voltaje que correspondan a la potencia máxima que es capaz de generar el panel se les denomina corriente máxima (I_{MAX}) y voltaje máximo (V_{MAX}).
- *Factor de forma (FF)*. Resulta ser un parámetro de gran utilidad práctica, ya que nos da una idea de la calidad de la célula. En la práctica el FF siempre tiene un valor más pequeño que la unidad, y la célula solar será tanto mejor cuanto más se aproxime el valor del FF a dicha cifra, ya que más se aproximará la potencia máxima a la potencia ideal. En las células comerciales el factor de forma está comprendido entre el 0.7 y el 0.8. Y se define mediante la siguiente expresión:

$$FF = \frac{P_{MAX}}{I_{SC}V_{OC}} = \frac{I_{MAX}I_{MAX}}{I_{SC}V_{OC}} \quad \text{ecu. (6)}$$

- *Rendimiento (η)*. Cociente entre la potencia pico y la potencia de radiación incidente.
- *Curva I-V*. Relación que asocia los valores de I y V para diferentes cargas. Si se conecta una cierta carga eléctrica al panel, el punto de trabajo vendrá determinado por la

corriente y la tensión existentes en el circuito. Estos habrán de ser menores que los I_{CC} y V_{CA} . (Sánchez Maza, 2011)

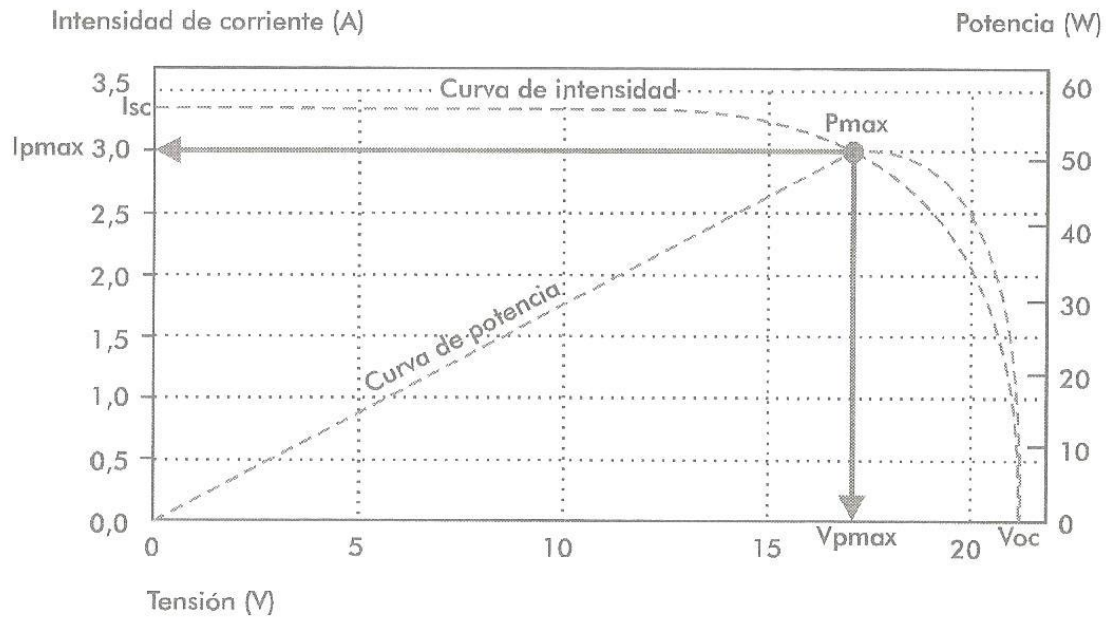


Figura 2.7. Curva I-V en un panel FV

(Sánchez Maza, 2011)

Las características del panel, están definidas para las condiciones estándar de media (CEM: 1 kW/m^2 , 25°C , A.M. 1.5).

- *Curva I-V en función de la Irradiancia.* La corriente proporcionada por un módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la energía solar recibida. La intensidad aumenta con la radiación, permaneciendo el voltaje más o menos constante, por lo tanto, habrá aumento de potencia.

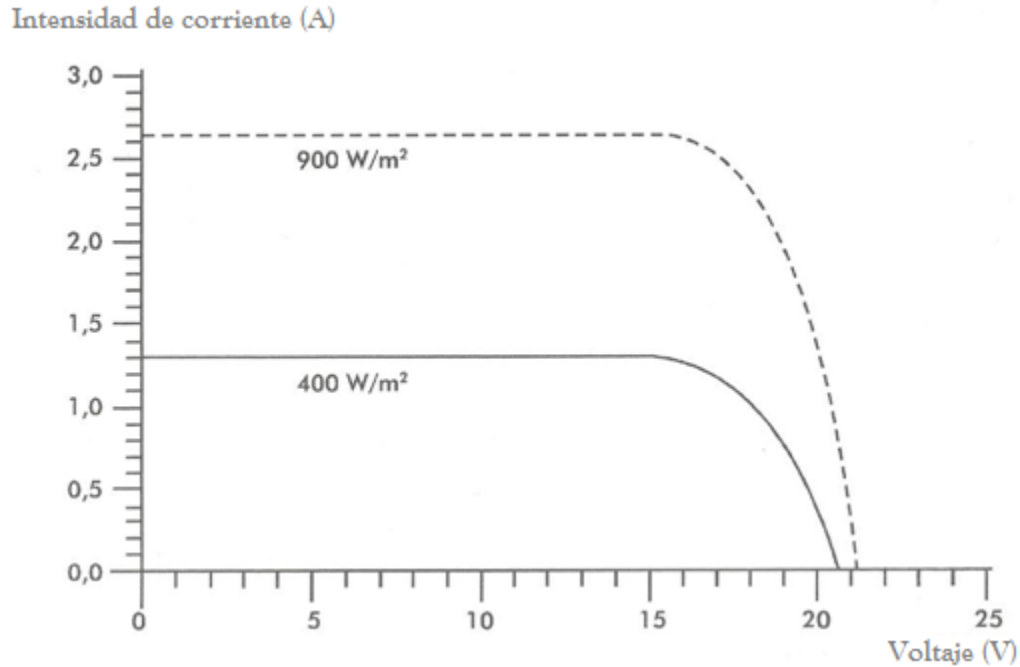


Figura 2.8. Curva I-V en un panel FV en función de la irradiancia

(Sánchez Maza, 2011)

- *Curva I-V en función de la temperatura.* La exposición al Sol de las células provoca su calentamiento, lo que lleva aparejados cambios en la producción de electricidad; así, la tensión generada varía de forma inversamente proporcional a la temperatura de la célula, sin que esto provoque cambios en la corriente de salida. Altas temperaturas en el módulo reducen el voltaje de 0.04 a 0.1 V por cada grado centígrado que sube la temperatura. La radiación y la temperatura ambiente experimentan además otro tipo de variación debido a factores diurnos y asociados. (Arbaiza Ventura, 2012)

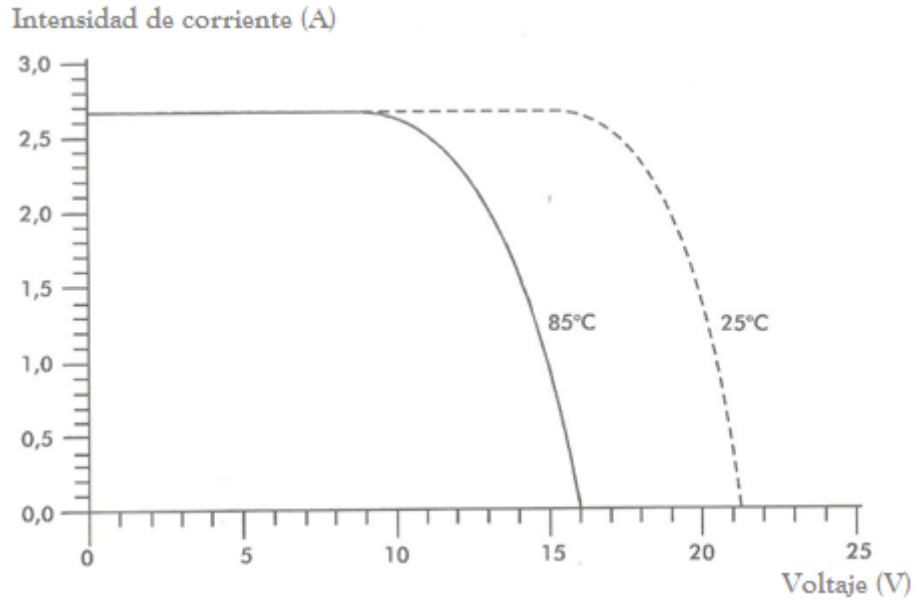


Figura 2.9. Curva I-V en un panel FV en función de la temperatura

(Sánchez Maza, 2011)

- Conexión de los módulos

Para obtener potencias utilizables para aparatos de mediana potencia, hay que unir un cierto número de células y obtener así la tensión y la corriente requeridas para su funcionamiento.

Un conjunto de módulos conectados entre ellos junto con el cableado, y en su caso los soportes de la instalación constituyen un generador fotovoltaico. La conexión de módulos fotovoltaicos sigue las reglas básicas de la electricidad y pueden conectarse en:

a) Serie

Basada en conectar el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente, y así sucesivamente hasta completar la serie. Los terminales del grupo generador estarán en el terminal positivo del último módulo conectado y el negativo del primero. Cuando los paneles se conectan en serie la tensión resultante es la suma de la de todos los paneles

$$V_T = V_1 + V_2 + \dots V_n \quad \text{ecu. (7)}$$

mientras que la intensidad será la proporcionada por uno solo de ellos.

$$I_T = I_1 = I_2 \dots = I_n. \quad \text{ecu. (8)}$$

Si falla uno de los paneles conectados en serie, puede hacer que el conjunto deje de funcionar. Para evitar que esto suceda, los diodos de bloqueo “puentean” ese modulo, haciendo que la corriente siga su camino. Se conectan módulos en serie para conseguir voltajes de 24 ó 48 V, en instalaciones autónomas de electrificación, y superiores, 96 a 144 V, en instalaciones conectadas a la red o de alimentación para bombeos directos. El voltaje en un modulo fotovoltaico, cuando funciona en el punto máximo de su potencia, puede llegar a ser 1.4 veces el voltaje nominal. (Arbaiza Ventura, 2012)

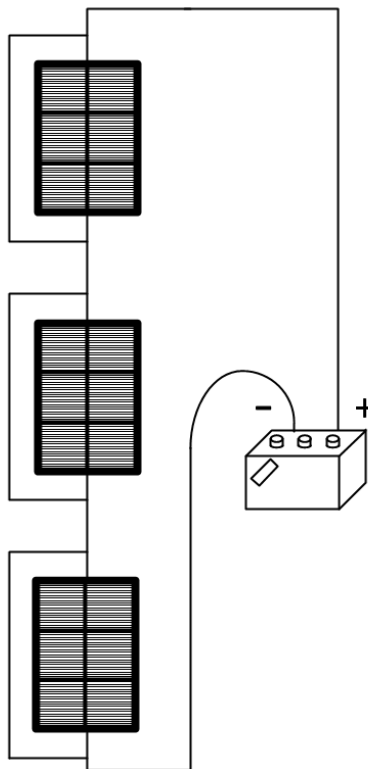


Figura 2.10. Conexión en serie

Modificada de: (Sánchez Maza, 2011)

b) Paralelo

Consiste en conectar por un lado los terminales positivos de todos los paneles, y por otro, todos los terminales negativos. La salida del grupo generador la forman el terminal positivo común y el terminal negativo, también común. Cuando los módulos se conectan en paralelo, la tensión coincidirá con la que proporcione un solo módulo fotovoltaico

$$V_T = V_1 = V_2 \dots = V_n \quad \text{ecu. (9)}$$

La intensidad será la suma de las intensidades de todos los módulos.

$$I_T = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad \text{ecu. (10)}$$

Se hacen conexiones en paralelo para conseguir intensidades de 20 a 25 A, en instalaciones autónomas de electrificación o bombeo, y superiores en instalaciones de conexión a la red de elevada potencia. (Sánchez Maza, 2011)

El aumento de intensidad produce un aumento de pérdidas por efecto Joule (calentamiento de los conductores) de forma cuadrática, ya que:

$$P = RI^2 \quad \text{ecu. (11)}$$

Lo que obliga a utilizar conductores de mayor sección para que puedan soportar intensidades elevadas, aunque siempre teniendo en cuenta que no superen las establecidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) para cada sección de conductor.

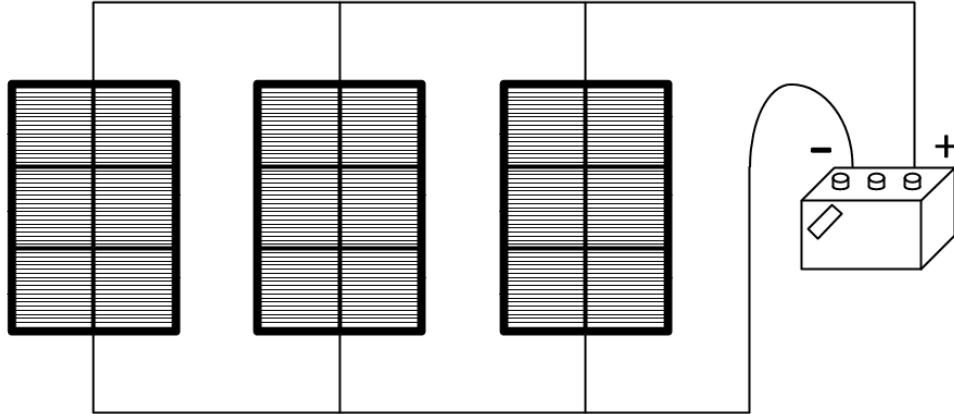


Figura 2.11. Conexión en paralelo

Modificada de: (Sánchez Maza, 2011)

c) Mixta

Para satisfacer diferentes necesidades de tensión y voltaje, los módulos pueden combinarse en agrupaciones serie-paralelo.

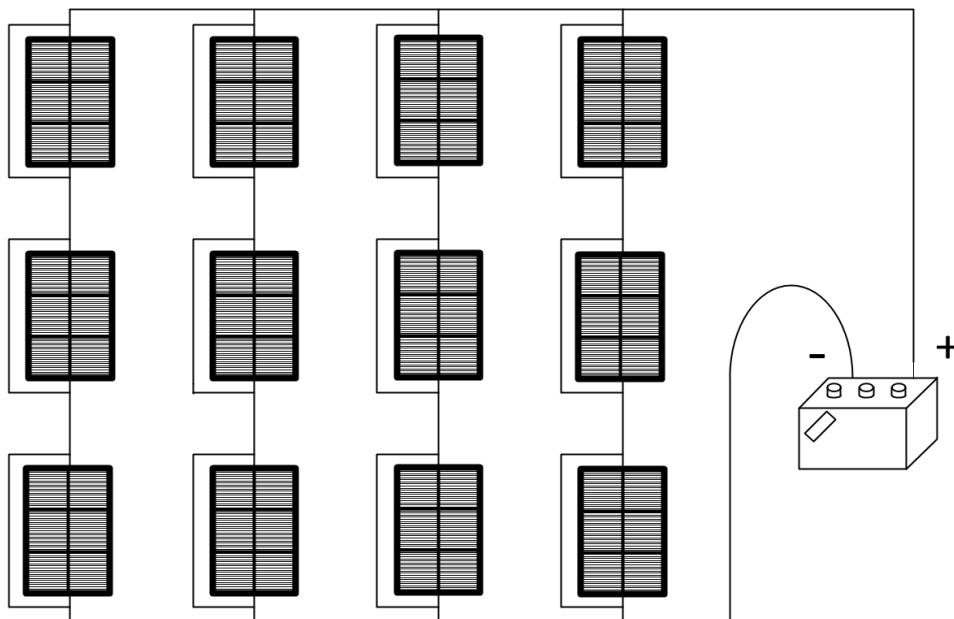


Figura 2.12. Conexión mixta

Modificada de: (Sánchez Maza, 2011)

Para determinar a qué voltaje hay que diseñar una instalación (12, 24 ó 48 V) se deben tomar en cuenta dos puntos de perspectiva:

- *Rendimiento*: el que procura minimizar las pérdidas de energía por calentamiento de los conductores y de los equipos de regulación. Según este criterio, se tendría que diseñar las instalaciones a 48 V, ya que a mayor voltaje, menor es la intensidad para un valor de potencia constante.
- *Económico*: procura el mínimo coste de la instalación. Según este criterio, siempre se ensamblarían instalaciones de 12 V, con una batería pequeña, pero a costa de tener elevadas intensidades de paso en los conductores y controladores, a medida que aumenta la potencia de la instalación. (Sánchez Maza, 2011)

El parámetro que permite relacionar la economía con el rendimiento es la intensidad que puede producir el generador fotovoltaico, y se calcula con la siguiente ecuación:

$$I_T = I_{CC} \cdot N_P \quad \text{ecu. (12)}$$

donde

I_T = intensidad máxima que se espera recibir en el generador solar

I_{CC} = intensidad de cortocircuito de un panel

N_P = número de grupos o módulos en paralelo.

2.4.3. Regulador de carga

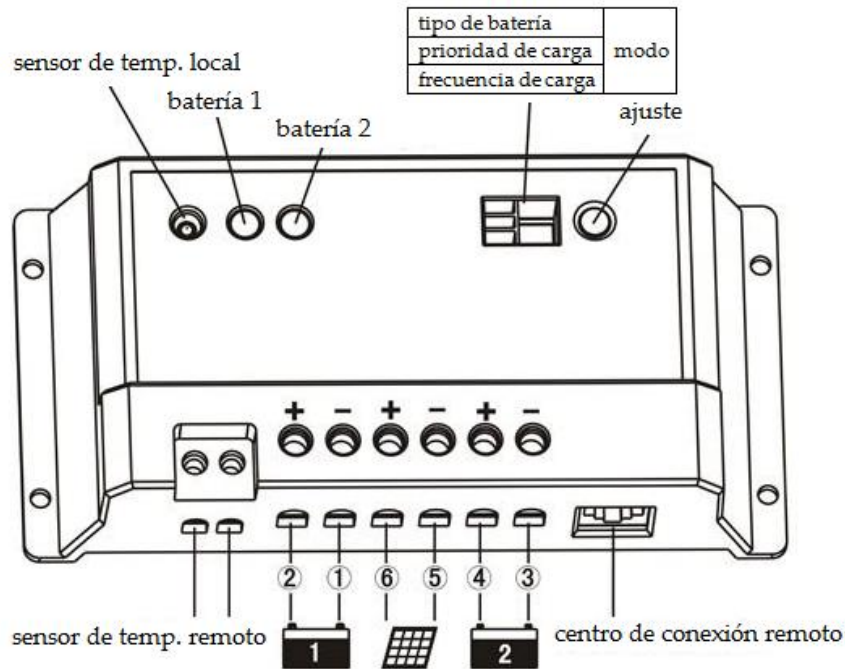


Figura 2.13. Regulador de carga

Modificada de: (Alibaba.com, 2014)

El regulador de carga es un dispositivo que se encarga de proteger la batería. Al dimensionar un regulador el objetivo principal es obtener la corriente máxima que va a circular por la instalación. Se calculará la corriente que produce el generador FV, la corriente que consume la carga, y la máxima de éstas dos corrientes será la que deba soportar el regulador en funcionamiento. La corriente de corte a la que debe actuar el regulador será fijada en el propio dispositivo, pero ha de soportar la máxima posible que la instalación pueda producir. Los criterios para su selección son:

- Tensiones de batería compatibles (12, 24 y 48V).
- Corriente máxima de paneles. Corriente de cortocircuito.
- Corriente máxima que puede proporcionar a la carga.

Entre las funciones que este posee son:

- Proteger la batería contra sobre tensiones.
- Proteger la batería contra descargas profundas.
- Proteger las cargas a condiciones extremas de operación.
- Proporcionar información sobre el sistema al usuario. (Arbaiza Ventura, 2012)

2.4.4. Inversor

La tensión de entrada en el inversor de una instalación fotovoltaica no será siempre constante, por lo que el inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones continuas dentro de un determinado rango. Ese rango suele ser de un 15 %.

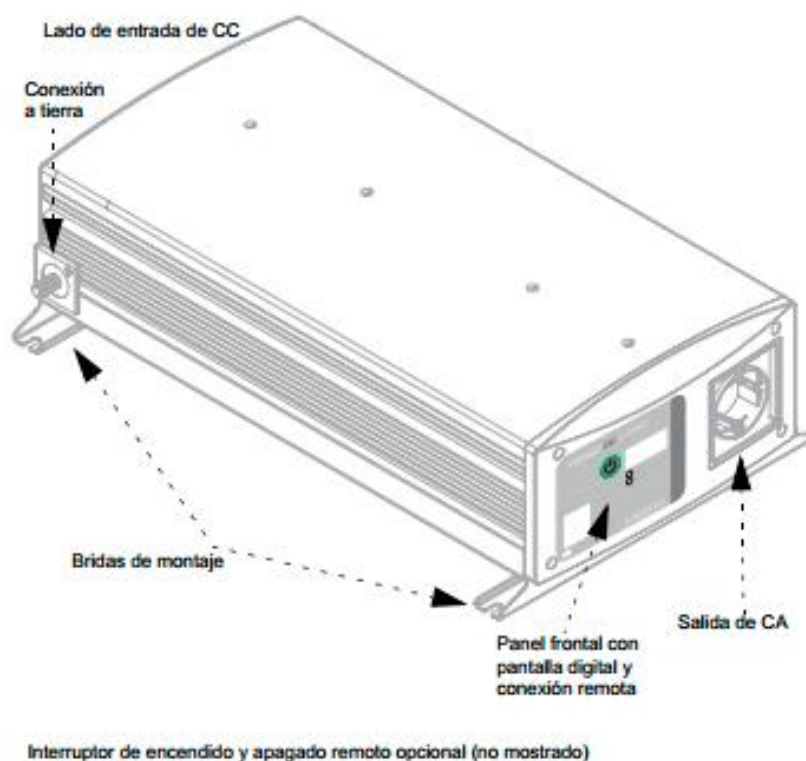


Figura 2.14. Inversor

Modificada de: (tutiendasolar.com, 2009)

Al dimensionar el inversor se tendrá en cuenta la potencia que demanda la carga de corriente alterna (CA), de forma que se elegirá un inversor cuya potencia nominal sea algo superior a la máxima demandada por la carga, se debe evitar el sobredimensionamiento del inversor para tratar de hacerlo trabajar en la zona donde presenta mejores eficiencias. Para identificar el tipo de convertidor se deben tomar en cuenta los siguientes criterios:

- Potencia nominal (KW)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión nominal de salida (V)
- Frecuencia de operación (Hz)
- Rendimiento (%)

La potencia nominal del inversor (o del convertidor) adecuado será el resultado de sumas las potencias nominales de los equipos consumidores multiplicados por un coeficiente de simultaneidad comprendido entre 0.5 y 0.75 (en función del tipo y cantidad del consumo, ya que nunca funcionan todos los equipos a la vez).

Suma de la potencia nominal de todos los elementos de consumo $\times 0.75 > P_{\text{convertidor}} >$
Suma de la potencia nominal de todos los elementos de consumo $\times 0.75$

El resultado de esta operación determinará la potencia nominal del convertidor, con la excepción de que la potencia nominal de alguno de los aparatos de consumo sea superior a este valor y que por tanto, sea este aparato el que determine la potencia del convertidor.

Las características de funcionamiento que definen un inversor son:

- Máxima potencia que pueden suministrar en alterna.
- Tipo de cargas que van a alimentar. Algunos electrodomésticos son muy sensibles al tipo de onda que dan los inversores (cuadrada, semisenoidal, senoidal pura).

- Posibilidades del inversor de funcionar también como cargador de baterías.
- Condiciones ambientales y de almacenamiento del equipo.
- El rendimiento de estos inversores normalmente se sitúa por debajo del 85-90%.
- El rendimiento empeora cuando el consumo es menor del nominal para el que están preparados.
- Pueden soportar sobrecargas pero durante poco tiempo, pueden presentar problemas para arrancar motores eléctricos con grandes picos.
- La potencia máxima que pueden entregar disminuye cuando el factor de potencia del consumo no es 1 (puramente resistivo). (Arbaiza Ventura, 2012)

Los modelos de inversores, deben contar como mínimo con las siguientes características:

Tabla 2.1. Características mínimas del inversor

Eficiencia total	$\geq 90\%$
Potencia en Stand-by	$\leq 1W$
Factor de potencia	$\geq 95\%$
Distorsión armónica total en corriente	$\leq 5\%$
Regulación de tensión de salida	$\leq 5\%$

El método de prueba a utilizarse para comprobar la eficiencia total de los inversores, debe basarse en lo establecido en la norma EN 50530 – Overall Efficiency of Grid Connected Photovoltaic Inverters vigente. Los modelos de inversores, deben cumplir con los requisitos de seguridad establecidos en la Norma UL 1743³ ó CSA 22.2 No.107.1-M91⁴ vigentes.

³ Standard for Safety for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources

⁴ General Use PowerSupplies

2.4.5. Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico tiene como componente fundamental, uno o varios paneles fotovoltaicos los cuales cumplen el objetivo de transformar la radiación solar en electricidad. La electricidad generada es corriente directa (CD). Dependiendo del panel o de su método de conexión el voltaje oscila entre 5-900 V. La energía producida puede utilizarse como tal (CD) o transformarse en corriente alterna (110 a 220 V) para ser utilizada por artículos eléctricos tradicionales. El número de paneles en el sistema dependerá de varios factores, los principales son:

- El valor promedio de la insolación del lugar
- La carga (régimen y tipo)
- La máxima potencia nominal de salida (Solar, 2013)

2.4.6. Conexiones comerciales de sistemas fotovoltaicos

En correspondencia con su arquitectura y utilización, las instalaciones solares fotovoltaicas se dividen en tres grandes grupos: sistemas aislados (sistemas autónomos sin conexión a la red eléctrica), sistemas conectados a la red eléctrica y sistemas híbridos.

a) Sistema fotovoltaico aislado

Este sistema se utiliza en aquellos lugares donde no llega la red eléctrica y resulta más caro ensamblar una infraestructura para conectarse a la red que instalar un sistema fotovoltaico adecuado a las necesidades de consumo. La instalación puede cubrir el 100% de las necesidades eléctricas, aunque puede acompañarse de un sistema de apoyo convencional. Aun así, un consumo responsable por parte del usuario es esencial para aprovechar al

máximo la instalación solar, por esto es recomendable utilizar iluminación de bajo consumo y electrodomésticos eficientes para optimizar el sistema. Para esta clase de sistema existen dos topologías, las aisladas sin acoplamiento CA y con acoplamiento CA.

La figura 2.15 muestra un sistema fotovoltaico aislado, el cual, sólo es capaz de manejar cargas CD sin ningún tipo de acoplamiento a CA, este esquema es el más utilizado en sistemas de éste tipo y tiene una amplia aplicación. (Arbaiza Ventura, 2012)

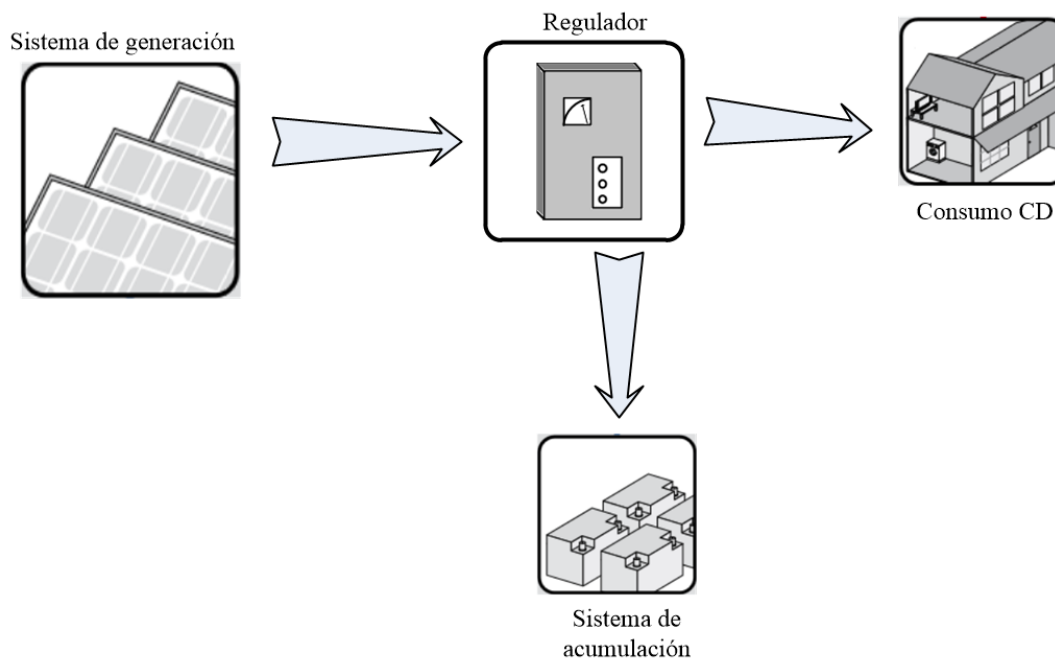


Figura 2.15. Esquema de un sistema aislado (Cargas CD)

Modificada de: (Arbaiza Ventura, 2012)

Estos sistemas están compuestos, normalmente, por un panel fotovoltaico con una capacidad menor que 100 Wp (puede variar dependiendo de la utilidad), un regulador de carga electrónico generalmente a 12 V, una o dos baterías con capacidad total menor que 150 Ah, y entre su consumo pueden estar 2 ó 3 lámparas a 12 V y un tomacorriente para la

utilización de aparatos eléctricos de bajo consumo energético diseñados especialmente para trabajar a 12 V. Este sistema es muy empleado en las áreas rurales del país.

Las características principales de este tipo de sistemas son:

- El voltaje nominal es 12 V de corriente directa, solamente se puede usar en lámparas y aparatos que trabajen a 12 V.
- El costo comparativo de este tipo de sistema es más accesible para los presupuestos familiares, debido a que se utiliza exclusivamente para satisfacer necesidades básicas de electrificación (luz, radio, televisión etc.).

La figura 2.16 muestra el esquema de un sistema fotovoltaico aislado con acoplamiento en CA por medio de un inversor, este tiene la peculiaridad de manejar simultáneamente cargas CD y CA. (Arbaiza Ventura, 2012)

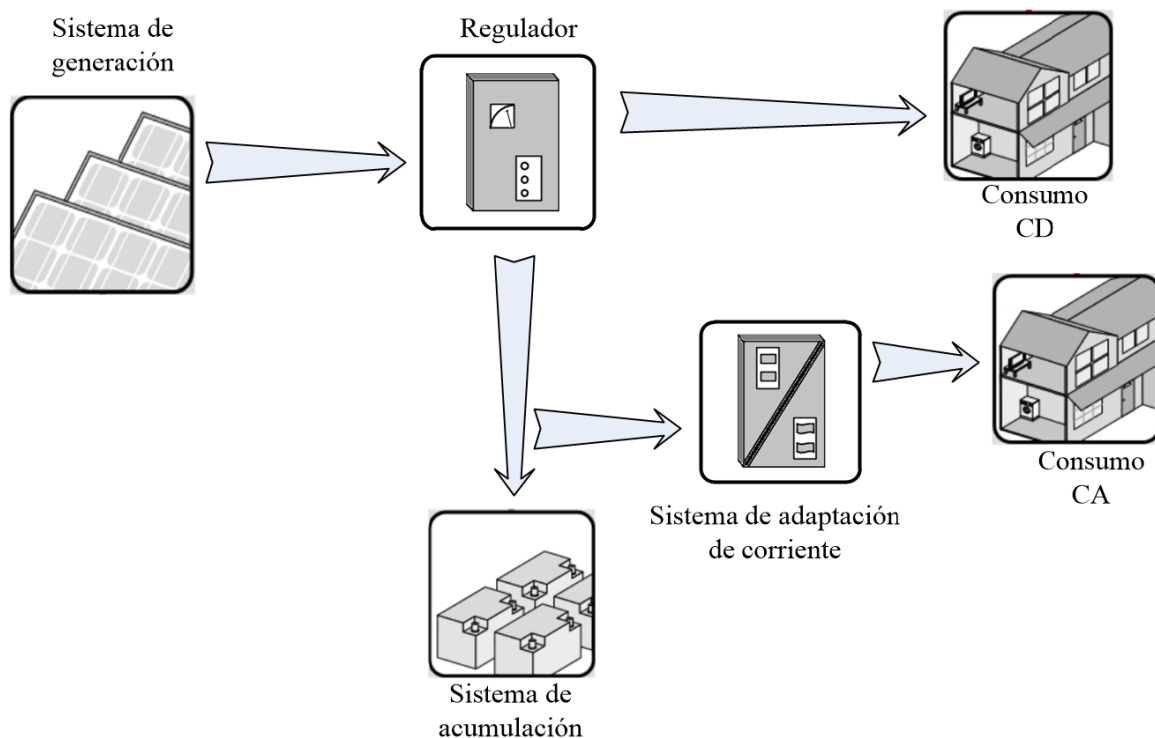


Figura 2.16. Esquema de conexión de un sistema aislado (cargas CD y CA).

Modificada de: (Arbaiza Ventura, 2012)

Los sistemas individuales en corriente alterna CA para aplicaciones domésticas se pueden considerar como una ampliación de los equipos y capacidades de un sistema individual CD. La diferencia fundamental que existe entre ambos sistemas es que el segundo dispone de un inversor electrónico para transformar la tensión de 12 V de corriente directa a 110 ó 220 V de corriente alterna, en cuanto al resto de componentes, ambos sistemas son idénticos. Los sistemas fotovoltaicos CA tienen mayor capacidad de producción de energía (paneles fotovoltaicos de mayor capacidad) y mayor capacidad de almacenamiento (batería de mayor capacidad) que los sistemas fotovoltaicos CD.

b) Sistema fotovoltaico con conexión a la red (SFVCR)

Los sistemas conectados en red normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica mientras que durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red. Un sistema de este tipo, desde el punto de vista de la continuidad de servicio, resulta más fiable que uno no conectado a la red que, en caso de avería, no tiene posibilidad de alimentación alternativa.

En los sistemas conectados a red es necesario conectar las líneas de distribución, cumpliendo con los requisitos demandados por la compañía eléctrica. También se incluirá un sistema medición, mediante el que el propietario factura la producción de la planta y puede así poseer una mini generadora de energía utilizando energía renovable. En el país no se tienen incentivos para la producción de este tipo de energía, aunque recientemente se ha aprobado un reglamento que permitirá la venta de energía a la red y prioridad de despacho, a la fecha se está a la espera de la implementación de este reglamento. (Sánchez Maza, 2011)

La figura 2.17 muestra el esquema de un sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica y al mismo tiempo es capaz de suplir cargas para su auto consumo.

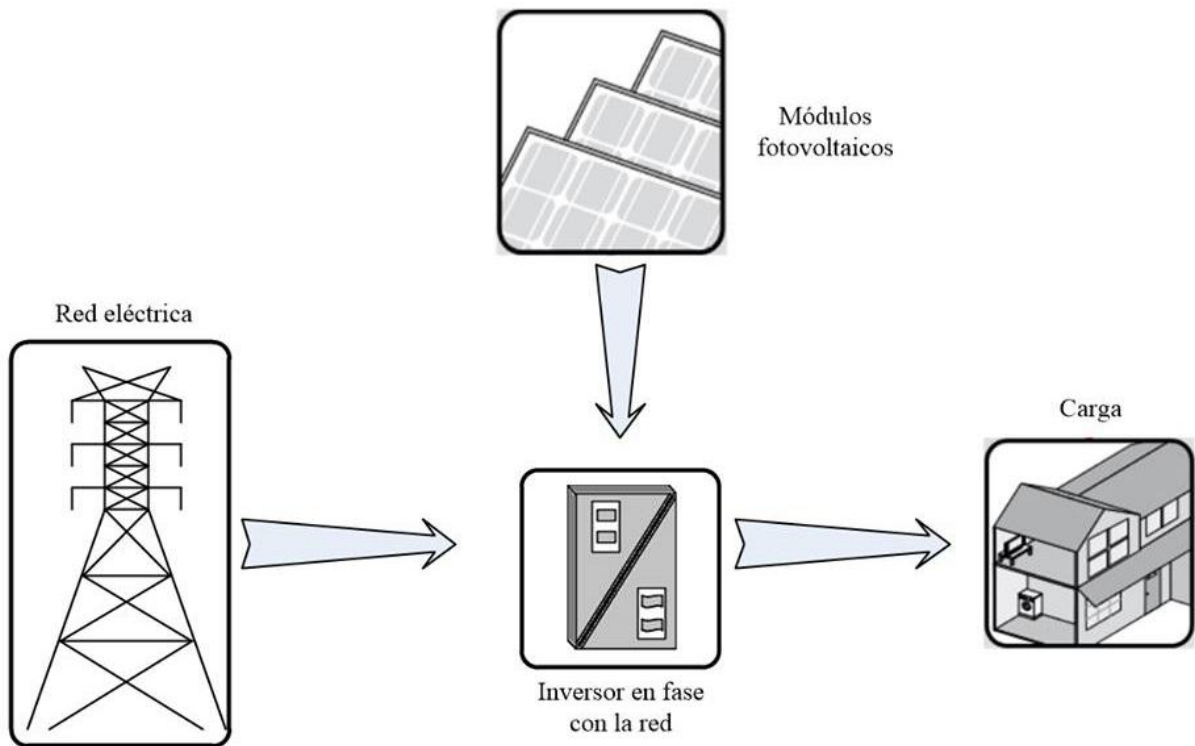


Figura 2.17. Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a la red.

Modificada de: (Arbaiza Ventura, 2012)

Los principales componentes que forman un sistema fotovoltaico con conexión a la red son:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversor para conexión a red.
- Dispositivo de intercambio con la red eléctrica.
- Contador o medidor de energía (comúnmente bidireccional).

Los módulos fotovoltaicos se encuentran conectados a la red eléctrica por medio de un inversor para la conexión a red con dispositivo de intercambio con la red eléctrica, así el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera el consumo local, y extrae

energía de ella en caso contrario, se puede configurar de manera que en caso no exista carga conectada este se desconecte y entre en estado standby. Finalmente el medidor de energía bidireccional, determina la energía producida por el sistema fotovoltaico durante su periodo de funcionamiento, así como la energía suministrada a la carga por la red. Al respecto existen varias configuraciones en las que se inyecta toda la energía a la red ya sea en baja tensión o media tensión y otra como la de la figura 2.17 en la que únicamente el excedente se entrega a la red. (Arbaiza Ventura, 2012)

A continuación se dan los criterios técnicos para la selección de las componentes que confirman un sistema fotovoltaico con conexión a red:

Selección de módulos fotovoltaicos

- *Potencia unitaria.* Los módulos fotovoltaicos para instalaciones conectadas a red son de potencias altas para disminuir los costes del soporte y de la conexión eléctrica. Se elegirán módulos de potencia unitaria superiores o iguales a 150 Wp.
- *Tolerancia de la potencia.* Con este parámetro se evaluará el comportamiento del módulo. Se buscaran tolerancias pequeñas para reducir pérdidas por tener oscilaciones mayores. Los valores actuales oscilan entre un 2% y un 10%. El pliego de condiciones técnicas⁵ para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red establece una tolerancia máxima permitida del 10%.
- *Calidad y aislamiento.* Todos los módulos deben cumplir la norma ISO 9001⁶ y presentan un aislamiento clase II.

⁵ IDEA: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

⁶ Sistema de gestión de calidad.

- *Tensión nominal.* Una mayor tensión de trabajo del módulo conduce a una menor intensidad para la misma potencia transmitida, disminuyendo las pérdidas por caída de tensión en el módulo y en el cableado del campo fotovoltaico y permitiendo menores secciones del mismo.
- *Rendimiento.* Aunque el rendimiento energético de las células de silicio cristalino es similar en los módulos fotovoltaicos, existen tecnologías que mejoran la captación energética por una disminución de la superficie ocupada.
- *Potencia específica (Wp/m^2).* Este parámetro expresa el rendimiento energético de las células y el grado de aprovechamiento de la superficie de captación del módulo. La distancia de las células entre sí y el marco del módulo vienen limitados por el nivel de aislamiento. Por otra parte, una proximidad excesiva de las células al marco metálico puede dar lugar a pérdidas adicionales por acumulación de suciedad en esa zona.
- La garantía de los módulos fotovoltaicos se expresa en términos de mantenimiento de un determinado porcentaje de la potencia nominal durante un número de años que puede llegar a 25 años. (Arbaiza Ventura, 2012)

Selección del inversor

Existen inversores trifásicos y monofásicos. Según sea la instalación, se pueden elegir varios inversores monofásicos de menor tamaño con una misma capacidad o uno trifásico de la potencia que se solicite. Se pueden elegir varios inversores monofásicos para una determinada potencia, esto reduciría los precios de equipos pero elevaría el precio de mantenimiento (por una mayor cantidad), caso contrario si se elige un solo inversor

trifásico. Los criterios técnicos que se deben tomar en cuenta para la selección del inversor de sistemas conectados a red son los siguientes:

Deben cumplir con el STD IEEE 519⁷ en cuanto a los niveles de distorsión exigidos, aunque estos deben establecerse en función de la impedancia de la red en el punto de conexión.

- Los inversores que se encuentran en el mercado poseen unas excelentes características de aprovechamiento de la energía procedente del campo fotovoltaico, calidad de la señal, protecciones y seguridad.
- Los principales parámetros para la selección del inversor más competitivos son el rendimiento, la fiabilidad, el tiempo de vida, el autoconsumo y el umbral de irradiancia mínima para conexión.
- El rendimiento energético de los inversores actuales se encuentra en una banda estrecha, entre el 93 y 95%. A pesar de esto, un solo punto de diferencia puede tener una repercusión importante a lo largo de toda la vida de la instalación debido a los precios del KWh producido por los sistemas fotovoltaicos conectados a red.
- El volumen y peso del inversor pueden tener su influencia considerable a la hora de seleccionarlo, especialmente en instalaciones de gran potencia, que requieren o varios inversores monofásicos o un solo inversor trifásico.
- Limitar la introducción de niveles de CD o señales asimétricas, lo que puede saturar los transformadores de distribución, aunque son situaciones poco probables, el uso de

⁷ Recomendaciones prácticas y requerimientos de la IEEE para el control de armónicos en Sistemas Electrónicos de Potencia

transformadores de aislamiento a la salida del inversor y o transformadores de alta frecuencia son una solución.

- Los márgenes de desconexión de los inversores, en cuanto a frecuencia, 1 Hz, y voltaje, 80 al 106% del nominal, es lo usual.
- En el caso de fallo del sistema la desconexión debe ser instantánea, al detectarse la disminución de la tensión, sin embargo, a medida que las redes de SFVCR se hagan más grandes, pueden generarse inestabilidades en la red al desconectarse el Sistema Fotovoltaico (SFV) grandes, por lo que debe limitarse la desconexión dentro de los primeros 20 ciclos después del fallo. Esto significa que el sistema fotovoltaico, y en especial el inversor que debe de proveer corriente de cortocircuito o de falla, durante ese tiempo. (Arbaiza Ventura, 2012)

Para inversores conectados a la red se debe contar con un certificado que avale tal cualidad bajo alguna de las siguientes normas: IEEE Std. 1547⁸, IEEE Std. 929⁹, VDE 0126¹⁰, RD 1663¹¹ vigente o alguna norma equivalente en otro país.

Los modelos de inversores, deben cumplir con las características de calidad ofrecidas en su catálogo y manifestadas en el registro de producto. Además de cumplir con las siguientes características de calidad indicadas a continuación.

⁸ Standard for Interconnecting Resources with Electric Power.

⁹ Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems

¹⁰ Certificado de Confiabilidad

¹¹ Certificado de Conformidad

Tabla 2.2. Características de calidad de los inversores para conexión a red

Comunicación	Sistema de comunicación (debe de contar al menos con uno de los siguientes sistemas de comunicación)	RS-232
		RS-485
		Ethernet
		USB
Ambiente	Humedad relativa	0 – 91% sin condensación
	Rango de temperatura de operación	-10°C hasta 40°C
	Grado de operación	Este dependerá del tipo de ambiente en el que opere el inversor

Fuente: (Arbaiza Ventura, 2012)

La calidad de un inversor para SFVCR se juzga atendiendo a cuatro criterios bien diferenciados:

- Grado de aprovechamiento del generador fotovoltaico, o seguimiento de su punto de máxima potencia; mientras más amplio sea este rango de operación, es mejor.
- Eficiencia de conversión, o pérdidas introducidas por el inversor durante el proceso.
- Calidad de la energía generada (emisión de armónicos, factor de potencia, generación de interferencias, etc.).
- Seguridad para personas, equipos y la red eléctrica.

Entre algunas ventajas con las que cuentan estos sistemas se tienen:

- La ausencia de costes de combustible, con muy bajos costes de mantenimiento y escasos riesgos de avería.
- Ventajosos en la calidad de servicio pero vulnerables a la falta de la red eléctrica ya que no posee un respaldo para brindar servicio eléctrico.
- Los beneficios medioambientales inherentes a una fuente de energía no contaminante e inagotable. Este tipo de instalaciones evita la emisión de contaminantes a la atmósfera como SO₂, CO₂, CO, Pb, etc., ya que introducen en la red eléctrica energía limpia generada con radiación solar y evitan la generación de electricidad mediante

otras formas de energía como térmica, nuclear, etc. Contribuyen por tanto a la reducción de gases contaminantes y de efecto invernadero.

- Los paquetes de equipo fotovoltaico se diseñan específicamente para uso residencial y uso comercial en pequeña escala para interconexión a la red eléctrica convencional.
- El tamaño de los sistemas va desde 1,000Wp a 100,000Wp bajo condiciones estándar de prueba (STC¹²), y se pueden ordenar con una amplia variedad de configuraciones del arreglo FV. (Arbaiza Ventura, 2012)

Cada sistema está diseñado para optimizar el funcionamiento y cumplir con códigos y requisitos aplicables del Código Eléctrico Nacional (NEC).

c) Sistemas fotovoltaicos de respaldo

Un sistema de respaldo es la solución a la problemática que tiene el país con el suministro de energía eléctrica que no es fiable por las siguientes razones:

La electricidad que llega a los equipos, empresas y hogares es sucia, ya que están contaminadas de ruido en la línea, variaciones de voltajes y de frecuencia.

El suministro de energía es oscilante, es decir, puede estar y en segundos no estar (conocido comúnmente como apagones de luz), los cuales pueden tener un tiempo de minutos como también de horas y hasta algunas veces durante días (suspensiones).

La figura 2.18 muestra un sistema fotovoltaico de respaldo, el cual se puede decir que posee los dos sistemas expuestos hasta aquí en uno solo, tanto un sistema aislado, por su capacidad de almacenamiento, y un sistema con conexión a la red. (Arbaiza Ventura, 2012)

¹² Pruebas de laboratorio a condiciones estándar de medida: 1000 W/m², AM1.5, 25 °C temperatura de célula

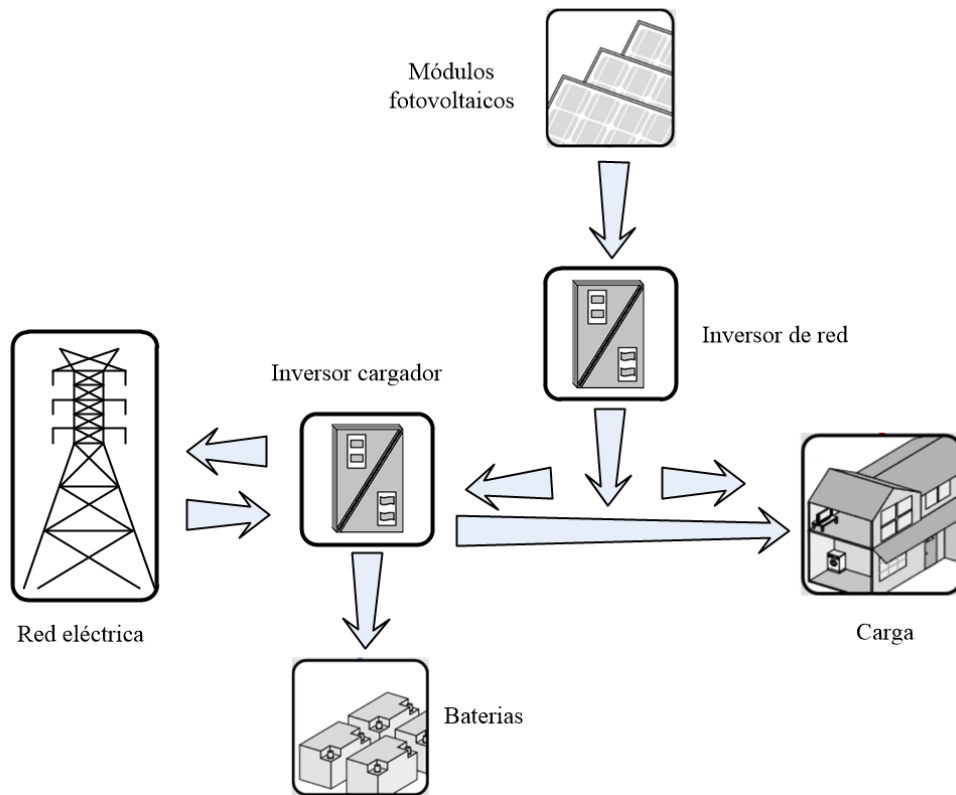


Figura 2.18. Esquema de conexión de un SFV de respaldo.

Modificada de: (Arbaiza Ventura, 2012)

Los componentes de este sistema son similares al de conexión a red, con la incorporación de un inversor cargador que cumple con las funciones de cargar las baterías y al mismo tiempo dejar el paso de la red cuando estas están descargadas.

d) Sistema fotovoltaico de Back-Up

La instalación fotovoltaica actúa como fuente de energía para el suministro directo de los consumidores y para la carga de la batería. El sistema Backup está atrayendo el interés de cada vez más operadores: ofrece excelentes alternativas en países en desarrollo y países

recientemente industrializados con redes eléctricas inestables y puede representar también un suplemento útil para las redes públicas. (Arbaiza Ventura, 2012)

El esquema de conexión de un sistema de Back-Up se detalla en la figura 2.19, es importante mencionar que esta clase de sistemas los proporciona comercialmente SMA.

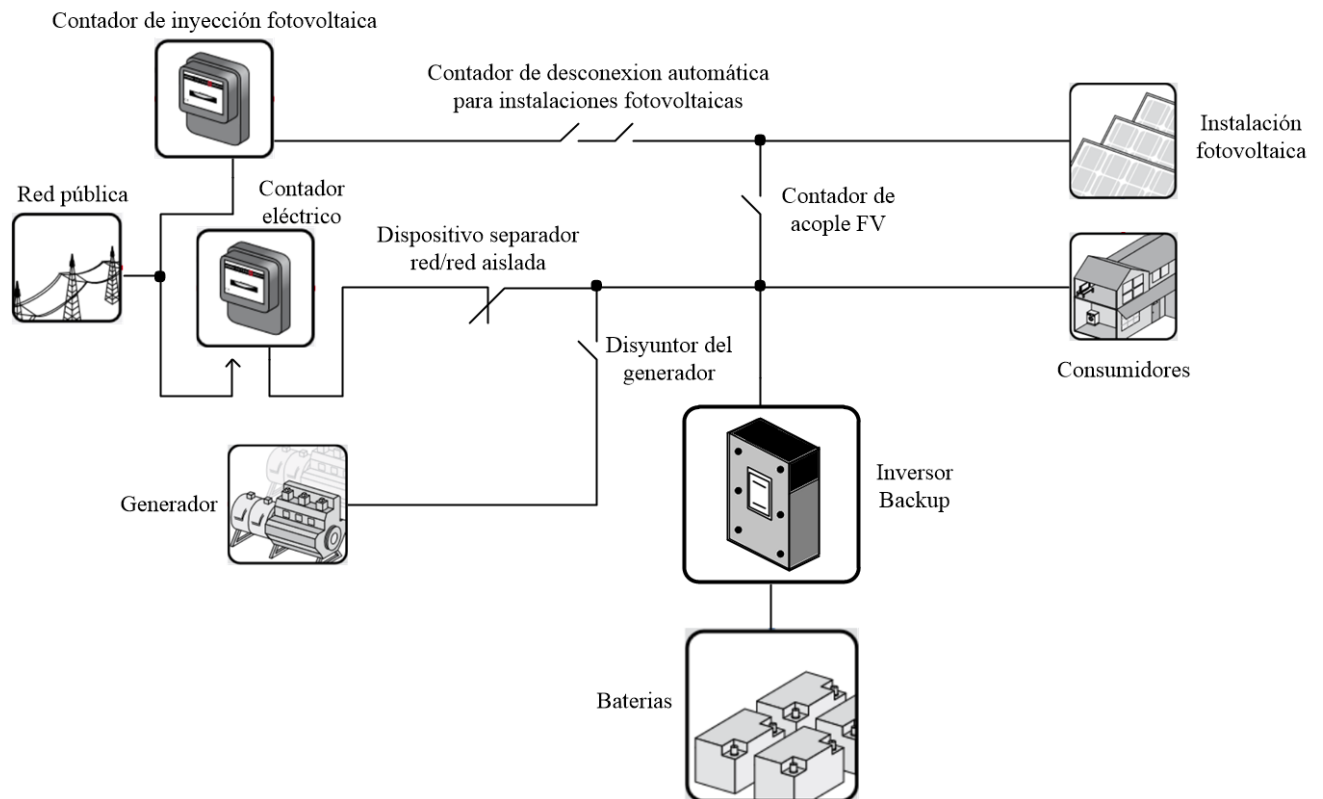


Figura 2.19. Esquema de conexión de un sistema fotovoltaico de Back-Up

Modificada de: (Arbaiza Ventura, 2012)

e) Sistema fotovoltaico híbridos

Los sistemas híbridos para la generación de energía pueden ser definidos como la asociación de dos o más fuentes de energía con el objetivo básico de generar energía eléctrica, para una determinada carga aislada de la red o integrada al sistema. Los sistemas híbridos están compuestos por fuentes renovables cuyos recursos son prácticamente

inagotables y de ser necesario se complementan con grupos de generación con motores a combustión constituyéndose en una concreta opción, compatible a nivel medio ambiental y social. Actualmente se proyectan sistemas híbridos en los que las fuentes renovables y el almacenamiento proporcionan hasta un 80–90 % de la necesidad energética, dejando al diesel solo la función de emergencia.

Entre las aplicaciones más importantes de los sistemas híbridos en la actualidad, se pueden resumir en las siguientes:

- *Sistemas para usuarios o comunidades aisladas.* Son sistemas que generan hasta un máximo de 100 KW de potencia.
- *Sistemas híbridos insertados a redes.* Son sistemas renovables instalados en redes locales de media tensión, hasta la potencia en decenas de MW, con el fin de reducir las horas de funcionamiento de los generadores diesel existentes, ahorrando combustible y reduciendo las emisiones contaminantes.
- *Sistemas combinados completamente renovables.* Considerando las características intermitentes de las fuentes utilizadas estos sistemas se pueden utilizar en aplicaciones conectadas a la red. Estos sistemas unen las tecnologías fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica.
- *Sistemas autosuficientes.* Se pueden instalar sistemas híbridos completamente renovables, que permiten la autosuficiencia de la red eléctrica. Estos sistemas combinan una fuente continua, para cubrir la necesidad energética de base (biomasa y/o energía geotérmica), y una o más fuentes intermitentes, para cubrir los picos de potencia solicitada (hidroeléctrica, eólica, solar). (Arbaiza Ventura, 2012)

Los sistemas híbridos se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Sistema solar fotovoltaica con un grupo electrógeno de pequeña potencia

Este sistema no utiliza solo fuentes renovables, pero también es el único que puede generar electricidad en cualquier momento, en cualquier lugar donde se necesite y con una gama de potencias muy amplia. Es el sistema idóneo para funcionar como sistema auxiliar para momentos de déficit de una instalación diseñada únicamente con un sistema fotovoltaico, o bien para cubrir determinados consumos que, por su elevada potencia, se prefiere que no pasen a través del mismo.

- Sistema solar fotovoltaica con mini hidráulica

Cuando se plantea la posibilidad de un sistema mixto fotovoltaico e hidráulico es porque el potencial hidráulico por sí solo no es suficiente para cubrir toda la demanda de energía, ya sea porque es pequeño o bien porque es de régimen estacional o fluctuante, en la figura 2.20 se muestra un esquema de conexión de un sistema híbrido fotovoltaico-hidráulico.

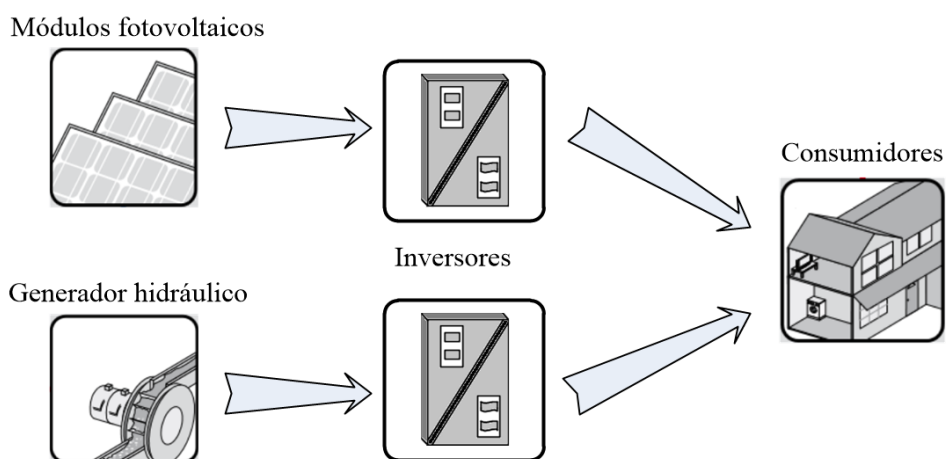


Figura 2.20. Esquema de conexión de un sistema híbrido fotovoltaico-hidráulico.

Modificada de: (Arbaiza Ventura, 2012)

– Sistema solar fotovoltaico con energía eólica

Se contempla esta posibilidad, cuando en el lugar de la instalación hay presencia de viento y sol. Estas condiciones no se dan en todas partes, por lo que es necesario conocer con detalle el potencial eólico y solar de un lugar antes de decidirse por esta opción, un esquema simple de conexión se muestra en la figura 2.21.

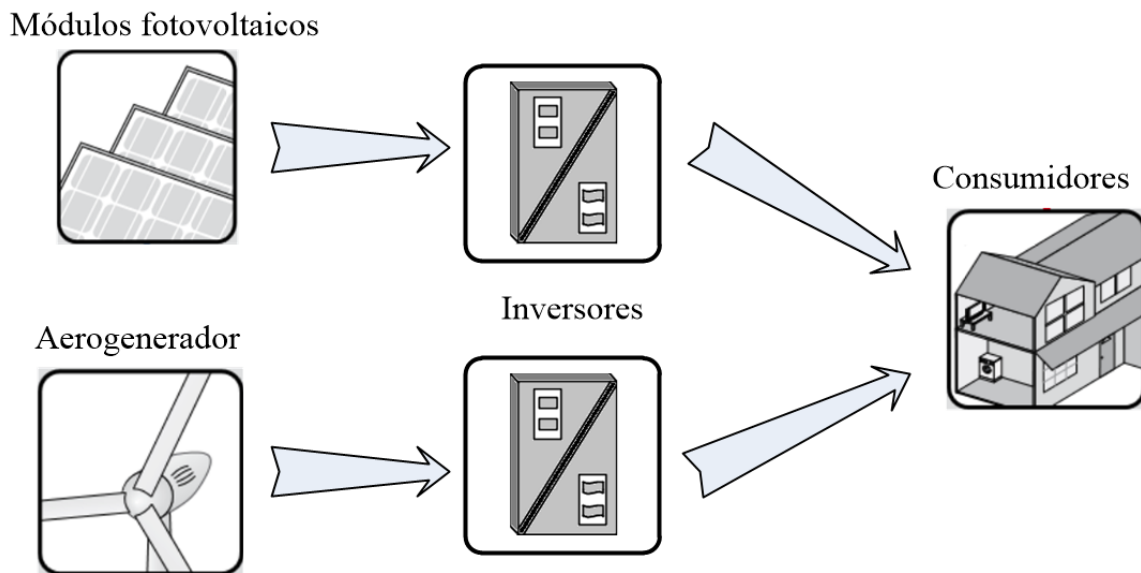


Figura 2.21. Sistema híbrido fotovoltaico-eólico.

Modificada de: (Arbaiza Ventura, 2012)

La principal ventaja de un sistema híbrido es la posibilidad del aprovechamiento conjunto y optimizado de los recursos locales disponibles, pudiendo garantizar altos niveles de calidad, confiabilidad y rendimiento. Con reducción de costos en la instalación y operación del sistema. Los sistemas híbridos representan actualmente una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas o no electrificadas.

2.4.7. Otras consideraciones para la instalación de sistemas FV

a) Cables

En las instalaciones fotovoltaicas se utilizan secciones de cableado superiores a las utilizadas en instalaciones convencionales debido a la utilización de bajas tensiones continuas y requerimientos de potencia de cierta consideración, aunque los conductores a emplear tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos según se establece en el REBT. Las intensidades máximas admisibles, se regirán en su totalidad por lo indicado en la Norma UNE 20460-5-523. Los positivos y negativos de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (código de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente. Para realizar las conexiones deben utilizarse cajas de conexiones estancas y con grado de protección IP adecuado. El cableado debe estar protegido contra la humedad, la radiación y otros fenómenos atmosféricos, dado que la instalación se encuentra a la intemperie. Debe evitarse la excesiva longitud del cableado, ya que en los conductores eléctricos (de cobre) por los que se transporta la energía, se producen pérdidas debido a la resistencia que oponen al paso de la corriente; por lo que los módulos, y el inversor, deben instalarse lo más cerca posible. (Sánchez Maza, 2011)

Para los cables de cobre (resistividad = $0.01724 \Omega mm/m$ a $20^\circ C$) y con tensiones de 12V, el cálculo de la sección del conductor, a fin de evitar esos efectos, se hará aplicando la siguiente fórmula:

$$S = \frac{3.448.L.I}{\Delta V(\%).V_{AB}} \quad \text{ecu. (13)}$$

donde

S: sección del conductor, en mm^2 .

L : longitud del cable entre dos puntos A y B, en mm.

I : intensidad de corriente, en A.

ΔV : caída de tensión, en %.

V_{AB} : tensión de trabajo entre los puntos A y B, en V.

Las mínimas secciones de los cables en cada una de las líneas deben ser: 2.5 mm² del generador FV al regulador de carga.

La sección de los cables calculada según la ecuación anterior, debe ser tal que las máximas caídas de tensión, comparadas con la tensión a la que se esté trabajando, esté por debajo de los límites expresados en la siguiente tabla:

Tabla 2.3. Caída de tensión en el cableado

Campo de paneles-acumulador	3%
Acumulador-inversor	1%
Línea principal	3%
Línea principal-iluminación	3%
Línea principal-equipos	5%
Campo paneles-carga CD	5%

Una vez determinada la sección de conductor, se comprobará que la intensidad de circulación es menor que el máximo admisible según el REBT.

b) Protecciones

Los elementos que se utilicen como protección (fusibles, magnetotérmicos e interruptores en general y diodos) deben ser adecuados para los valores de tensión y corriente de una instalación fotovoltaica. Los fusibles se utilizan para evitar sobreintensidades accidentales preferentemente instalados en las líneas de polaridad positiva. Los magnetotérmicos limitan la intensidad en el circuito de consumo y son como los que se instalan habitualmente en las

viviendas, y saltaran si se conecta algún equipo de excesiva potencia. Los diodos son dispositivos de protección para evitar que los módulos actúen como receptores en determinadas ocasiones. Los diodos de bloqueo evitan que se disipe la potencia de los módulos o de la batería en situaciones de defecto eléctrico. Se colocan a la salida de cada grupo de módulos fotovoltaicos. Los diodos de paso evitan los efectos del sombreado parcial al impedir que las células sombreadas actúen como receptores. Vienen incluidos por el propio fabricante en la caja de conexiones del módulo. (Sánchez Maza, 2011)

c) Soportes

El bastidor que sujeta el panel, la estructura soporte del mismo, y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo de estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación. Tanto la estructura como los soportes deberán ser de preferencia de aluminio anodizado, acero inoxidable o hierro galvanizado y la tornillería (tornillos, tuercas, arandelas, etc.), de acero inoxidable. Las estructuras de soporte deben ser capaces de resistir, como mínimo, 10 años de exposición a la intemperie sin corrosión o fatiga apreciables. Las estructuras de soporte deben conectarse a tierra.

Los paneles FVs necesitan ser colocados sobre soportes rígidos, lo que permite mantener el ángulo de inclinación óptimo, aun cuando soplen vientos fuertes o caigan nevadas. Existen tres tipos: soporte fijo, soporte ajustable y soporte automático. Para elegir el más adecuado debe tenerse en cuenta el costo máximo para el sistema y el incremento porcentual de energía que se obtendría usando alguno de los otros tipos. (Sánchez Maza, 2011)

Cuatro son las formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos:

– Suelo

Es la forma más habitual de montar las instalaciones FV, por su robustez, cuando aumenta el número de paneles colocados. Además, en esta posición resulta más fácil el montaje tanto de la propia estructura soporte, como de los paneles fotovoltaicos. La accesibilidad es una ventaja ya que permite un mantenimiento más cómodo; un inconveniente es que la instalación puede ser objeto de rotura por animales o de actos vandálicos. La mayoría de estas instalaciones se suele proteger con un cercamiento metálico. Otro inconveniente es la mayor probabilidad de que puedan producirse sombras parciales y también es más susceptible a sufrir las consecuencias de inundaciones. (Sánchez Maza, 2011)

– Mástil

Es el tipo de montaje típico en alimentación fotovoltaica de equipos de comunicación aislados o farolas. Se usa principalmente en instalaciones donde ya se disponga de mástil, aprovechando a éste para la colocación del módulo. La instalación debe ser de pequeñas dimensiones, poco más de $1m^2$, ya que una superficie mayor obligaría a sobredimensionar el mástil e incluso a arriostrarlo, en cuyo caso puede ser más económico y fácil algún otro tipo de montaje. (Sánchez Maza, 2011)

– Pared

Consiste en acoplar la estructura a una de las paredes del recinto. La acción del viento queda drásticamente disminuida. Si se dispone de buenos puntos de anclaje sobre una edificación ya construida, puede ser ventajosa, debido a la seguridad que proporciona la altura.

– Tejado

Es uno de los lugares más empleados para la colocación del sistema generador FV, ya que por lo general, dispone de espacio y, al estar elevados, también presentan menos problemas con las sombras. Sin embargo, la colocación de la estructura soporte de los paneles afecta a la impermeabilización, por las sujeciones, del techo.



Figura 2.22. Formas típicas de colocar un grupo de módulos fotovoltaicos.

Modificada de: (erenovable.com, 2015)

2.5. Diseño y cálculo de un sistema solar FV

A continuación se presenta el proceso que se lleva a cabo para el diseño de un sistema fotovoltaico de manera que presente el balance adecuado desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental.

2.5.1. Dimensionado de la instalación

Al realizar el cálculo del dimensionado de una instalación fotovoltaica, ha de tenerse en cuenta de qué tipo de instalación se trata; cuando se diseñan instalaciones aisladas de la red, el objetivo es garantizar el suministro de energía eléctrica; cuando se trata de instalaciones conectadas a la red, el objetivo es maximizar la producción de electricidad solar. El cálculo del dimensionado de este tipo de instalaciones puede dividirse en tres pasos:

- Estimación de la demanda energética.
- Cálculo de la aportación del sistema solar.
- Establecimiento de la potencia del campo generador a partir de los datos anteriores.

Esto se hará teniendo en cuenta los valores medios diarios de la demanda energética, la aportación del sistema solar y el rendimiento de la instalación. Con estos valores se establecerá un cálculo mensual y anual. (Sánchez Maza, 2011)

a) Cálculo de la demanda energética

La estimación de la demanda de energía no es fácil, ya que existen numerosos factores que afectan el consumo final de electricidad. Los datos de consumo se obtienen principalmente a partir de los valores medidos en años anteriores, obtenidos de la lectura de contadores, facturas eléctricas, etc., y calculando a partir de las especificaciones de potencia eléctrica de los equipos de corriente alterna y continua que se pretenden alimentar y las horas de funcionamiento diarias. Para cada mes se estima el consumo medio diario, para lo que puedan seguirse los siguientes pasos:

- Realizar un inventario de los diferentes equipos de corriente alterna y de corriente continua, indicando su potencia y el tiempo de utilización diaria para cada uno de ellos.
- Calcular el total de consumo de cada tipo de corriente. En las instalaciones que incluyan y/o inversores, se tendrá en cuenta el rendimiento del mismo. El consumo total diario vendrá dado por la ecuación:

$$E_d = \left(\frac{E_{CC}}{\eta_{reg}} + \frac{E_{CA}}{\eta_{reg} \cdot \eta_{inv}} \right) \quad \text{ecu. (14)}$$

donde

E_d : consumo total, en *Wh/dia*.

E_{CC} : consumo de energía en continua, en *Wh/dia*.

E_{CA} : consumo de energía en alterna, en *Wh/dia*.

η_{reg} : rendimiento del regulador en tanto por uno.

η_{inv} : rendimiento del inversor en tanto por uno.

Proceder al cálculo mensual, teniendo en cuenta los días de utilización al mes. Para el ciclo anual, los resultados obtenidos se presentaran en *Ah/mes*.

b) Potencia del campo generador

Para calcular la potencia del campo generador se aplica el criterio general de dimensionar el campo en forma que quede garantizado el abastecimiento durante el período más desfavorable: si la instalación es de uso estacional, el período de cálculo considerado es el mes más desfavorable del período de uso; si es una instalación de uso permanente, se considera el mes más desfavorable del período anual. Por mes más desfavorable se entiende aquél en el que el cociente entre la energía disponible del aporte solar y las necesidades

energéticas es menor. Este cociente suele representarse en una tabla en la que se compara para cada mes el consumo medio diario (E_d) con la energía media diaria aportada (R_β) de esta manera se obtiene así el área de captación teórica, considerando el rendimiento igual a 1. La instalación mínima precisa para la instalación será la correspondiente a la inclinación óptima que resulta de elegir el valor mínimo entre los máximos de cada inclinación. Se determina de esta manera la inclinación óptima y el periodo crítico. (Sánchez Maza, 2011)

Con este tipo de instalaciones se pretenderá cubrir toda la demanda planteada, por lo que se procederá igualando la energía media diaria generada con la energía media diaria consumida. Una vez determinada la inclinación óptima y el periodo crítico, y conociendo HPS_β y E_d , se procede al dimensionamiento del generador fotovoltaico. Para calcular la energía media diaria generada, se parte de la potencia pico del campo generador (que es la potencia máxima en KW que puede entregar el campo fotovoltaico en condiciones estándar de medida, CEM), pero teniendo en cuenta las pérdidas:

$$P_{generador} \cdot \eta_{panel} \cdot HPS_\beta = E_d \quad \text{ecu. (15)}$$

donde

$P_{pgenerador}$: potencia pico del generador en condiciones estándar de medida (CEM).

η_{panel} : rendimiento medio del panel fotovoltaico.

HPS_β : horas de pico solar para una inclinación β .

E_d : energía media diaria consumida, en $KWh/m^2 dia$.

Despejando en la ecuación anterior obtenemos:

$$P_{pgenerador} = \frac{E_d}{\eta_{panel} \cdot HPS_\beta} \quad \text{ecu. (16)}$$

que nos da la potencia del campo de paneles fotovoltaicos.

El número de paneles fotovoltaicos necesarios se elegirá de acuerdo con su potencia pico y el voltaje de trabajo, dependiendo del regulador y del inversor seleccionado, todo esto para proporcionar la potencia calculada del campo de paneles, redondeándose el resultado del cálculo al número de módulos entero inmediatamente superior. El número de paneles fotovoltaicos se obtiene con la ecuación:

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \text{Parte entera} \left(\frac{P_{p\text{generador}}}{P_{p\text{panel}}} \right) + 1 \quad \text{ecu. (17)}$$

donde:

$P_{p\text{generador}}$: potencia pico del campo generador de paneles fotovoltaicos.

$P_{p\text{panel}}$: potencia pico del panel fotovoltaico en KW (en CEM), según los datos que proporciona el fabricante.

Como con un solo panel no se puede alcanzar la potencia pico que tiene el campo, es necesario proceder a conectar varios de ellos formando una matriz de filas y columnas (o ramas). Para calcular el número de paneles en serie que constituyen cada rama del generador se utiliza la ecuación:

$$N^{\circ} p_s = \frac{V_n(\text{del inversor})}{V_{n\text{panel}}} \quad \text{ecu. (18)}$$

donde

$N^{\circ} p_s$: número de paneles en serie que componen cada rama.

V_n : tensión nominal de la instalación, en voltios (V).

$V_{n\text{panel}}$: tensión nominal de los paneles, en voltios (V).

Para calcular el número de ramas de paneles en serie, que puestas en paralelo componen el campo fotovoltaico, se aplica la ecuación:

$$N^{\circ} r_{FV} = \frac{N^{\circ} \text{ paneles}}{N^{\circ} p_s} \quad \text{ecu. (19)}$$

donde

$N^{\circ}r_{FV}$: número de ramas que componen el campo generador fotovoltaico.

$N^{\circ} paneles$: número de paneles total.

$N^{\circ}p_s$: numero de paneles en serie que componen cada rama.

Cuando las instalaciones van destinadas a la producción de energía eléctrica para ser volcada a la red, el criterio de dimensionado varía, y la potencia del campo generador se calcula para cubrir la potencia que el usuario desea volcar en la red. En instalaciones conectadas a la red general de distribución, la potencia del campo generador fotovoltaico se calcula según la siguiente expresión:

$$P_{pgenerador} = \frac{P_{red}}{\eta_{panel} \cdot \eta_{inv}} \quad \text{ecu. (20)}$$

donde

$P_{pgenerador}$: potencia pico del campo generador de paneles fotovoltaicos, en KW.

P_{red} : potencia a volcar en la red, en KW.

η_{panel} : rendimiento medio del panel fotovoltaico.

η_{inv} : rendimiento medio del inversor en tanto por uno.

Una vez conocida la potencia del campo fotovoltaico, para calcular el número de paneles fotovoltaicos se procede de la misma forma que para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas aisladas.

2.5.2. Diseño del sistema de captación

Para disponer de módulos fotovoltaicos que capturen la mayor cantidad de radiación posible se debe estudiar no sólo el estudio de la orientación y la inclinación de los módulos, sino también las posibles sombras que pueden ocasionar, la distancia mínima entre módulos, o que condiciones debe reunir la estructura de anclaje que los soporte.

a) Orientación e inclinación

La localización de cualquier punto de la superficie terrestre está determinada por un sistema de coordenadas en el que intervienen dos ángulos: el ángulo de azimut y el cenital.

Para un captador solar colocado sobre un soporte en el que pudiera moverse alrededor del eje vertical y el horizontal, el eje cenital corresponde con el eje vertical y el ángulo azimut con el horizontal del captador. En el hemisferio norte, los captadores solares, independientemente de su aplicación, deben siempre orientarse hacia el sur, ya que es la orientación en la que el aprovechamiento anual de la radiación es máximo. La desviación no será superior a $\pm 10^\circ$, salvo integración arquitectónica. (Sánchez Maza, 2011)

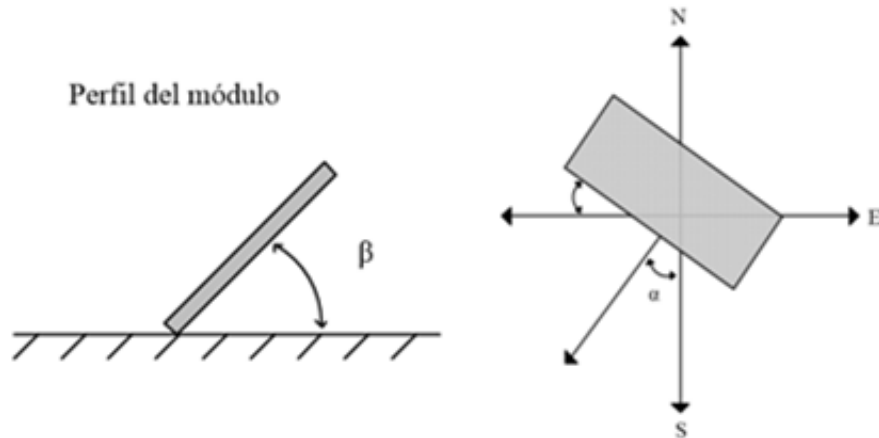


Figura 2.23. Orientación e inclinación de los módulos.

Modificada de: (Sánchez Maza, 2011)

b) Sombras

Los paneles se situarán en un lugar en el que edificios colindantes, árboles, otros módulos, etc., no hagan sombra sobre ellos en ningún momento del día. En las instalaciones fotovoltaicas las sombras son especialmente peligrosas ya que pueden hacer que la instalación funcione de manera inversa, es decir, que en las zonas sombreadas los módulos actúen como receptores de corriente. Una determinación exacta de las posibles sombras se realiza conociendo la altura solar y el azimut durante todo el año y así comprobar si algún obstáculo puede en algún momento, llegar a ocultar el Sol e impedir que llegue la radiación solar al panel. Para calcular la posibilidad de incidencia de las sombras sobre el módulo, se establece el siguiente proceso de cálculo y dibujo de proyección de sombras. Una vez que se conoce la altura solar y el azimut correspondientes a la fecha y hora de cálculo, solo queda saber la altura del objeto para poder calcular la longitud de la sombra que proyecta. Para ello nos servirá la siguiente figura:

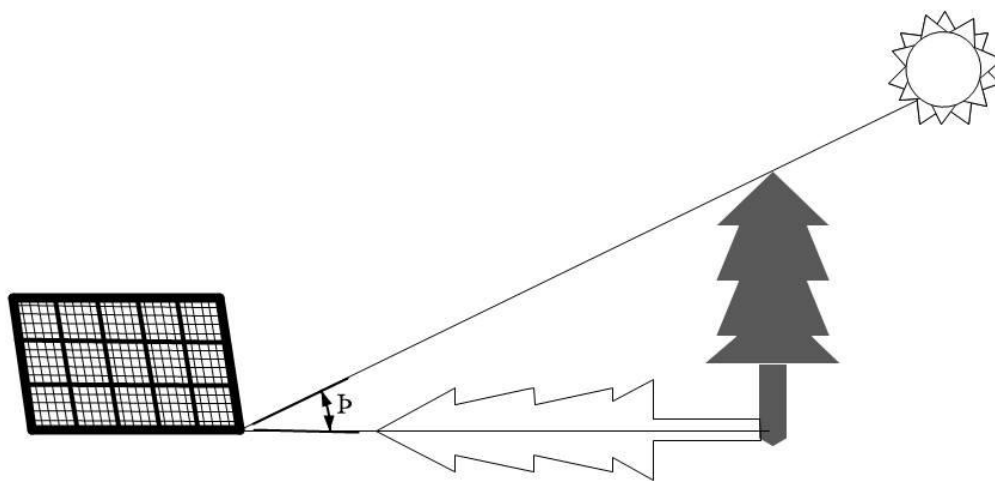


Figura 2.24. Sombra proyectadas

Modificada de: (Sánchez Maza, 2011)

Y de la siguiente expresión:

$$\text{sombra proyectada} = \frac{l}{\text{tg } \rho} \quad \text{ecu. (21)}$$

donde

l : altura del objeto a partir de la cota donde se colocan los módulos.

ρ : altura solar (ángulo).

c) Distancia entre módulos

Para calcular si una línea de módulos solares hará o no sombra a otra que se encuentre detrás, o dicho de otra forma, calcular la distancia mínima de colocación entre baterías de módulos para evitar que los de delante tapen a los de atrás se calcula la distancia entre módulos solares:

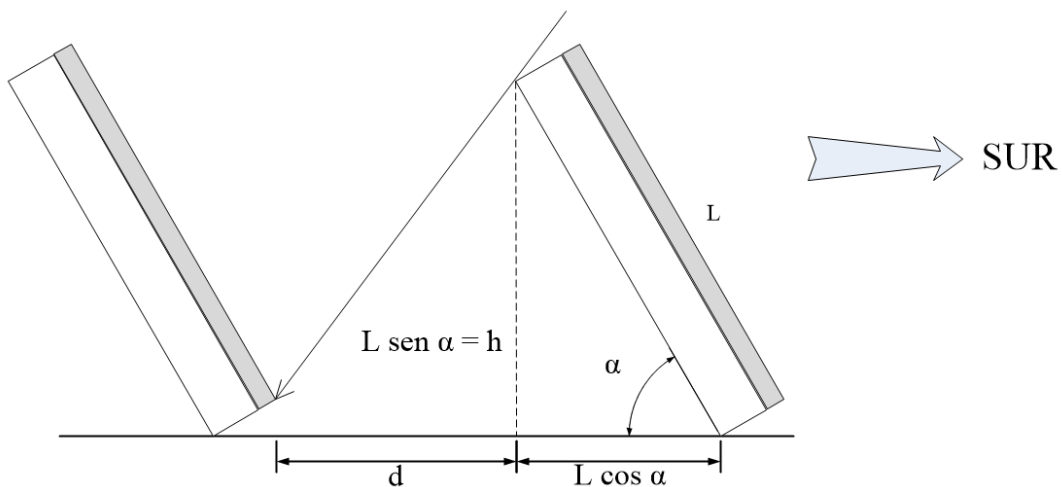


Figura 2.25. Distancia mínima entre módulos.

Modificada de: (Sánchez Maza, 2011)

donde

L : longitud del módulo.

α : ángulo de inclinación del módulo.

d : distancia mínima entre la parte posterior de una fila de módulos y la parte baja de la siguiente.

La distancia mínima (d_{min}) entre los módulos para evitar sombras, en m, se determina con la siguiente ecuación:

$$d_{min} = L \cos \alpha + \frac{L \sin \alpha}{\operatorname{tg} \rho} = L \left(\cos \alpha + \frac{\sin \alpha}{\operatorname{tg} \rho} \right) \quad \text{ecu. (22)}$$

CÁPITULO III: DISEÑO METODOLÓGICO

3.1. Ubicación del proyecto

El sistema de reinyección por bombeo está ubicado en la plataforma 1 (TR1) de la central geotérmica de Berlín. La TR1 está situada en el caserío El Tronador, donde habitan 19 familias, cuya población aproximada es de 103 personas. El área del caserío es aproximadamente 24,461.43 m² donde se encontraron dos terrenos propicios para la instalación del campo generador. (Fig.3.1)

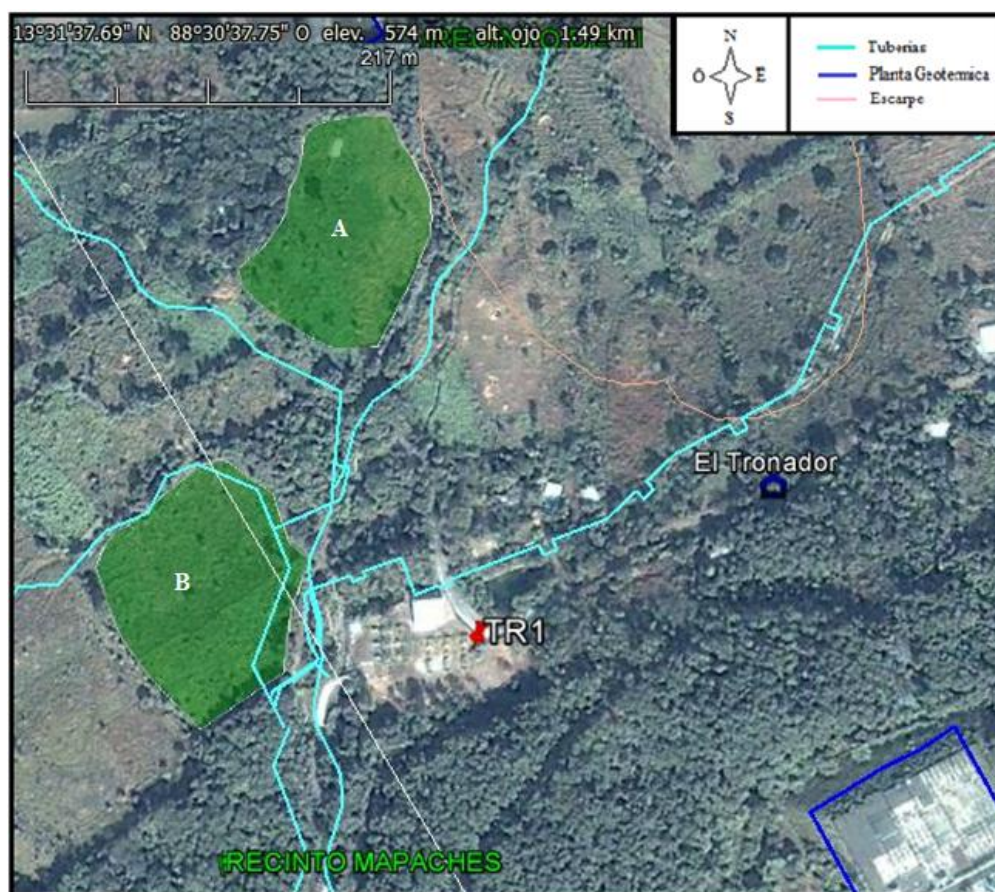


Figura 3.1. Ubicación de terrenos en estudio. Elaboración propia

(Google Earth)

Tabla 3.1. Propiedades de los terrenos

Terreno	Área (m ²)	Distancia de terreno hacia TR1 (m)
A	12788	160
B	14129	81

El sistema consiste de una bomba, a la cual se le implementará el dispositivo de generación fotovoltaica, está funciona actualmente con un motor General Electric; cuya potencia es de 969.8 KW, tiene un amperaje de 157, un voltaje máximo de 4160V, una frecuencia de 60 Hz y una eficiencia del 95.2%.

3.2. Tipo de investigación

- *Exploratoria*: ya que no existen investigaciones previas sobre el objeto de estudio y la formulación de hipótesis precisas es difícil. Además permitió familiarizar al investigador con un objeto que hasta el momento le era totalmente desconocido y servirá como base para la posterior realización de una investigación.
- *Documental*: ya que se auxilió en fuentes de carácter documental (fuentes bibliográficas)
- *De campo tipo de descriptiva*: ya que inicialmente se hizo un análisis profundo y minucioso en la descripción de cada uno de los elementos componentes del tema presentado y finalmente se aplicaron dichos conceptos sobre la realidad en estudio.¹³

¹³ Tamayo y Tamayo, Mario (1999). “Metodología de la investigación”

3.3.Diseño de la investigación

El trabajo de grado consistió en la elaboración y propuesta de un modelo operativo viable para solucionar la autosustentabilidad eléctrica del sistema de reinyección por bombeo ubicado en la Central Geotérmica de Berlín, por lo que la investigación se denominó como de modalidad proyecto factible.

3.4.Unidades de análisis

- Ubicación geográfica donde se implementó el proyecto
- Orografía y variables climáticas
- Datos de irradiancia global, difusa y directa de la estación TR11.
- Componentes que se utilizarán para el diseño del sistema de captación fotovoltaico.
- Campo generador fotovoltaico.
- Sistema de reinyección por bombeo

3.5.Técnicas e instrumentos de recolección de datos

a) Instrumentos de recolección de datos

- Los datos que se utilizaron para el desarrollo de la investigación fueron recolectados por dos piranómetros Marca KIPP and Zonen CMP 11.
- Seguidor solar SOLYS 2.
- Multímetro
- Programa de descarga de datos, XR5-SE-M.

b) Técnicas de medición

- Medición de valores de irradiancia global, difusa y directa para los años de 2010 a 2013 con dos piranómetros marca KIPP & Zonen y programa de descarga XR5-SE-M.

Estos datos fueron depurados tomando en cuenta los siguientes criterios:

Valor de la constante del piranómetro

A partir del primero de enero de 2010

- Irradiancia global horizontal

$$\text{Cte} = 8.15 \times 10^{-3} \text{ [mV/W/m}^2\text{]}$$

- Irradiancia difusa horizontal

$$\text{Cte} = 8.97 \times 10^{-3} \text{ [mV/W/m}^2\text{]}$$

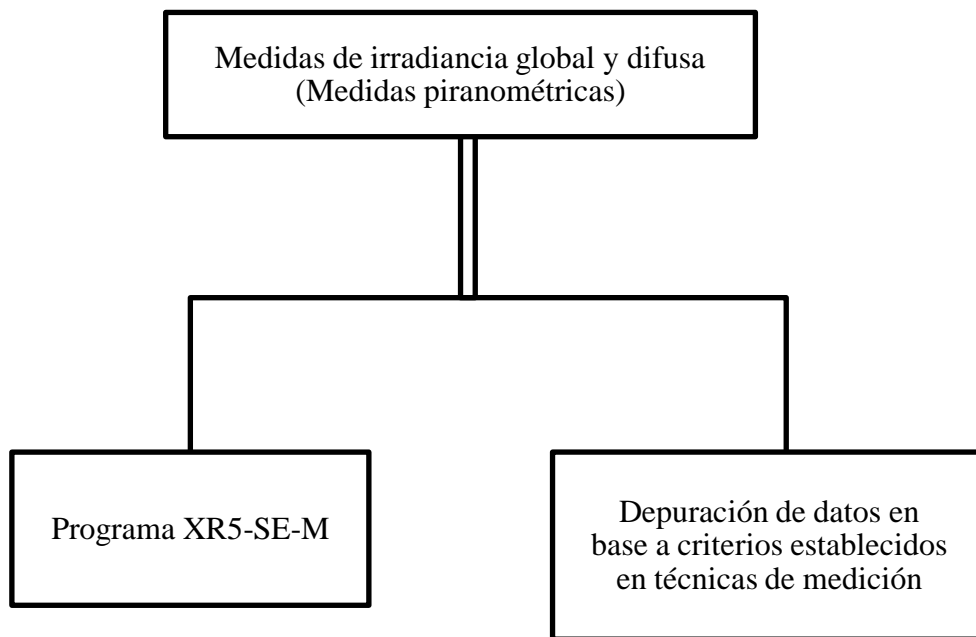
Los datos que han sido eliminados:

- Valores mayores a 0.1 durante la noche.
- Valores mayores a 10 en cualquier momento, eso indica más de 1100 W/m^2 de irradiancia.
- Valores donde se ve claramente que las curvas disminuyeron día tras día, fueron efecto del desenfoque progresivo del sensor.
- Datos que no formaron curva característica de irradiancia, sino que se mantuvieron constante durante todas las horas del día, sugiere errores en los cables, o datalogger.

La razón por la cual fue necesario depurar los datos que los piranómetros entregaron es porque éstos pueden medir desde 0 a 1400 W/m^2 , la lectura varía en $\pm 5\%$ del valor máximo y el aparato nunca marcará cero. Por lo que se consideró que un valor de lectura correcto para el aparato es de 0.1 mV para la noche y 10 mV máximo para el día.

- Medición de potencia del sistema de reinyección por bombeo (dato técnico de la bomba)
- Selección de componentes del sistema de captación fotovoltaico a partir de coeficiente de rendimiento (ficha de especificaciones de las componentes)

3.5.Procedimiento de recolección de datos



La manera en que fueron recolectados los datos de irradiancia global y difusa en la estación TR11 se describe a continuación:

1. Se verificó que los paneles fotovoltaicos y que todo el sistema de alimentación de energía eléctrica estuviera operando adecuadamente por lo que se debió medir el voltaje en las diferentes partes como: en los terminales de salida del grupo de paneles en paralelo (punto “A”); en el banco de baterías (12.5-13.1 VCD, punto “D”); voltaje a la entrada (punto “C”) y salida del inversor (110-120 VCA, punto “B”) y por último

se midió el voltaje en la toma corriente que alimenta el motor del piranómetro (110-120 VCA, punto “G”). En el punto “F” se identifican los térmicos que protegen al sistema en CA.

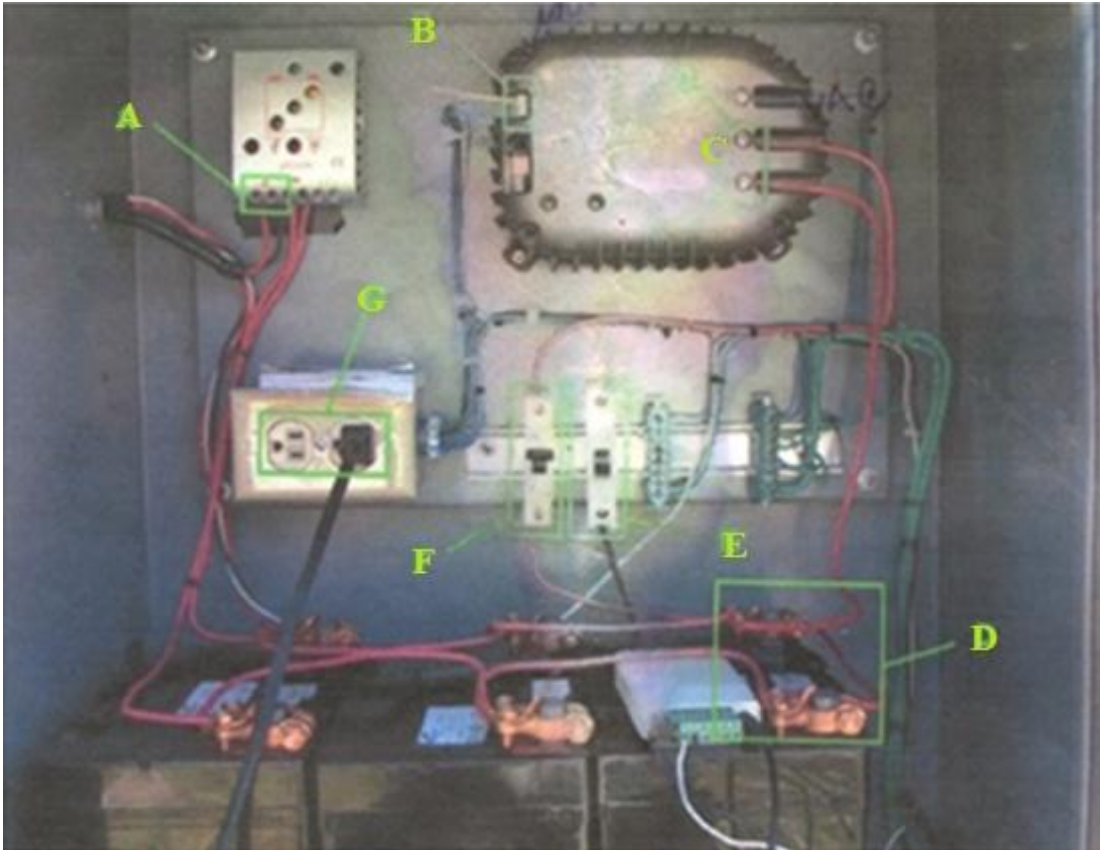


Figura 3.2. Fotografía de dispositivos eléctricos instalados en gabinete eléctrico para suministro de energía eléctrica de estación de medición de radiación solar

2. Se descargaron los datos registrados por el piranómetro según el tiempo y frecuencia de mediciones programadas (2 veces por semana).
3. Se comprobó que los datos descargados fueran congruentes (valores máximos y mínimos registrados durante el proceso de observación) con las mediciones tomadas respecto al historial de la misma.
4. Se envió el nuevo set up al logger para que nuevamente guarde datos.
5. El piranómetro se calibró automáticamente.

3.6. Programas para procesamiento de datos

- Visual Studio 2010

Para la creación de las curvas de irradiancia global, difusa y directa de los doce meses del año tipo durante los años de 2010 a 2013 de la estación TR11; se optó por desarrollar el procedimiento en el programa Visual Studio 2010, donde se desarrolló una base de datos y la creación de interfaces gráficas que en cierta manera resultó fácil debido a la programación aplicada.

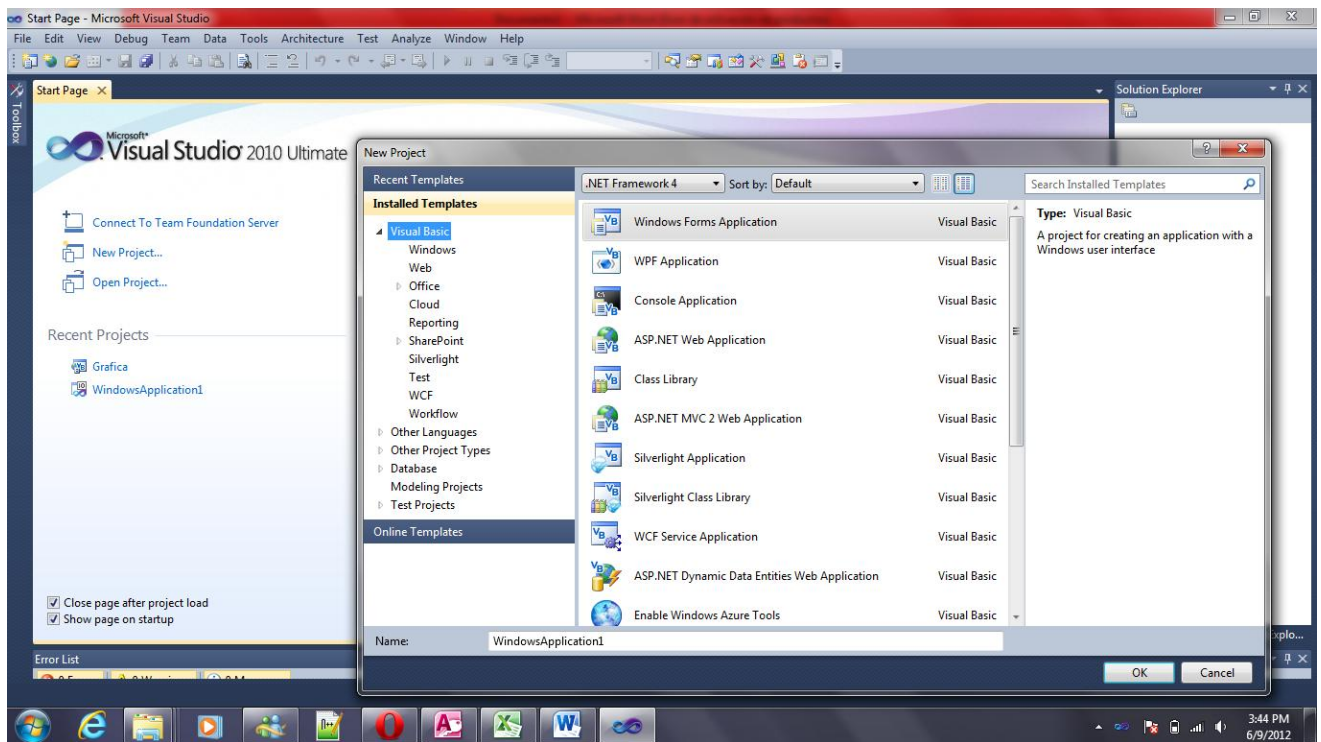


Figura 3.3. Página de inicio de Visual Studio 2010

(Screenshot página de inicio de Visual Studio 2010)

– PV Watt Calculator

Para realizar estimaciones comparativas de producción de energía de la planta FV se utilizó el programa PV Watt Calculator, el cual, es una herramienta web en línea que estima la producción de energía y el coste de los sistemas FV a red en todo el mundo tomando en consideración los porcentajes de pérdidas del sistema basados en satélites, modelos de inversores disponibles en el mercado, etc.

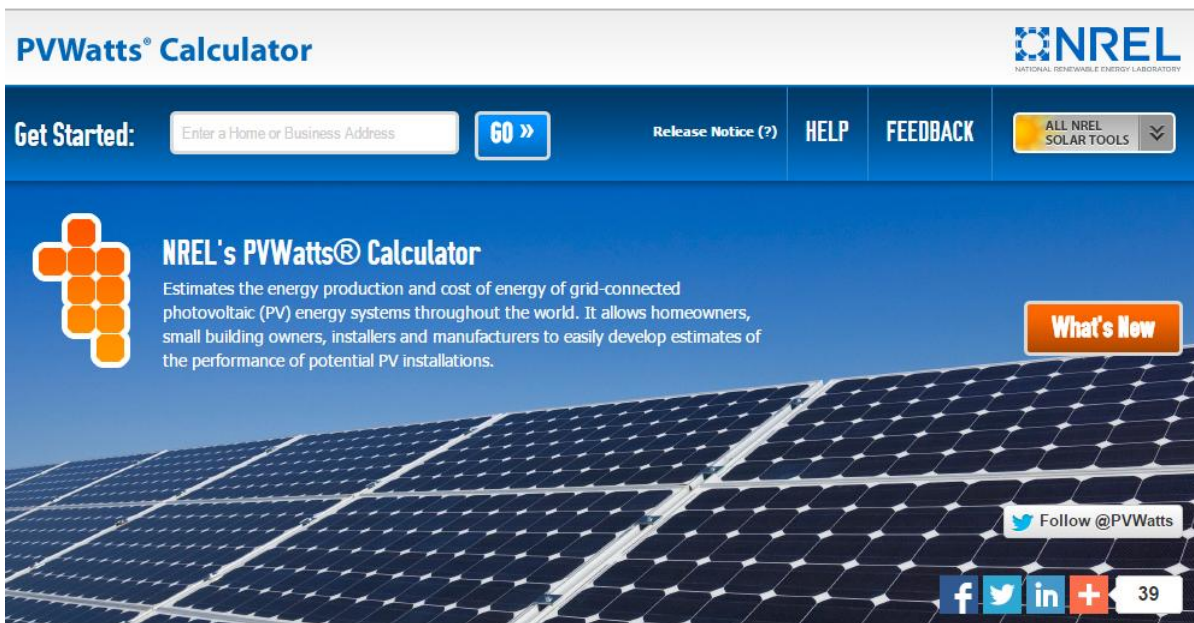


Figura 3.4. PVWatt Calculator

Tomada de: (PV Watt Calculator, NREL)

– SMA Design Web.

Sunny Design Web, es otro programa que se utilizó para realizar estimaciones comparativas de producción de energía de planta FV con características similares a la que se diseñó. Propone que clase de generadores e inversores utilizar en cuanto a clase de potencia, rendimiento energético y rentabilidad. Además, permite determinar y optimizar su autoconsumo potencial y dimensionar cables.

El programa ha sido desarrollado por SMA Solar Technology AG y tiene todos los derechos de propiedad intelectual reservados. El usuario puede utilizar este software de forma gratuita y durante un período de tiempo ilimitado. Los datos técnicos de los inversores SMA incluidos en el software son revisados y actualizados periódicamente. Los datos técnicos de los módulos fotovoltaicos y de irradiación solar facilitados por distintas instituciones y se confían a SMA para su utilización.

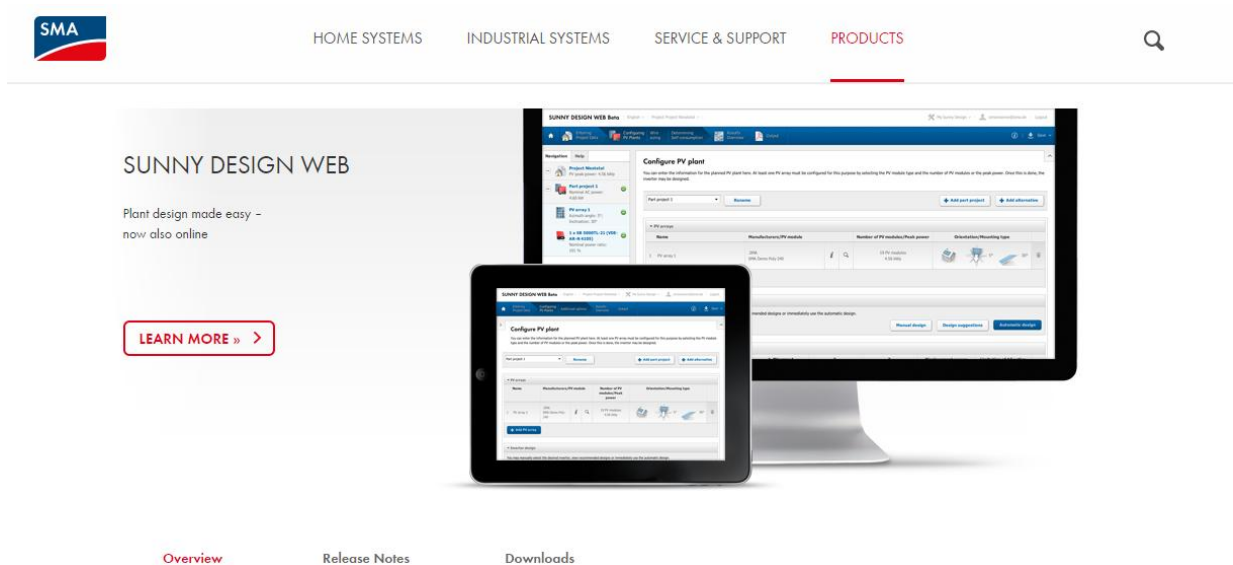
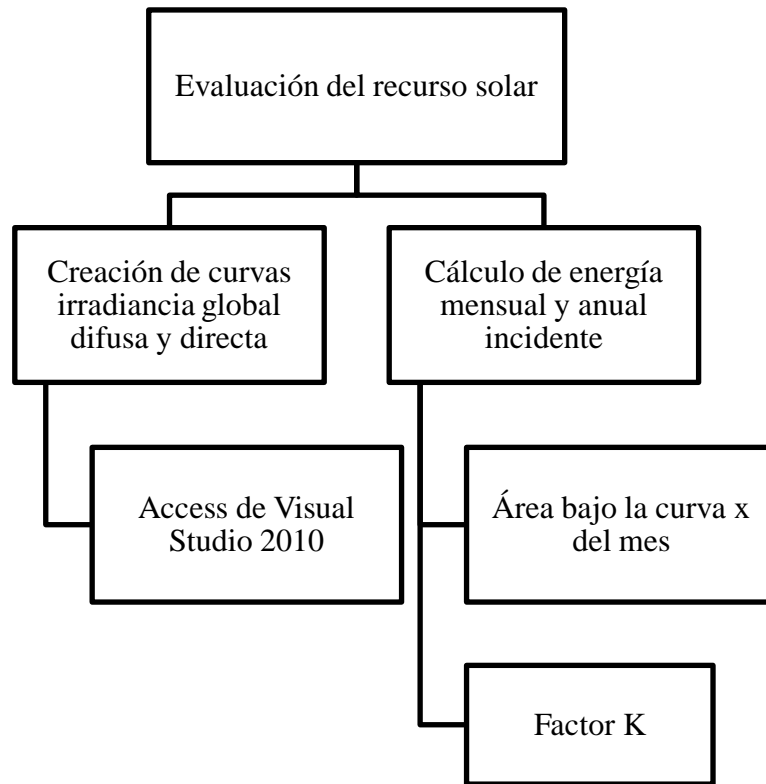
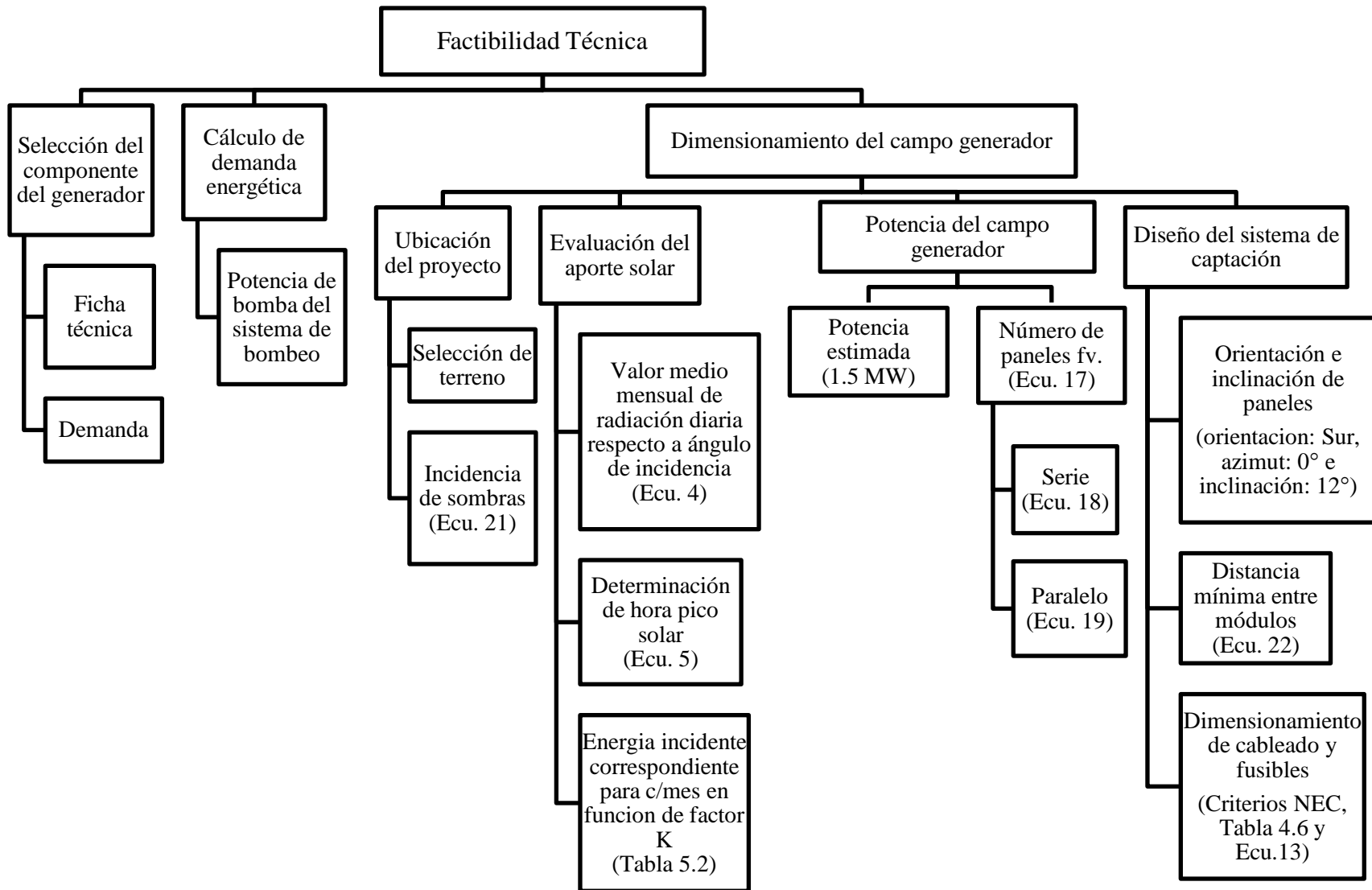
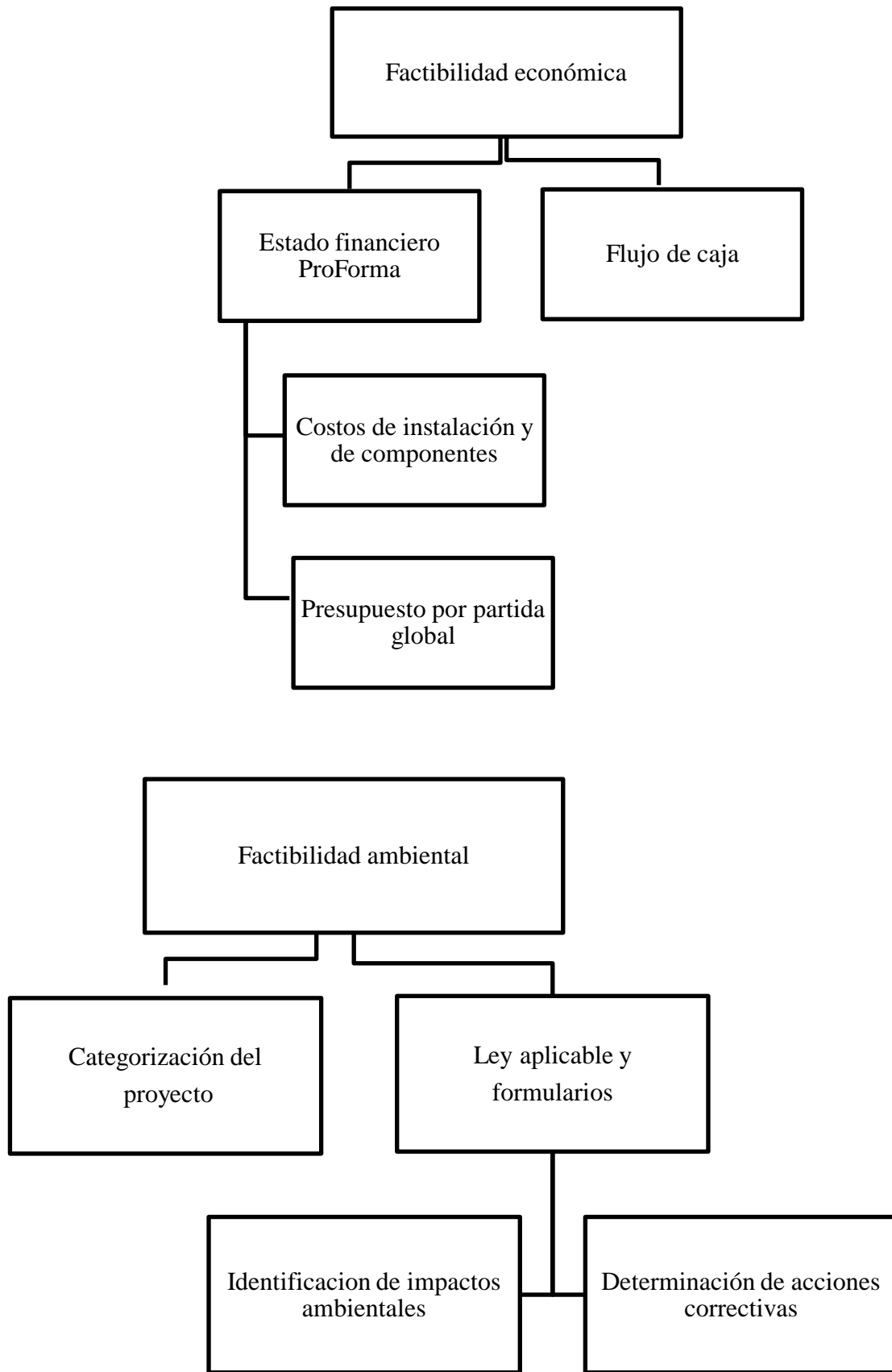


Figura 3.5. Sunny Design Web
(SMA Solar Technology AG)

3.7. Procedimiento de procesamiento de datos







a) Evaluación del recurso solar

1. Se crearon las curvas de irradiancia global (I_G), difusa (I_{Dif}) y directa (I_{Dir}) de los doce meses del año tipo durante los años de 2010 a 2013 de la estación TR11 por medio del programa desarrollado en Visual Studio Net 2011.
2. Se calculó la energía global, difusa y directa incidente a partir del área bajo la curva para cada uno de los meses evaluados.

b) Factibilidad técnica

1. Se seleccionaron las componentes del sistema de captación, demanda energética y dimensionamiento
 - 1.1. Se eligió el tipo instalación fotovoltaica según configuración básica, arquitectura y utilización.
 - 1.2. Se seleccionaron las componentes necesarias en función de los requerimientos del sistema generador a partir de especificaciones técnicas que el fabricante proporciona.
 - 1.3. El valor de la potencia del sistema de reinyección por bombeo se determinó por medio de la ficha técnica del equipo.
 - 1.4. Se seleccionó el área útil donde sería ubicado el sistema de captación bajo criterios de bajo costo de transporte de materiales, de producción e instalación.
 - 1.5. Se determinó la incidencia de las sombras sobre los módulos ocasionada por objetos aledaños a la zona.
 - 1.6. Se determinó el valor medio mensual de la radiación diaria incidente sobre el panel fotovoltaico respecto un ángulo de inclinación β .
 - 1.7. Se determinaron las horas de pico solar con una inclinación β .

- 1.8. Se calculó la energía solar disponible para cada mes.
 - 1.9. Se diseñó el campo generador en forma de que quedará garantizado el funcionamiento durante el periodo más desfavorable de irradiación solar.
 - 1.10. Se calculó la potencia del campo de paneles fotovoltaico.
 - 1.11. Se determinó el número de paneles fotovoltaicos necesarios para el sistema.
 - 1.12. Se procedió a calcular el número de paneles en serie que constituyen cada rama del generador.
 - 1.13. Se calcularon los números de ramas de paneles en serie, que puestas en paralelo componen el campo fotovoltaico.
2. Diseño del sistema de captación
 - 2.1. Se orientaron e inclinaron los módulos considerando la latitud, los ángulos de azimut y el cenital del lugar de instalación.
 - 2.2. Se calculó la distancia mínima de colocación entre grupos de módulos para evitar sombras.
 - 2.3. Se calculó la sección del conductor que formó parte del cableado de la instalación y dimensionamiento de fusibles a base de criterios del NEC.

c) Factibilidad económica

1. Se aplicó un Estado Financiero Proforma, dentro del cual se realizaron los siguientes procedimientos:
 - 1.1. Costes de la instalación
 - De capital o iniciales
 - De operación y mantenimiento (seguros)

1.2. Presupuesto por partidas globales.

- Partidas globales de materiales y equipos.
 - Mano de obra total
 - Pruebas de funcionamiento
 - Beneficio industrial
 - Impuestos
 - Préstamos
2. Se determinó un flujo de caja para realizar un balance final entre lo manufacturado por el sistema de reinyección por bombeo usando energía eléctrica y lo manufacturado con la implementación del campo generador con conexión a red.

d) Factibilidad ambiental

1. Se categorizó el proyecto de acuerdo a su envergadura y naturaleza del impacto potencial al medio ambiente según lo establecido en la Ley de Medio Ambiente.
2. Se presentó toda la documentación (ley aplicable y formularios) necesarios para la obtención del Permiso Ambiental de acuerdo a la actividad, obra o proyecto que se realizó.
3. Se identificaron los posibles impactos que causaría la construcción y funcionamiento del proyecto.
4. Se determinaron acciones correctivas que preveían, atenuaban o compensarán los impactos adversos del proyecto al entorno, para garantizar la protección del medio ambiente y la sostenibilidad de la inversión.

CÁPITULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

a) Evaluación del recurso solar

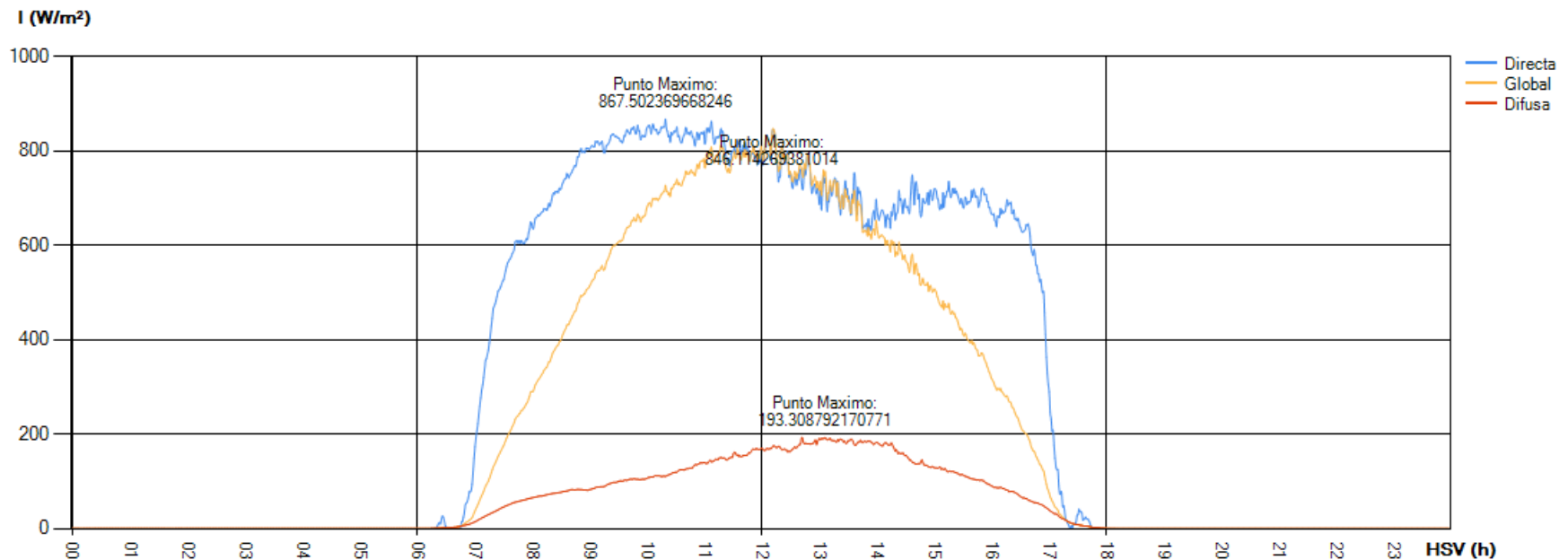
Para determinar los valores diarios y mensuales promedios de energía global, difusa y directa incidente en la estación TR11 se creó un programa en Visual Basic 2010 denominado “Evaluación de Recurso Solar TR11”¹⁴.

A continuación se presentan las curvas meses tipo obtenidas del análisis de datos de irradiancia de los años 2010, 2011, 2012 y 2013 realizado por el programa:

¹⁴ Manual de sistema en Anexo 3

Gráfica 4.1. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

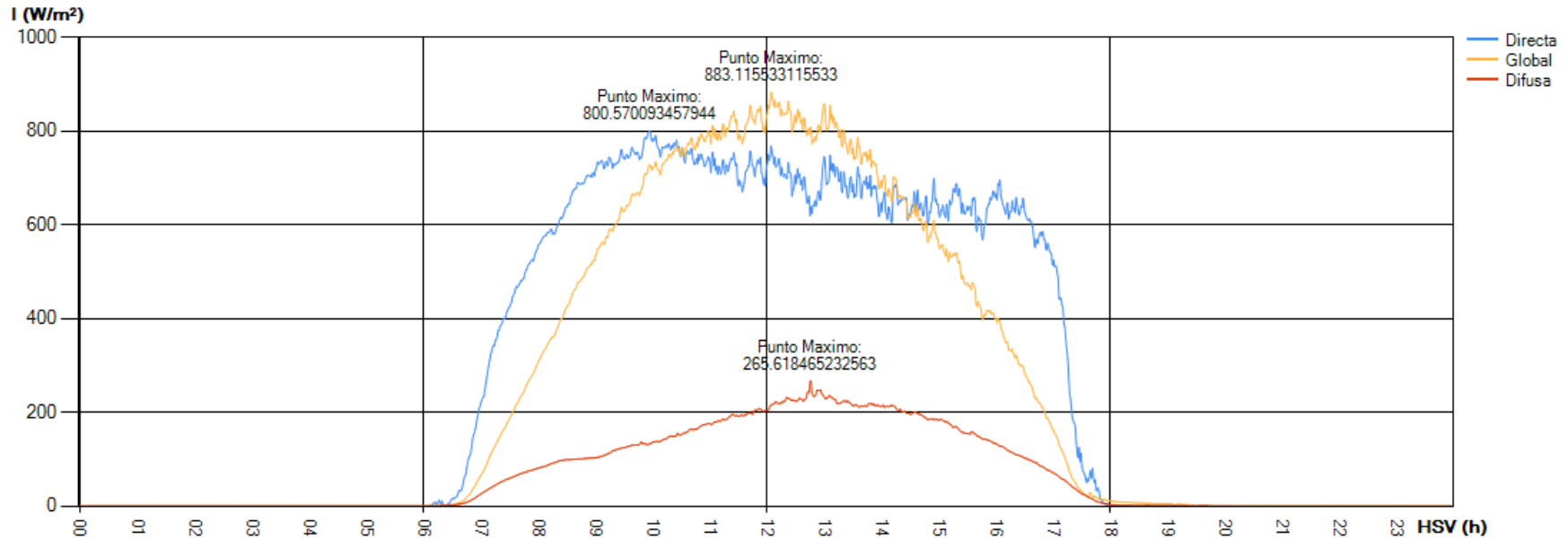
Enero 2010 – 2013



En el gráfico 4.1 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de enero en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $846.1 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $193.3 W/m^2$ y $867.5 W/m^2$ respectivamente. En el gráfico también se observa el comportamiento donde la componente directa es mayor que la global, esto debido a que en este mes la altura solar es máxima y la componente directa esta en otro plano.

Gráfica 4.2. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

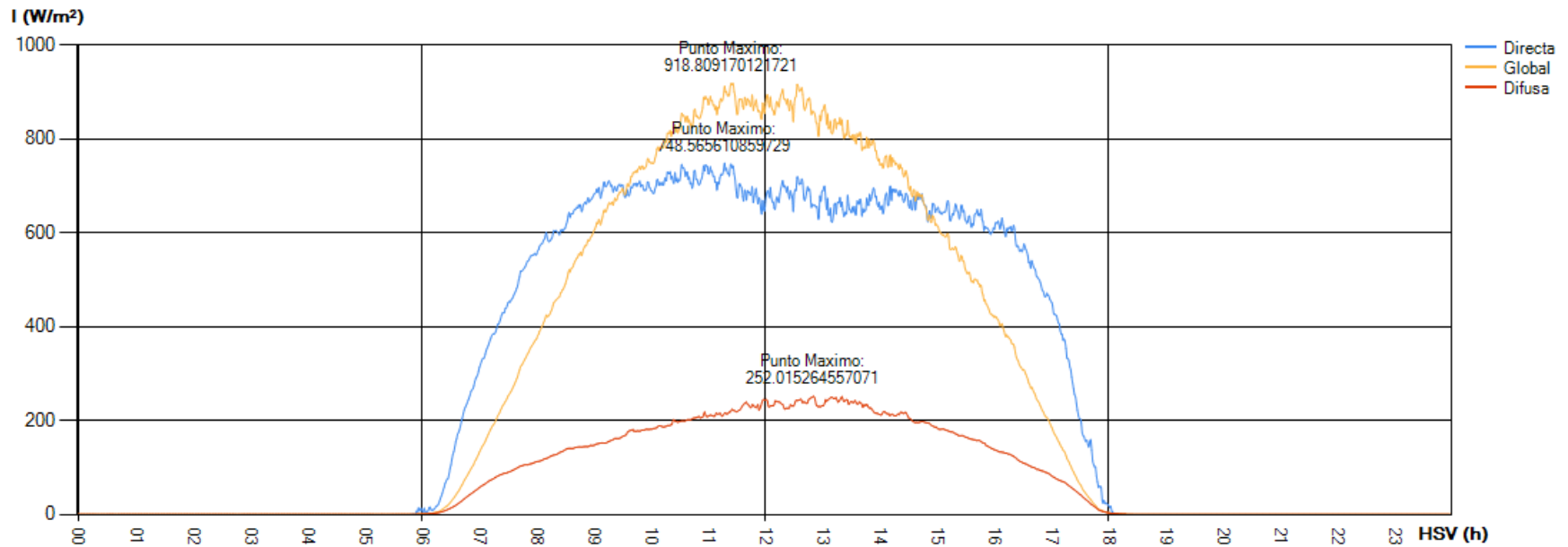
Febrero 2010 – 2013



En el gráfico 4.2 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de febrero en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $883.1 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $265.6 W/m^2$ y $800.6 W/m^2$ respectivamente. En el gráfico también se observa el comportamiento donde la componente directa es mayor en algunos segmentos que la global, esto debido a que en este mes la altura solar es máxima y la componente directa esta en otro plano.

Gráfica 4.3. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

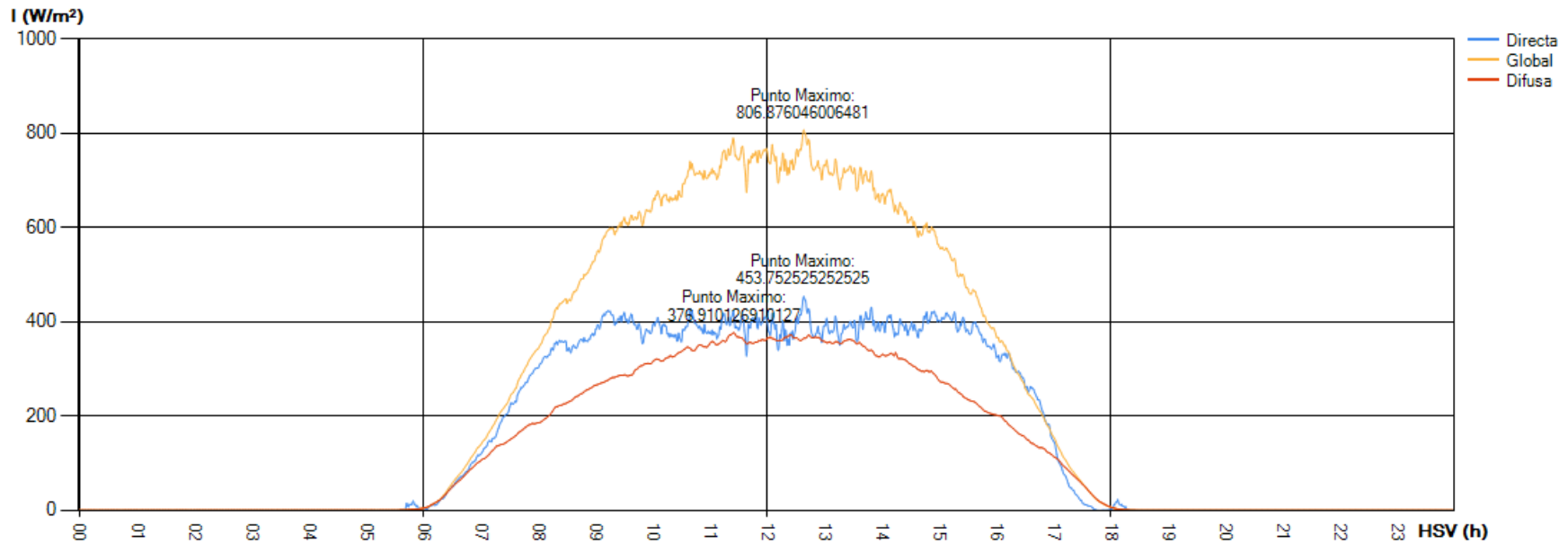
Marzo 2010 – 2013



En el gráfico 4.3 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de marzo en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $918.8 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $252.0 W/m^2$ y $748.6 W/m^2$ respectivamente. En el gráfico también se observa el comportamiento donde la componente directa es mayor en algunos segmentos que la global, esto debido a que en este mes la altura solar es máxima y la componente directa esta en otro plano.

Gráfica 4.4. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

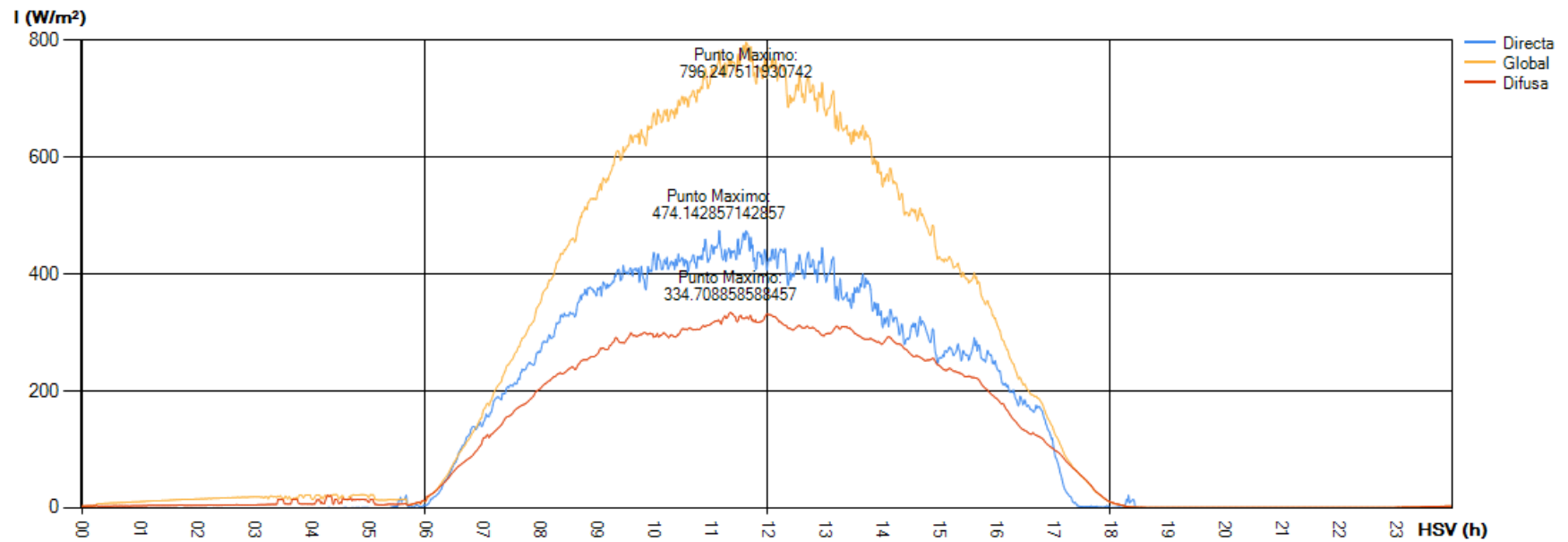
Abril 2010 – 2013



En el gráfico 4.4 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de abril en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de 806.9 W/m^2 . Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de 376.9 W/m^2 y 453.7 W/m^2 respectivamente. En el gráfico también se observa el comportamiento donde la componente directa es mayor en algunos segmentos que la global, esto debido a que en este mes la altura solar es máxima y la componente directa esta en otro plano.

Gráfica 4.5 “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

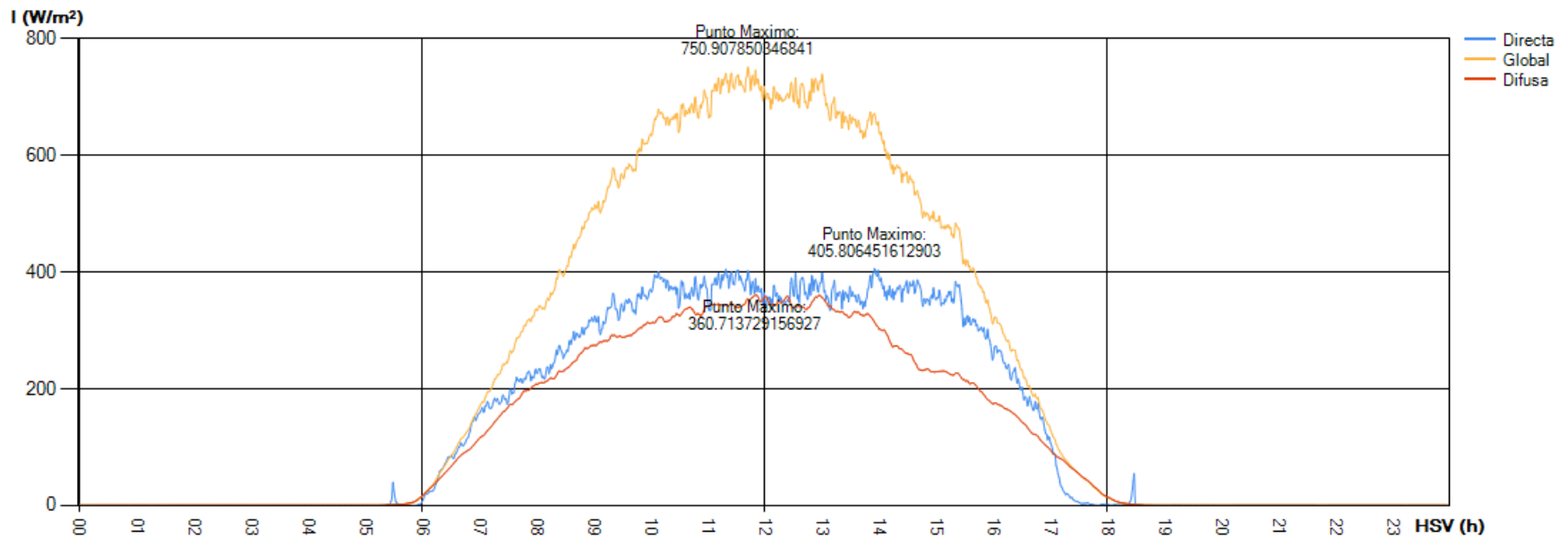
Mayo 2010 – 2013



En el gráfico 4.5 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de mayo en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $796.2 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $334.7 W/m^2$ y $474.1 W/m^2$ respectivamente.

Gráfica 4.6. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

Junio 2010 – 2013

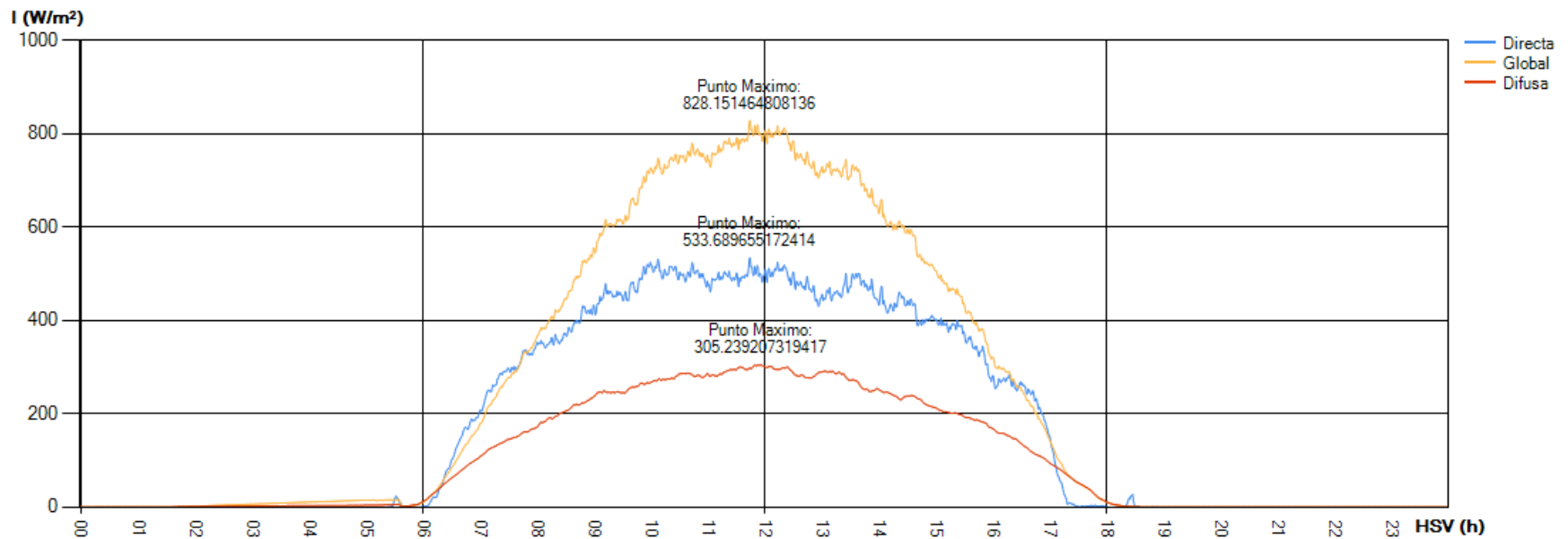


En el gráfico 4.6 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de junio en estación solar montada en TR11.

El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $750.9 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $360.7 W/m^2$ y $405.8 W/m^2$ respectivamente.

Gráfica 4.7. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera

Julio 2010 – 2013

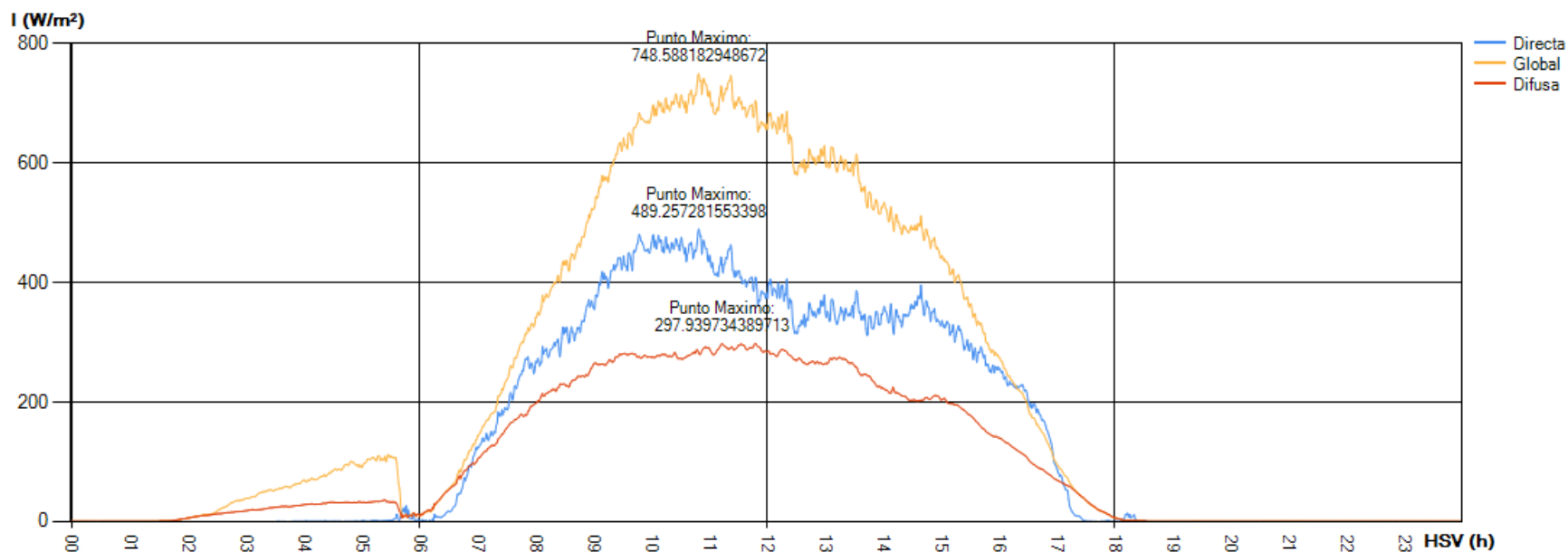


En el gráfico 4.7 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de julio en estación solar montada en TR11.

El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $828.2 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $305.2 W/m^2$ y $533.7 W/m^2$ respectivamente.

Gráfica 4.8. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

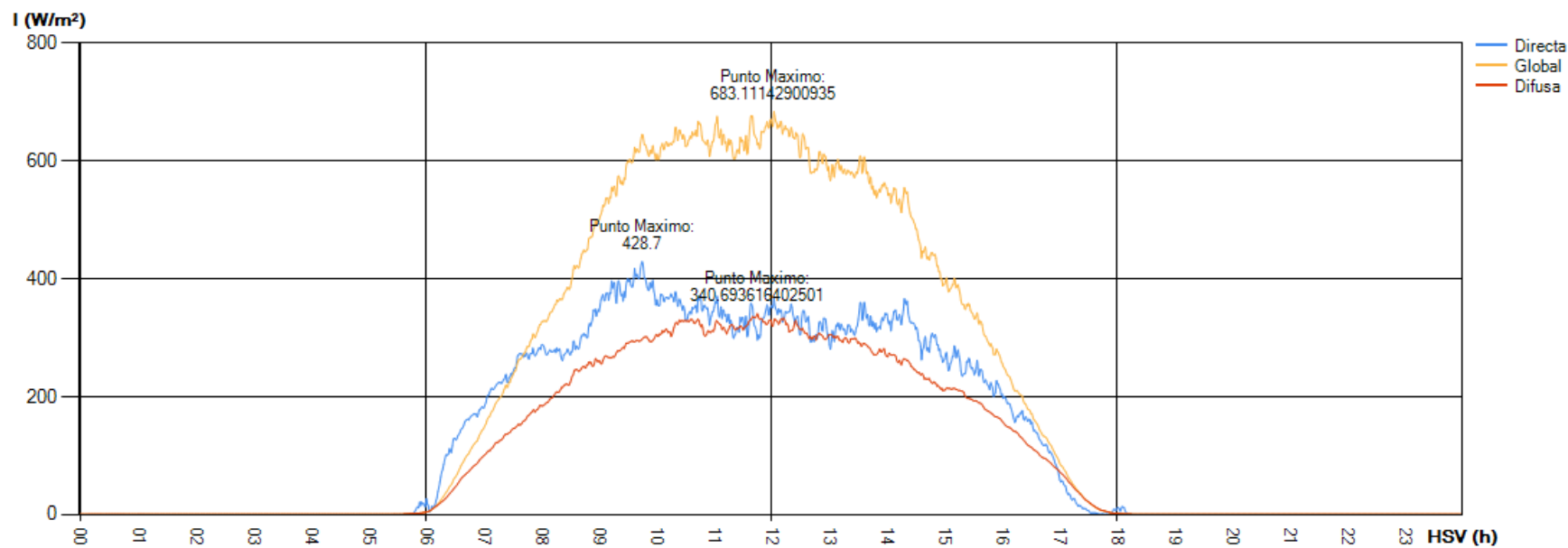
Agosto 2010 – 2013



En el gráfico 4.8 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de agosto en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $748.6 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $297.9 W/m^2$ y $489.3 W/m^2$ respectivamente.

Gráfica 4.9. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

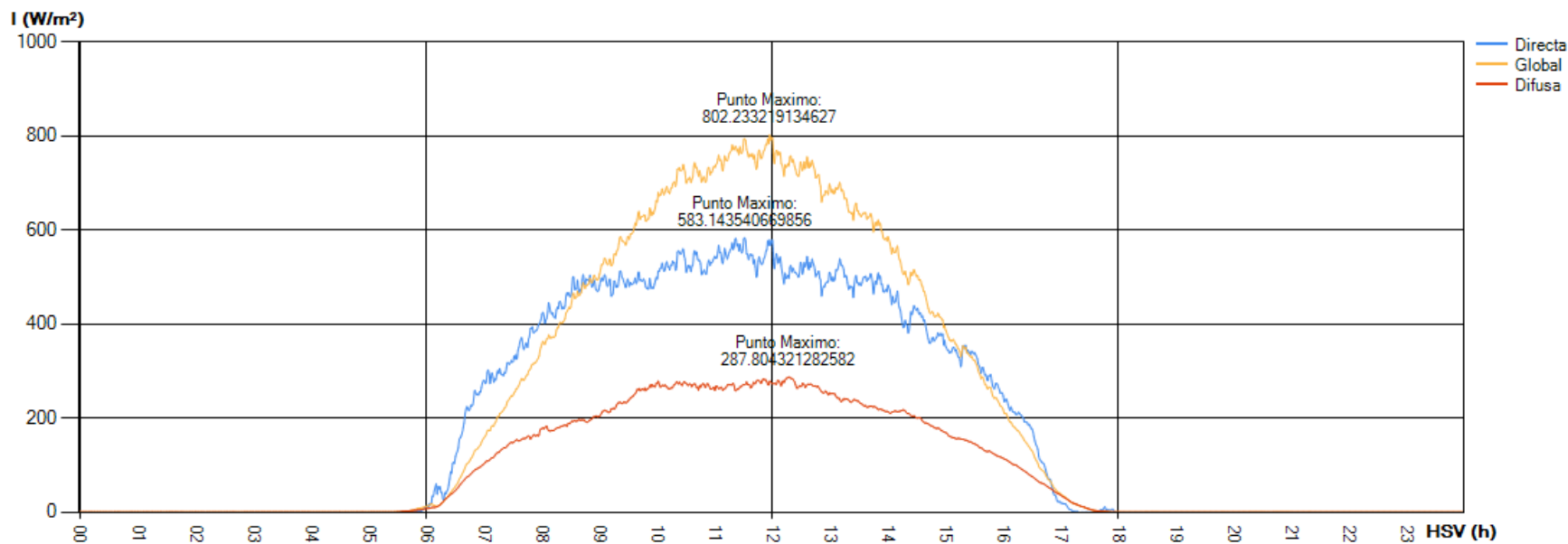
Septiembre 2010 – 2013



En el gráfico 4.9 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de septiembre en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $683.1 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $340.7 W/m^2$ y $428.7 W/m^2$ respectivamente.

Gráfica 4.10. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

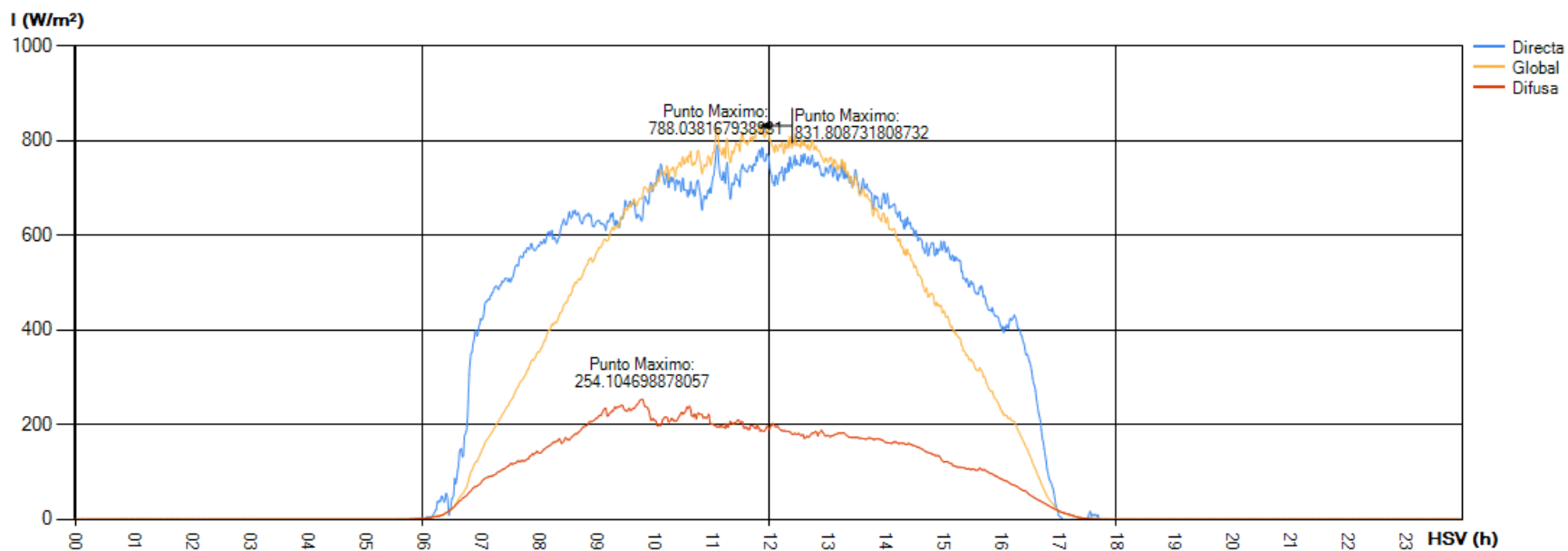
Octubre 2010 – 2013



En el gráfico 4.10 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de octubre en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $802.2 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $287.8 W/m^2$ y $583.1 W/m^2$ respectivamente.

Gráfica 4.11. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

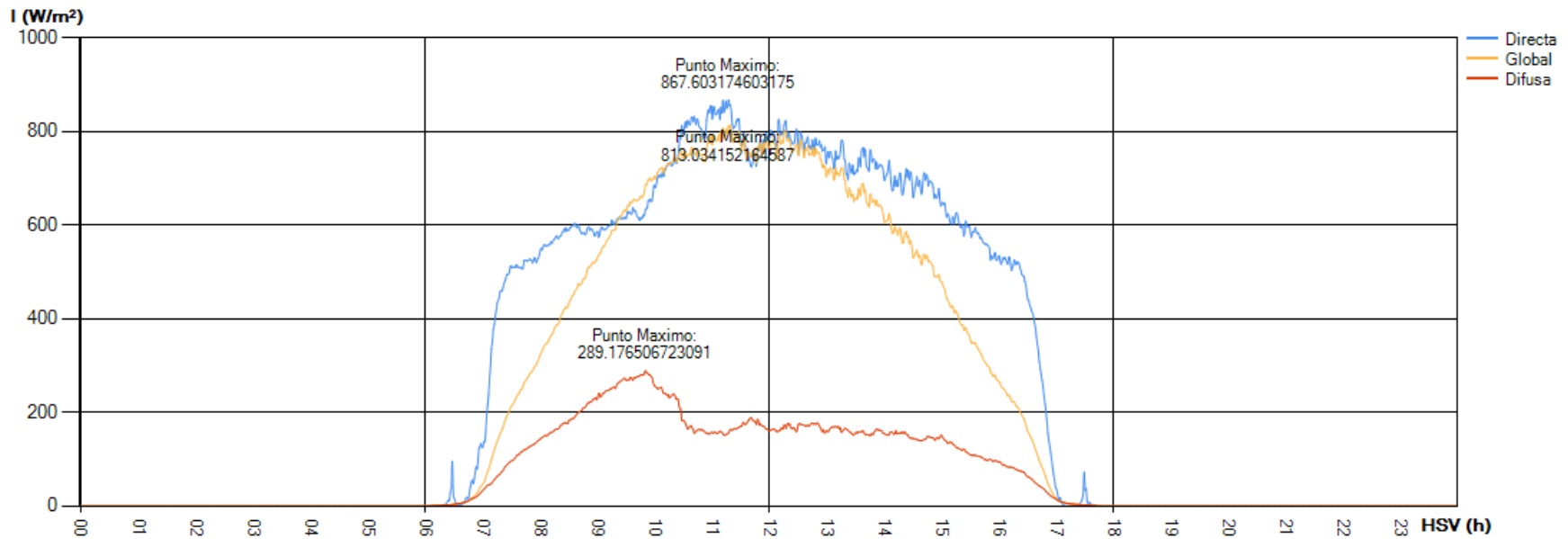
Noviembre 2010 – 2013



En el gráfico 4.11 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de noviembre en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de $831.8 W/m^2$. Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de $254.1 W/m^2$ y $788.0 W/m^2$ respectivamente.

Gráfica 4.12. “Curvas de irradiancia global, difusa y directa vs. Hora Solar Verdadera”

Diciembre 2010 – 2013



En el gráfico 4.12 se observa el comportamiento horario promedio de un día típico del mes de diciembre en estación solar montada en TR11. El valor promedio de irradiancia global horizontal medida es de 813.0 W/m^2 . Los valores de irradiancia de componentes difusa y directa son de 289.2 W/m^2 y 867.6 W/m^2 respectivamente. En el gráfico también se observa el comportamiento donde la componente directa es mayor en algunos segmentos que la global, esto debido a que en este mes la altura solar es máxima y la componente directa esta en otro plano.

Se encontró el área bajo la curva de cada uno de los gráficos día típico de los doce meses, obteniendo así la energía diaria y mensual promedio de cada mes.

Tabla 4.1. Energía diaria y mensual promedio de la estación en estudio

Mes	Energía diaria promedio (KWh/m ² . día)			Energía mensual promedio (KWh/m ² . mes)		
	Global	Difusa	Directa	Global	Difusa	Directa
Enero	5.386	1.209	7.209	166.966	37.479	223.479
Febrero	5.876	1.577	6.775	164.528	44.156	189.700
Marzo	6.474	1.831	6.725	200.694	56.947	208.475
Abril	5.661	2.893	3.567	169.830	86.790	107.010
Mayo	5.396	2.667	3.432	167.276	82.677	106.392
Junio	5.356	2.783	3.284	160.680	83.490	98.520
Julio	5.762	2.420	4.241	178.622	75.020	131.471
Agosto	5.106	2.360	3.413	158.286	73.160	105.803
Septiembre	4.787	2.529	3.088	143.610	75.870	92.640
Octubre	5.113	2.098	4.376	159.123	65.038	135.656
Noviembre	5.436	1.636	6.198	163.080	49.080	185.940
Diciembre	5.294	1.573	6.429	164.114	48.763	199.299

La energía global anual incidente promedio fue de 1996.81 KWh/m²×año.

Gráfico 4.13. Diagrama lineal de componentes de irradiación diaria en TR11

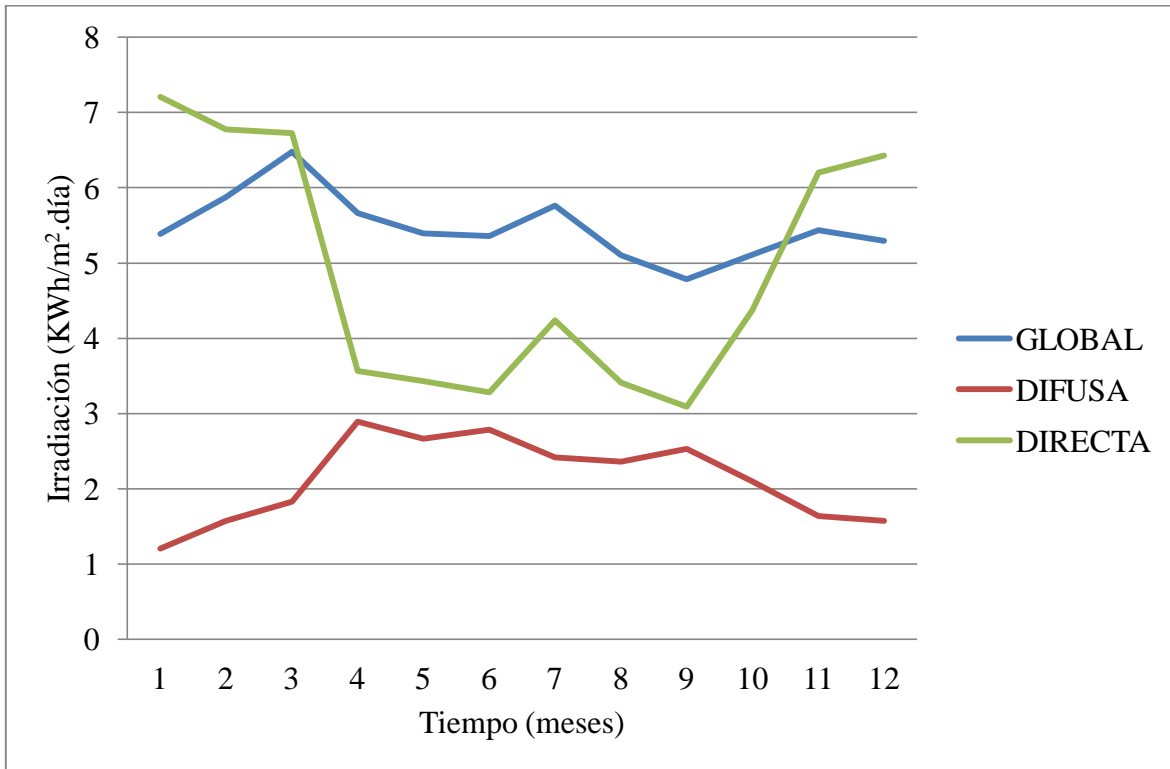
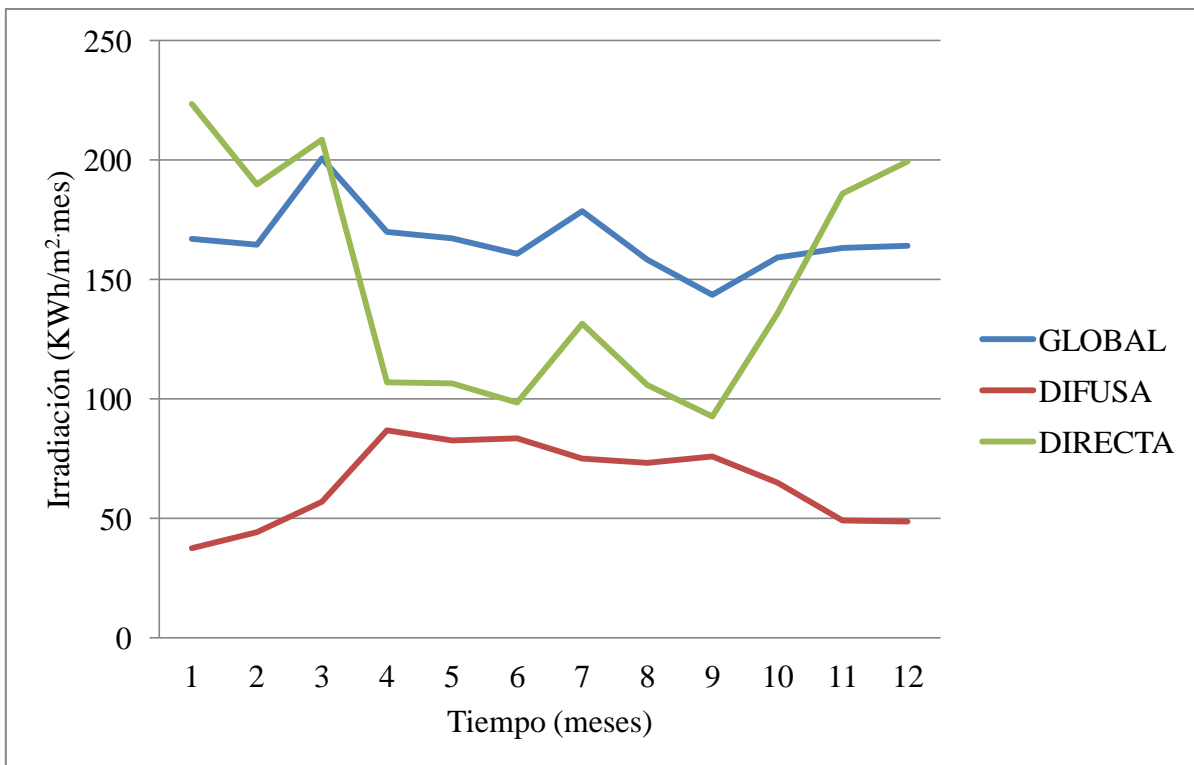


Gráfico 4.14. Diagrama lineal de componentes de irradiación mensual en TR11



b) Factibilidad técnica

El tipo de configuración que se instalará para satisfacer las necesidades energéticas de la bomba situada en TR1 será un sistema fotovoltaico conectado a red.

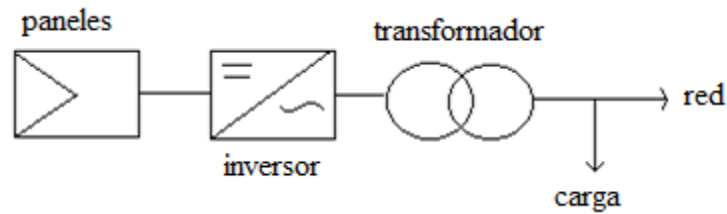


Figura 4.1. Configuración básica de sistema FV conectado a red

(Elaboración propia)

A continuación se definen todas las características técnicas necesarias que permitan el dimensionamiento de la infraestructura para la implementación de la planta fotovoltaica de conexión a red con estructura fija de 1.5 MW nominal de potencia instalada.

Se hace constar que esta planta fotovoltaica se divide en 3 sub campos generadores, todos de la misma característica. Además se describe el emplazamiento, la estructura mecánica donde se pretende ubicar la instalación, los planos topográficos y eléctricos; así como también un estudio de viabilidad económico, de seguridad y salud.

4.1. Ubicación del proyecto

La planta fotovoltaica se situará en dos terrenos aledaños a la plataforma TR1 de la Geotérmica de Berlín que está ubicada en el caserío El Tronador, como se muestra en la siguiente imagen satelital tomada de Google Earth.



Figura 4.2. Imagen satelital de la ubicación del proyecto

(Google Earth)

Las coordenadas del terreno A (subcampo 3) son latitud $13^{\circ}31'49.36''N$ y longitud $88^{\circ}30'44.41''O$ y las del terreno B (subcampo 1 y 2) son latitud $13^{\circ}31'38.22''N$ y longitud $88^{\circ}30'43.53''O$. El área de aprovechamiento de los terrenos son, para el terreno A, $12,588.38 \text{ m}^2$ y para el terreno B $22,424.39 \text{ m}^2$. Sus perímetros 415.70 m y 607.47 m , respectivamente.

Debió extenderse el área del terreno B, ya que la limitada en el anteproyecto no era suficiente para cubrir toda la potencia prevista.

4.2. Descripción genérica de la planta fotovoltaica

4.2.1. Potencia prevista

La potencia nominal de la instalación es de 1500KW.

4.2.2. Componentes del sistema

A continuación se detallará cada uno de los componentes en base a su hoja técnica y especificaciones que el fabricante proporciona.

- Panel Atersa OPTIMUM modelo A-240P GS, Si-Poly



Figura 4.3. Panel Atersa OPTIMUM modelo A-240P GS de silicio policristalino

Modificada de: (Atersa, 2014)

Tabla 4.2. Especificaciones eléctricas del panel con pruebas STC (1000 W/m² a 25°C).

Modelo	A-240P GS
Fabricante	Atersa
Potencia nominal	240 Wp en STC
Tecnología	Si-Poly
Potencia máxima (Pmpp)	240 W
Corriente de cortocircuito (Isc)	8.65 A
Voltaje en circuito abierto (Voc)	37.20 V
Corriente en el punto máximo (Imp)	8.00 A
Voltaje en el punto máximo (Vmp)	30.00 V
Eficiencia por células	16.6%
Eficiencia por módulos	14.75%
Nº de células	60 en serie

Tabla 4.3. Parámetros térmicos de panel (respecto a 25°)

Coefficiente de temperatura de Isc	0.02%/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0.32%/°C
Coefficiente de temperatura de P	-0.43%/°C

Tabla 4.4. Características físicas del panel

Dimensiones	Largo: 1640 mm Ancho: 992 mm Espesor: 40 mm
Peso	19.5 Kg
Superficie del módulo	1.63 m ²
Tipo de célula	Policristalina 156x156mm(6 pulg)
Células en serie	60 (6x10)
Cristal delantero	Cristal templado alta transmisión bajo nivel de hierro espesor 3.2 de mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado/ plata
Caja de conexiones (grado de protección)	IP67
Cables	Cable solar 4 mm ² 1100mm
Conectores	Compatible MC4

Tabla 4.5. Rango de funcionamiento del panel

Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima tensión del sistema/protección	1000V (TUV/UL)
Máxima carga estática frontal (viento y nieve)	5400Pa
Máxima carga estática posterior (viento)	2400Pa
Máximo impacto de granizo(diámetro/velocidad)	25 mm/ 23 m/s

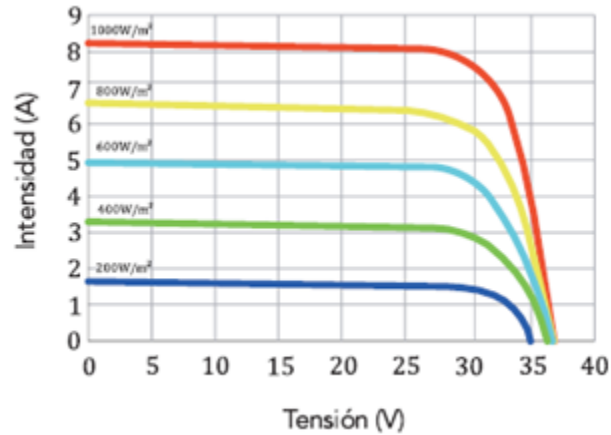


Figura 4.4. Curva I-V del panel para una temperatura de 25° en la célula a varios niveles de irradiación solar

Modificada de: (Atersa, 2014)

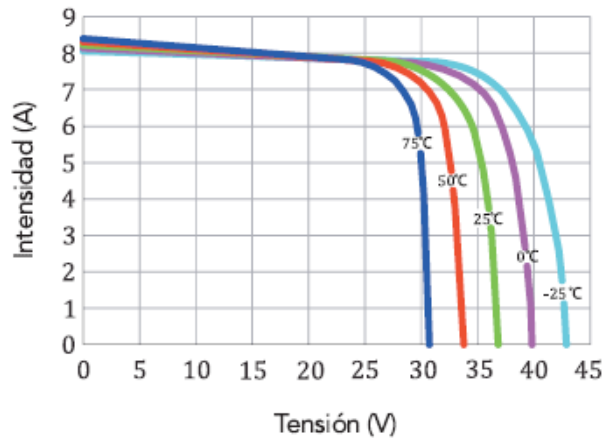


Figura 4.5. Curva I-V del panel para una irradiancia de 1000 W a diferentes temperaturas de trabajo

Modificada de: (Atersa, 2014)

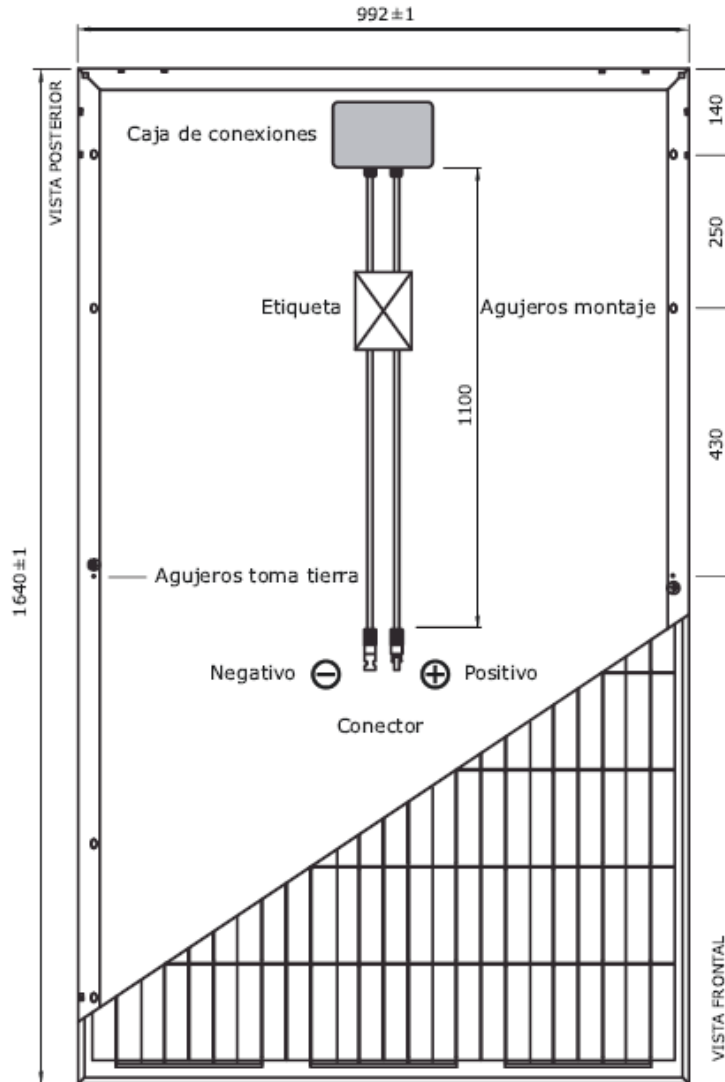


Figura 4.6. Vista genérica construcción del módulo

Modificada de: (Atersa, 2014)

Tabla 4.6. Criterios de inclinación de paneles

Temperatura de instalación	15° - 55°
Inclinación del módulo (anclado)	12° hacia el Sur

- Inversor Sunny Central 500 US 330V – 600V

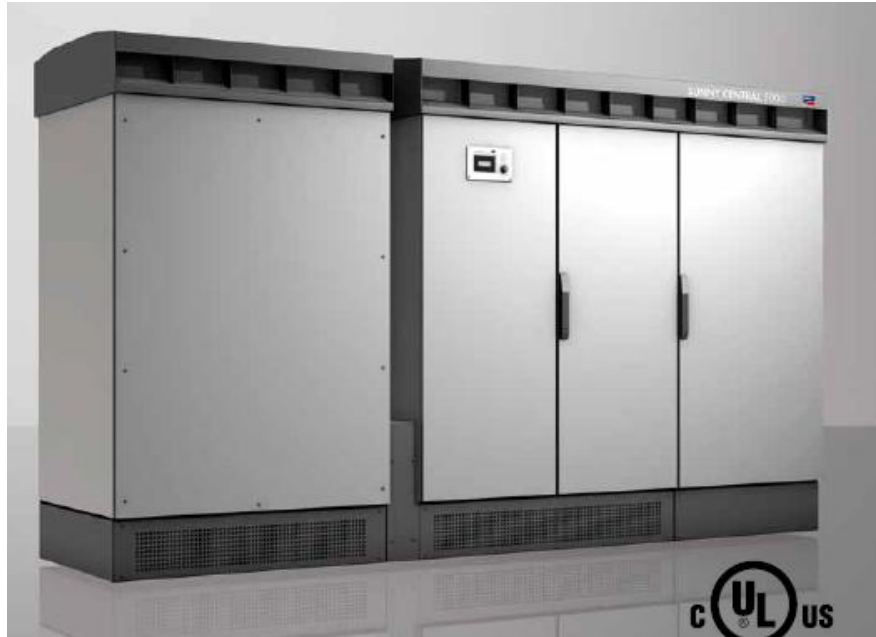


Figura 4.7. Inversor SUNNY CENTRAL 500 CP-US 600V

Modificada de: (Technology, 2014)

Tabla 4.7. Datos técnicos del inversor

Entrada (CD)	
Potencia máxima de CD (con $\cos \varphi = 1$)	516KW ¹⁵
Tensión de entrada máxima	600V
Rango de tensión del punto de máximo potencia (MPP)	330V-600V
Tensión asignada de entrada	380V
Tensión de entrada mínima	330V
Corriente máxima de entrada	1600 A
Cantidad de entradas de punto de máxima potencia (MPP) independientes	1
Cantidad de entradas de CD	6-9
Salida (CA)	
Potencia asignada (a 25°C)/tensión de CA	500KVA/351KVA

¹⁵ Datos válidos para valores de radiación para STC (Condiciones Estándares de Laboratorio)

(a 40°C)	
Tensión nominal de CA/rango	277V/480V/422V-528V ¹⁶
Frecuencia de red de CA/rango	60Hz/59.3Hz...60.5Hz
Frecuencia/tensión asignadas de red	60Hz/480V
Corriente máxima de salida	600 A
Coeficiente de distorsión máxima	3%
Factor de potencia a potencia designada	> 0.99
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento ¹⁷	
Rendimiento máximo/europeo	97.4%/96.9%/97.0%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	Protección a motor
Punto de desconexión en el lado de salida	Protección a motor
Protección sobretensión de la CD/CA	o/o
Monitorización de red	•
Monitorización de fallas a tierra	•
Separación galvánica	•
Datos Generales	
Dimensiones (ancho/alto/fondo)	3536/2027/930mm
Peso	3250Kg
Rango de temperatura de servicio	-25°C...+50°C ¹⁸
Emisiones de ruido	53.9db(A) ¹⁹
Autoconsumo máximo (funcionamiento)/ autoconsumo (nocturno)	1500W/<80W
Sistema de refrigeración	OptiCool
Tipo de protección	NEMA 3R
Clase de protección (según IEC 60721-3-4)	4C2, 4S2
Campo de aplicación	Sin protección al aire libre
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	15%...95%
Altura máxima de operación sobre el nivel del mar	4000m ²⁰
Consumo de aire fresco	6000cm ³ /h

¹⁶ Rango de tensión de CA a plena potencia activa: 480-514 voltios

¹⁷ Medido sin auto alimentación a Ucc=330V

¹⁸ Temperatura máxima en condiciones nominales +45°C

¹⁹ Nivel de presión sonora a 10 m de distancia

²⁰ Sin reducción de potencia hasta 1000m; sobre eso, 5% por cada 1000m

Características	
Pantalla	Pantalla LCD de texto
Comunicación/protocolo	Ethernet, Modbus, TCP, analógico
Transformador de autoabastecimiento	•
Monitorización de instalaciones	Opcional (a través del Sunny Portal)
Color carcasa, puerta, pedestal, techo	RAL 7032/7032/7045/7045
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	Compatibilidad electromagnética según FCC, parte 15, clase A, UL 1741, UL 1998
•Equipamiento de serie o Opcional – No disponible	
Modelo comercial	SC 500 US

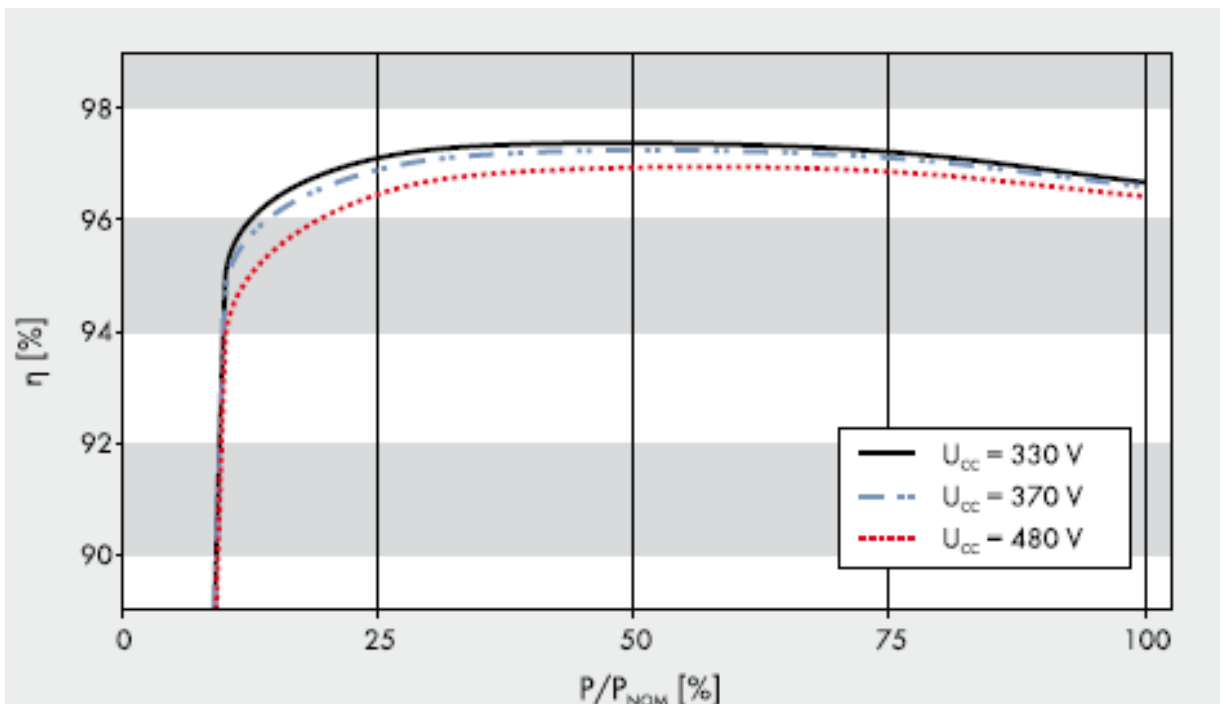


Figura 4.8. Curva de rendimiento de SUNNY CENTRAL 500 CP-US

Modificada de: (Technology, 2014)

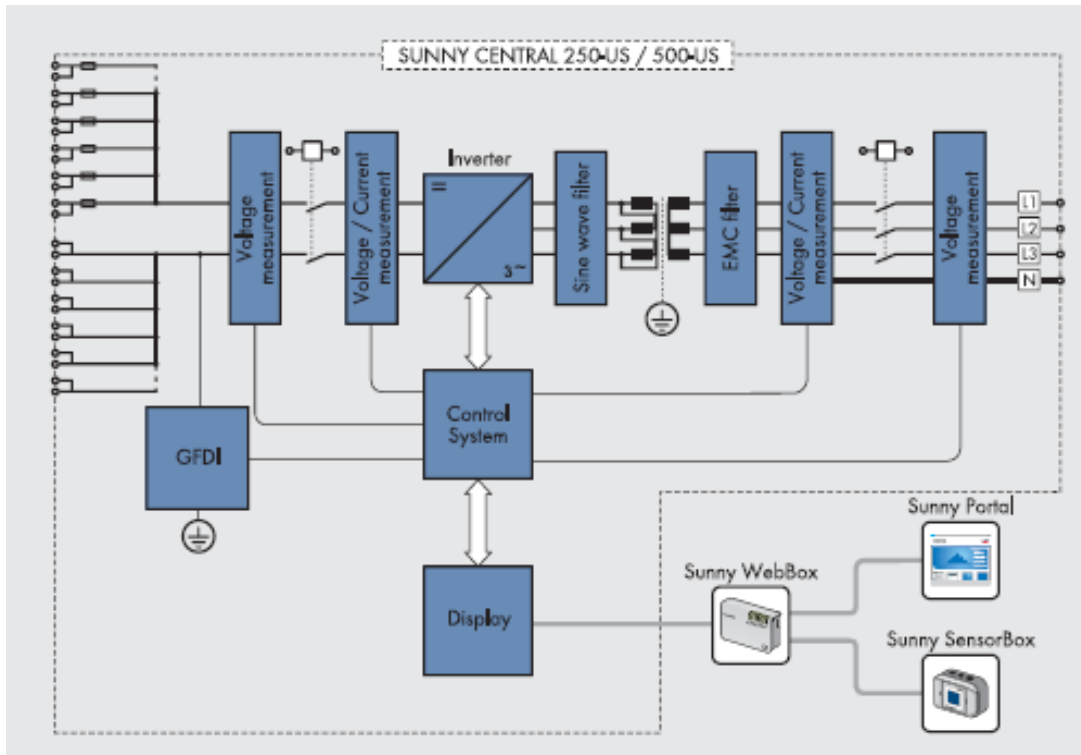


Figura 4.9. Funcionamiento interno del inversor SUNNY CENTRAL 500 CP-US

Modificada de: (Technology, 2014)

- Transformador

Quedará sujeto a la distribución de la potencia generada por los terrenos delimitados por el estudio.

- Transformador de potencia de aceite
- 480/4160V, trifásico, 60 Hz
- 0.5 MVA o 500 KVA
- Precio aproximado de mercado \$20,000



Figura 4.10. Fotografía de transformador auxiliar TGR de aceite en funcionamiento en Geotérmica de Berlín

4.2.3. Dimensionamiento del campo generador

El campo generador fotovoltaico estará constituido por un determinado número de ramas de módulos fotovoltaicos conectados en serie hasta alcanzar la tensión de trabajo del inversor de conexión a red elegido, y estas a su vez, conectadas en paralelo hasta alcanzar la intensidad de trabajo del mismo. A continuación se describe el procedimiento del dimensionamiento del campo generador:

- Cálculo de la potencia demandada en los sub campos del campo generador

El campo generador estará dividido en tres sub campos, ya que se utilizaran inversores de 500KW de tal manera que la distribución de la potencia requerida (1.5 MW) por las bombas queda cubierta. En el terreno B se asentarán dos subcampos mientras que en el terreno A, el tercer subcampo.

Por lo que:

$$P_{total/sub\ campos} = \frac{P_{requerida}}{n^{\circ}\ de\ sub\ campos}$$

$$P_{total/sub\ campos} = \frac{1500000W}{3} = 500000W$$

La potencia producida por cada campo será de 500000 W.

- Cálculo de número de paneles fotovoltaicos necesarios para el sistema de captación

$$n^{\circ}\ de\ paneles\ por\ sub\ campo = \frac{P_{total/sub\ campos}}{P_{c/panel}}$$

$$n^{\circ}\ de\ paneles\ por\ sub\ campo = \frac{500000W}{240W} \cong 2083\ \text{paneles aprox. por sub campo}$$

- Cálculo de número de paneles en serie

$$n^{\circ}\ de\ paneles\ en\ serie = \frac{V_{entrada\ del\ inversor}}{V_{panel\ en\ máxima\ potencia}}$$

$$n^{\circ}\ de\ paneles\ en\ serie = \frac{(330 + 600)V}{30\ V} = 15.5$$

Se verifica que el rango de voltaje producido por los paneles este dentro del voltaje de entrada del inversor (330 – 600V), por lo que se debe encontrar el V de salida cuando la temperatura sea máxima y mínima en el panel. ($V_s = V\ \text{del panel} \times n^{\circ}\ de\ paneles\ en\ serie$).

En la tabla 4.3 se especifica que el coeficiente de temperatura del panel es -0.32% por cada grado centígrados, por lo que a medida aumenta la temperatura disminuye el voltaje en circuito abierto. Entonces:

El nuevo Voc para una temperatura de 15°C es

$$V_{oc}(15^{\circ}\text{C}) = V_{oc}(25^{\circ}\text{C}) + (-0.32\% \times V_{oc})(\Delta T)$$

Así también para temperaturas de 55 y 70°C

- $V_{oc}(15^{\circ}\text{C}) = 38.4 \text{ V}$
- $V_{oc}(55^{\circ}\text{C}) = 36.5 \text{ V}$
- $V_{oc}(70^{\circ}\text{C}) = 31.8 \text{ V}$

En las tablas 4.8, 4.9 y 4.10 se describen los voltajes de salida para temperaturas de 15°C, 55°C y 75°C para conexión de 14, 15 y 16 paneles en serie.

Tabla 4.8. Voltaje de salida de 14 paneles en serie para temperaturas máximas

$t_{mínima} = 15^{\circ}$	$V = 38.4 \text{ V}$	$V_s = 537.5 \text{ V}$
$t_{trabajo} = 50^{\circ}$	$V = 36.5 \text{ V}$	$V_s = 511.0 \text{ V}$
$t_{máxima} = 75^{\circ}$	$V = 31.8 \text{ V}$	$V_s = 445.8 \text{ V}$

Tabla 4.9. Voltaje de salida de 15 paneles en serie para temperaturas máximas

$t_{mínima} = 15^{\circ}$	$V = 38.4 \text{ V}$	$V_s = 575.7 \text{ V}$
$t_{trabajo} = 50^{\circ}$	$V = 36.5 \text{ V}$	$V_s = 547.5 \text{ V}$
$t_{máxima} = 75^{\circ}$	$V = 31.8 \text{ V}$	$V_s = 477.6 \text{ V}$

Tabla 4.10. Voltaje de salida de 16 paneles en serie para temperaturas máximas

$t_{mínima} = 15^{\circ}$	$V = 38.4 \text{ V}$	$V_s = 614.2 \text{ V}$
$t_{trabajo} = 50^{\circ}$	$V = 36.5 \text{ V}$	$V_s = 584.0 \text{ V}$
$t_{máxima} = 75^{\circ}$	$V = 31.8 \text{ V}$	$V_s = 509.4 \text{ V}$

Según resultados obtenidos de las tablas 4.8, 4.9 y 4.10 la cantidad de paneles que se recomienda por medidas de seguridad (posibles subidas y caídas de voltaje) sea conectado en serie es de 14, ya que con 15 o 16 se está muy cerca del valor máximo permitido en la entrada del inversor.

- Cálculo de número de filas en paralelo

$$n^{\circ} \text{ de filas en paralelo} = \frac{n^{\circ} \text{ de paneles}}{n^{\circ} \text{ de paneles en serie}}$$

$$n^{\circ} \text{ de filas en paralelo} = \frac{2083}{14} \cong 149 \text{ filas}$$

Las características eléctricas del campo generador se muestran en la tabla 4.11.

Tabla 4.11. Características de subcampos y campo generador FV

Características eléctricas del generador FV		
N° de paneles en serie	14 paneles	
N° de filas en paralelo por sub campo	149 filas	
N° de paneles por sub campo	N° de paneles en serie x N° de paneles en paralelo	14x149= 2086 paneles
N° de paneles total	N° de campos x N° de paneles por campo	3 x 2086 = 6258 paneles
V salida de cada sub campo	(V _{tmín} + V _{tmáx}) /2	V _{salida} = (445.5 + 537.5)/2 = 491.5V
P total por cada sub campo	N° de paneles por cada sub campo x P de panel	2086 x 240 W = 500640 = 500.64 KW
P total del campo	N° de paneles total x P de panel	6258 paneles x 240 W = 1501920W \cong 1.5MW

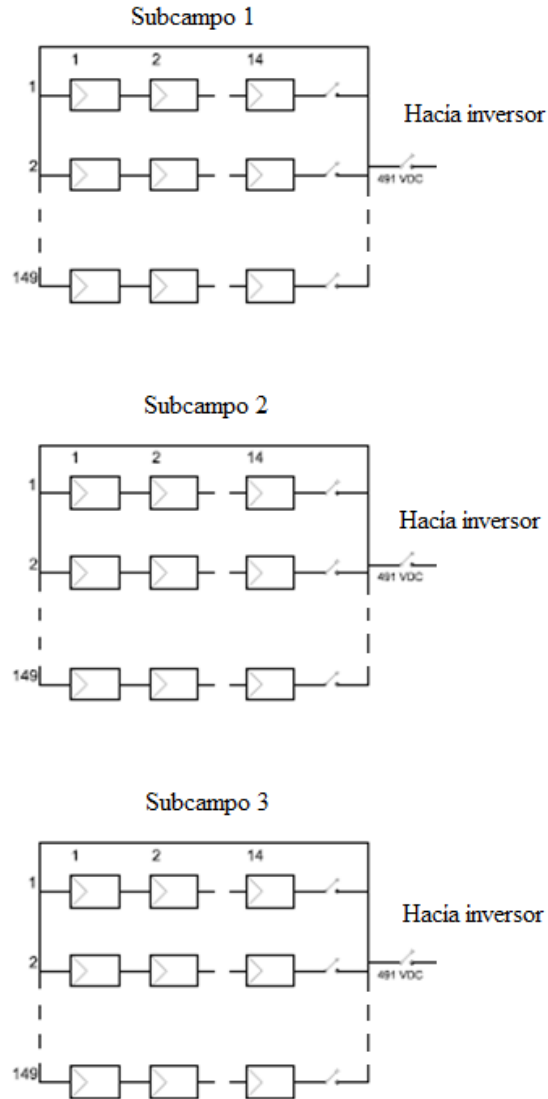


Figura 4.11. Esquema de distribución de paneles solares en subcampos generadores

(Elaboración propia)

4.2.4. Estructura soporte y cálculo de distancia entre módulos

Los paneles fotovoltaicos de la instalación se situarán sobre estructuras soporte de caballetes fijas para espacios abiertos, los cuales se recomiendan para terrenos donde no hay una nivelación óptima y se requiere de una mínima flexibilidad para adaptarse a la orografía del terreno. El material utilizado para su construcción es acero galvanizado y la

tornillería es de acero inoxidable, con lo que la estructura estará protegida contra la corrosión, obteniendo una alta durabilidad y un montaje rápido.

Para maximizar el rendimiento de los paneles solares, éstos se deben instalar con unos ángulos de inclinación y orientación óptimos (esto dependerá de la ubicación y las necesidades establecidas en el proyecto). En las cadenas en serie los módulos tendrán la misma orientación e inclinación para evitar desajustes y sombras. En la tabla 4.12 se presentan los grados de inclinación, orientación y azimut de los emplazamientos.

Tabla 4.12. Inclinación, orientación y azimut de emplazamientos

Orientación	Sur
Inclinación	12°
Azimut	0°

Para el diseño de la estructura se han seguido ciertas características delimitadas por el procedimiento del dimensionamiento del campo generador.

Los paneles solares se colocaran de una determinada forma dentro del campo generador FV, este tipo de ordenamiento se denomina emplazamiento.

Sobre cada emplazamiento se instalaran 28 paneles (14 paneles en serie y dos filas en paralelo) en sentido horizontal. La estructura estará inclinada 12° viendo hacia el Sur sobre la horizontal, ángulo óptimo desde el punto de captación solar (para zona ecuatorial).

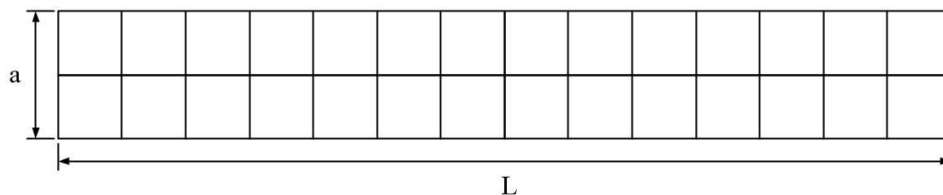


Figura 4.12. Dimensionamiento de emplazamiento

(Elaboración propia)

$$L = 14 \text{ paneles} = 0.99m \times 14 = 13.86m$$

$$a = 2 \text{ paneles} = 1.645m \times 2 = 3.29m$$

En cada sub campo deben haber 149 filas de ahí resulta que:

$$\frac{149 \text{ filas en paralelo}}{2 \text{ filas por emplazamiento}} = 74.5 \text{ emplazamientos por subcampo}$$

Al final dentro de la distribución espacial de campo en el plano deben encontrarse 223.5 emplazamientos para concretizar el campo generador.

El emplazamiento de los paneles será en el suelo, de tal manera que la distribución espacial sobre sus soportes es de acuerdo a la figura 4.13, además se detalla como quedaría instalada la estructura completa si se colocan dos módulos seguidos.

Tabla 4.13. Características físicas de emplazamiento de paneles

Largo de emplazamiento (13.86 metros)	14 paneles en serie cada uno con un ancho de 0.99 m
Ancho de emplazamiento (3.29 metros)	2 módulos cada uno de 1.645 m de largo
Inclinación de emplazamiento	12° hacia el Sur
Tipo de estructura donde se montará el emplazamiento	Debido a que los terrenos presentan un desnivel pronunciado (superficies ondulables e irregulares) se diseñaran estructuras de caballete para reducir costos tanto de material como de mano de obra.
Material de estructuras soporte	Estructura: acero galvanizado Tornillería: acero inoxidable
Ángulo de alineamiento promedio de los terrenos (ver figura)	9.67° (ver planos de alineamiento de terrenos en estudio)
Sombras por cuerpos	Se seleccionará una zona libre de obstáculos

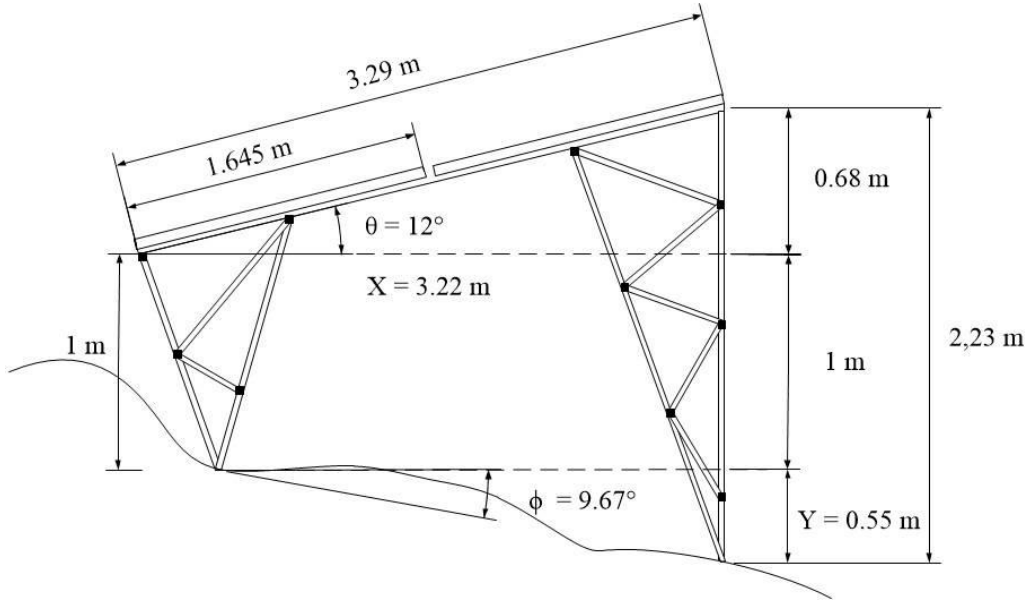


Figura 4.13. Dimensiones de emplazamiento de paneles (vista de perfil)

(Elaboración propia)

De la figura 4.13 a la 4.19 se muestra como quedaría mecánica y físicamente a estructura soporte de los emplazamientos

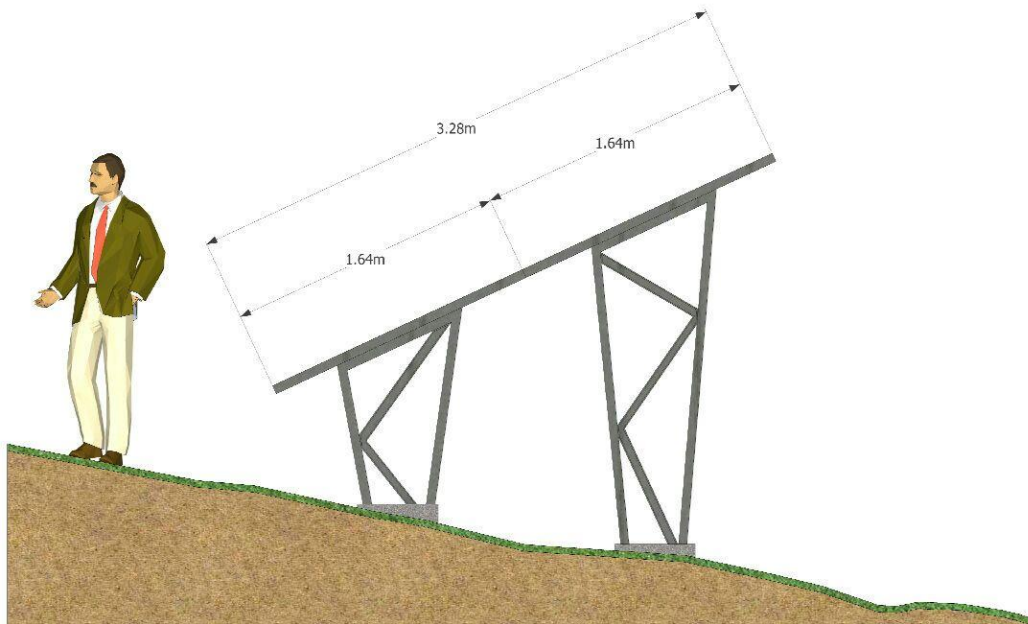


Figura 4.14. Emplazamientos escala 1:100 (vista perfil)

(Diseñada en SketchUp)

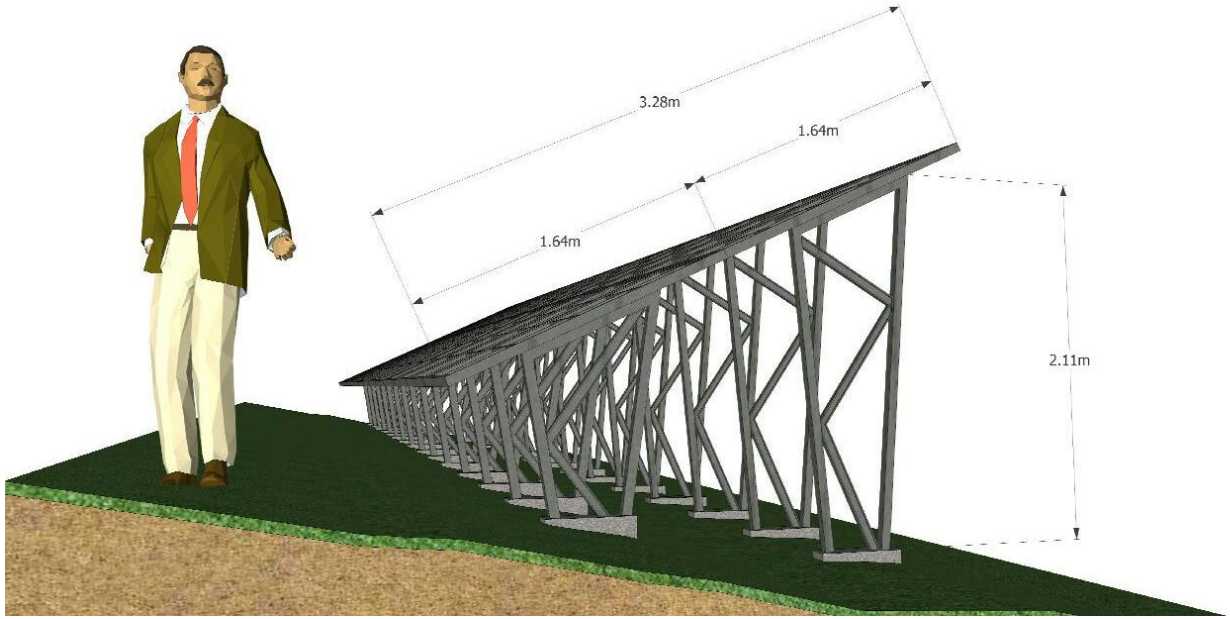


Figura 4.15. Emplazamientos escala 1:100 (vista perspectiva)

(Diseñada en SketchUp)

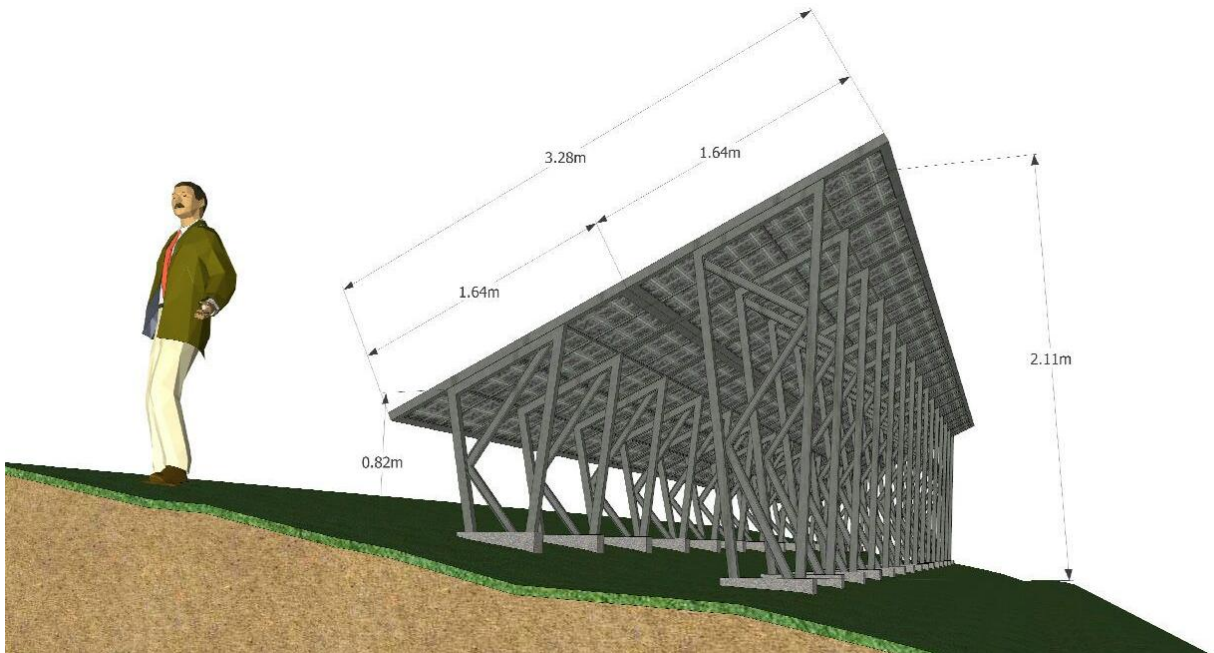


Figura 4.16. Emplazamientos escala 1:100 (vista perspectiva trasera)

(Diseñada en SketchUp)

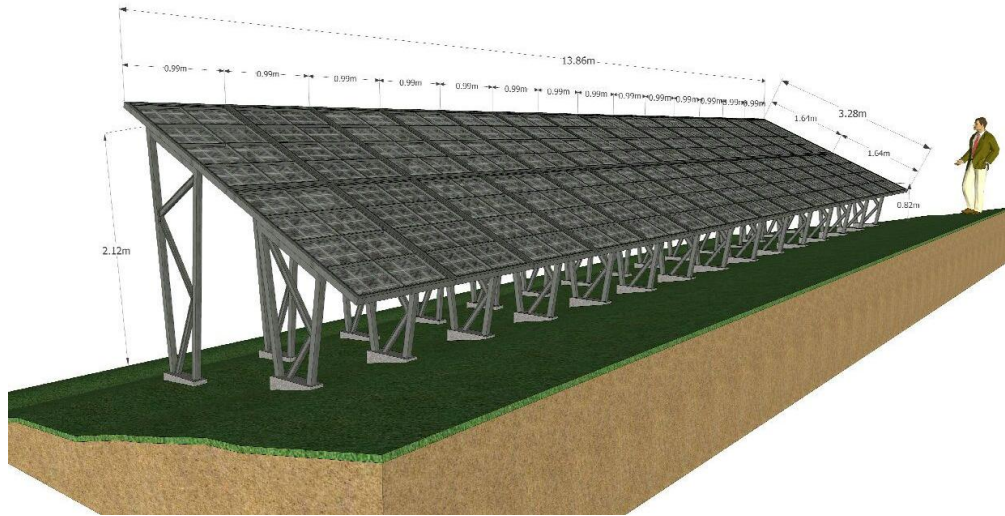


Figura 4.17. Emplazamientos escala 1:100 (vista perspectiva frente)

(Diseñada en SketchUp)

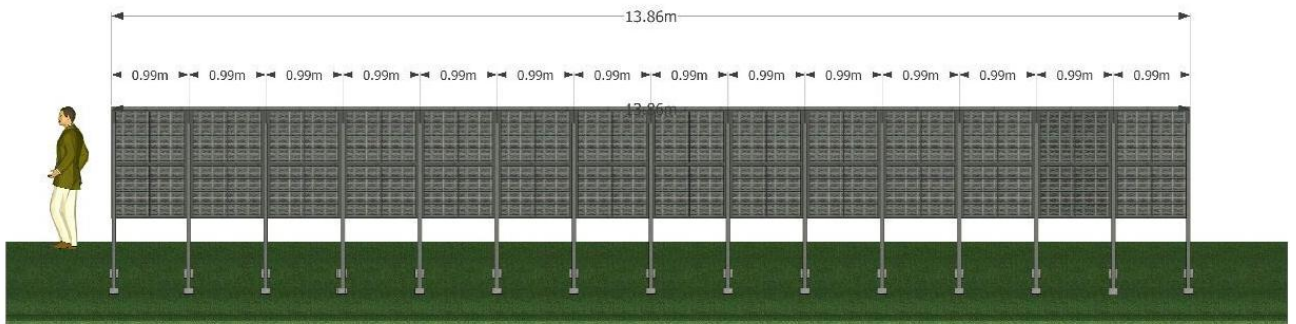


Figura 4.18. Emplazamientos escala 1:100 (vista trasera)

(Diseñada en SketchUp)

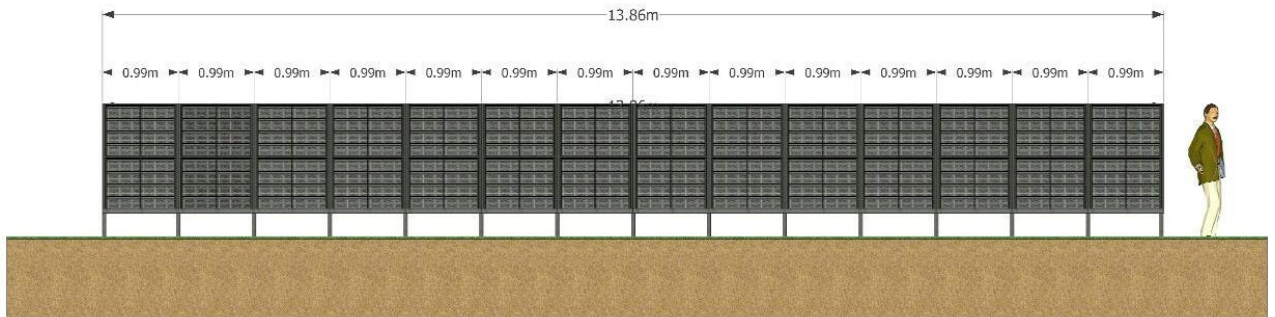


Figura 4.19. Emplazamientos escala 1:100 (vista frontal)

(Diseñada en SketchUp)

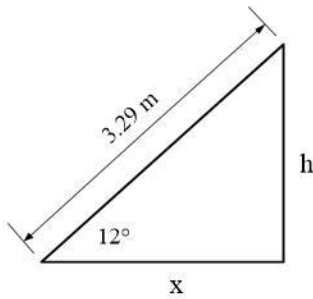
Según análisis estructural (Anexo 4), los emplazamientos (material a utilizar para construcción: acero galvanizado) presentan un coeficiente de seguridad superior a 1 ($n = 44,882$), demostrándose así su seguridad y firmeza. Cabe destacar que el análisis solo fue desarrollado para 2 patas, lo que sugiere disminuir cantidad para beneficios económico. La cantidad y distribución sugerida es ubicar 6 patas en total: dos patas en cada costado y dos al medio.

A continuación se dispone a determinar la distancia mínima entre los conjuntos de módulos para evitar sombras (la distancia mínima se calcula durante la posición límite de salida del Sol del día más desfavorable del año):

Posición límite de salida del Sol

- Fecha: 22 de diciembre (donde la altura solar es baja)
- Hora: 7:00 a.m.
- Altura solar: 10°
- Azimut: 117°

Calculando h



$$\sin 12^\circ = \frac{h}{3.29 \text{ m}}$$

$$h = 3.29 \text{ m} \cdot \sin 12^\circ$$

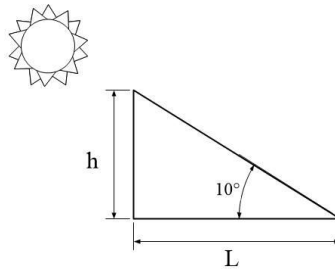
$$h = 0.68 \text{ m}$$

$$\cos 12^\circ = \frac{x}{3.29 \text{ m}}$$

$$x = 3.29 \text{ m} \cdot \cos 12^\circ$$

$$x = 3.22 \text{ m}$$

Calculando L (sombra proyecta por el panel al sur):

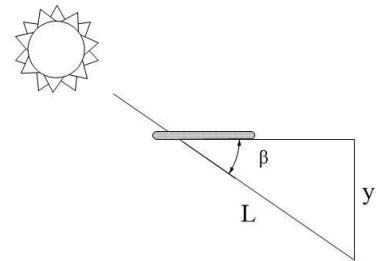


$$\tan 10^\circ = \frac{h}{L}$$

$$L = \frac{h}{\tan 10^\circ}$$

$$L = 3.86 \text{ m}$$

Calculando y (sombra proyecta de emplazamiento respecto a otro emplazamiento):



Calculando y (sombra proyecta de emplazamiento respecto a otro emplazamiento):

$$\beta = 117^\circ - 90^\circ = 27^\circ$$

$$\sin 27^\circ = \frac{y}{L}$$

$$y = 3.86 \text{ m} \cdot \sin 10^\circ$$

$$d_{\text{mín}} = y = 1.75 \text{ m}$$

Entre los emplazamientos de paneles debe existir una distancia que de tal manera puedan introducirse vehículos entre ellos para realizar mantenimiento cuando lo requiera la instalación, por lo que:

$$d_{\text{mín}} = 3 \text{ m}$$

4.2.5. Protecciones, cableado y puesta a tierra

Las protecciones y cableado de la instalación cumplirán con lo establecido en la normativa técnica de conexiones y reconexiones eléctricas en redes de distribución de baja y media tensión (Acuerdo No. 93-E-2008), el informe SANDIA SAND96-2797-UC-120 impreso en Diciembre de 1996, el archivo de recomendaciones del NEC sobre el cableado en sistemas de energía fotovoltaica y tablas técnicas cableado Viakon. (Anexo 5).

- Protecciones

A continuación se mencionaran las protecciones que se incluirán para la instalación del campo generador:

- a. Interruptor magnetotérmico.

La intensidad de cortocircuito de este interruptor debe ser más alta que la facilitada por la compañía eléctrica en el punto de acceso a la red.

- b. Fusibles.

Serán instalados en ambos polos de cada rama que componen el generador. Estos fusibles se encontraran en unos armarios situados dentro de los subcampos FV, los que además se realizaran en paralelo de las series hasta llegar al inversor.

- c. Varistor.

Dispositivo semiconductor normalmente de Oxido de Silicio a partir de 300 V, que son de utilidad en sistemas de baja tensión para recortar los picos de sobretensiones; vendrá del campo generador hacia la entrada del inversor.

- d. Relé TC.

Será capaz de controlar las sobrecorrientes que vendrán de la salida del inversor hacia el transformador.

e. Cajas de conexión.

Cajas eléctricas que se usaran para llevar conductores múltiples en dos o más direcciones con el fin de llevar corriente a diversos los diversos equipos eléctricos del campo generador.

f. Caja combinadoras

Las cajas combinadoras proporcionan el espacio suficiente para combinar y conectar los conductores de varios arreglos y/o paneles solares a una barra alimentadora o alimentador principal. También son útiles cuando hay una distancia significativa entre el inversor y los paneles solares.

o Puesta a tierra.

La puesta tierra de una instalación tiene por objeto proteger a las personas en el caso de que un defecto provoque la aparición de tensión donde no debe haberla y también minimiza los efectos de los rayos y otras sobretensiones inducidas en los equipo, además reduce el ruido de radiofrecuencia causado por las luces fluorescentes de continua y los inversores.

Como lo menciona el informe SANDIA SAND96-2797-UC-120 en un sistema de tres conductores, el neutro o toma intermedia del sistema de continua debe ponerse a tierra. Esos requisitos se aplican tanto a sistemas aislados como a sistemas conectados a la red.

El conductor del electrodo del sistema de tierra en continua no debe tener un calibre inferior a 8 AWG o al del mayor conductor presente en el sistema. El conductor del electrodo del sistema de tierra, para la sección de continua de un sistema FV, debe conectarse a los circuitos de salida del campo FV, hacia el final de los módulos del circuito. Cuando esta conexión se hace cerca de los módulos, se permite el uso de protecciones contra sobretensiones. Los interruptores de desconexión no deben cortar los conductores

puestos a tierra. El NEC exige que todos los conductores identificados como conductores puestos a tierra deben estar al mismo potencial. (A tierra).

Todas las partes metálicas no activas accesibles de las cajas de conexión, equipos y aparatos de todo el sistema FV y de carga continua, deben ponerse a tierra. Todos los sistemas FV, independientemente de la tensión, deben tener un sistema de puesta a tierra de los equipos para las superficies metálicas accesibles (por ejemplo, el marco de los módulos y la carcasa del inversor).

La puesta a tierra de la instalación se hará de forma que no altere las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

Los positivos y negativos de cada rama de la instalación se conducirán hasta el cuadro de alterna separados y protegidos. (Sandia National Laboratorios, 1996)

4.2.6. Medida y caja general de protección

Los elementos que conforman el cuadro de medida de la instalación cumplirán en todo momento con las normas de la compañía eléctrica distribuidora. La instalación del contador de salida bidireccional servirá de base para la facturación.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto a la entrada como a la salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. (Sandia National Laboratorios, 1996)

4.2.7. Obra civil

Las infraestructuras de obra civil necesarias para la implantación de la planta fotovoltaica se pueden resumir en las siguientes tareas:

– Vallado perimetral del emplazamiento

Los terrenos donde se ubicará la planta FV será cercada en todo su perímetro mediante un vallado metálico de ganadero compuesto por red metálica y postecillos con el objeto de evitar intrusiones y la libre circulación de vehículos o personal no autorizado. Este vallado deberá cumplir con los requerimientos del marco regulatorio del MARN.

El terreno será iluminado con lámparas de montaje a poste con foco ahorrador (80W). Cada poste estará en un vano de 40 metros uno respecto a otro.

Cantidad de lámparas a montar: 25 lámparas; en terreno A, 10 lámparas y en terreno B, 15 lámparas. Tres transformadores de 15KVA para el funcionamiento de las lámparas para ambos terrenos.

Ver en Anexo 6 la cotización realizada a Servicios Ulloa para la construcción de la baranda perimetral con caño galvanizado de 2" y malla ciclón de 11x72 con 2 hiladas una de solera y otra de saltex; materiales y mano de obra.

Precio sin costos de IVA: \$40,606.80

Precio total: \$45,885.68

– Terracería

Se crearán calles de acceso a los subcampos que conforman la planta FV para llevar a cabo procesos de construcción, funcionamiento y mantenimiento de la instalación.²¹

²¹ Proceso de alineamientos, perfiles en planos de distribución de planta FV

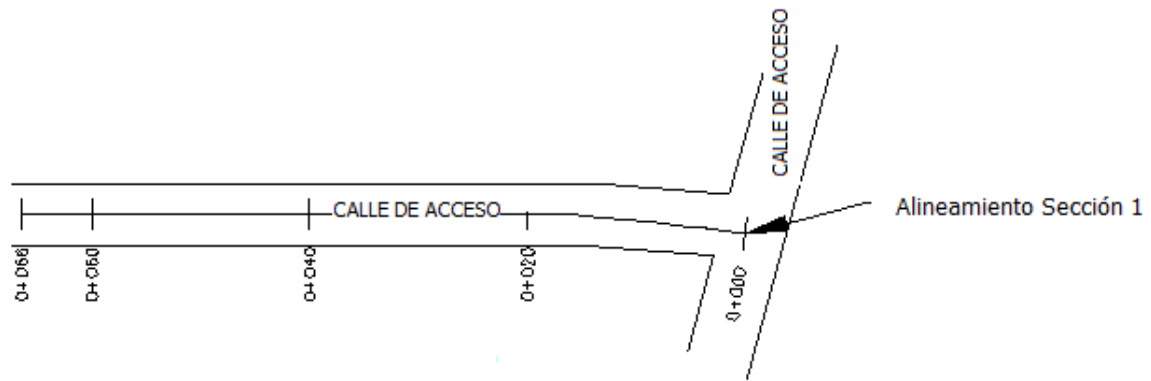


Figura 4.20. Diagrama de calle de acceso terreno A (subcampo 3)

(Elaboración propia)

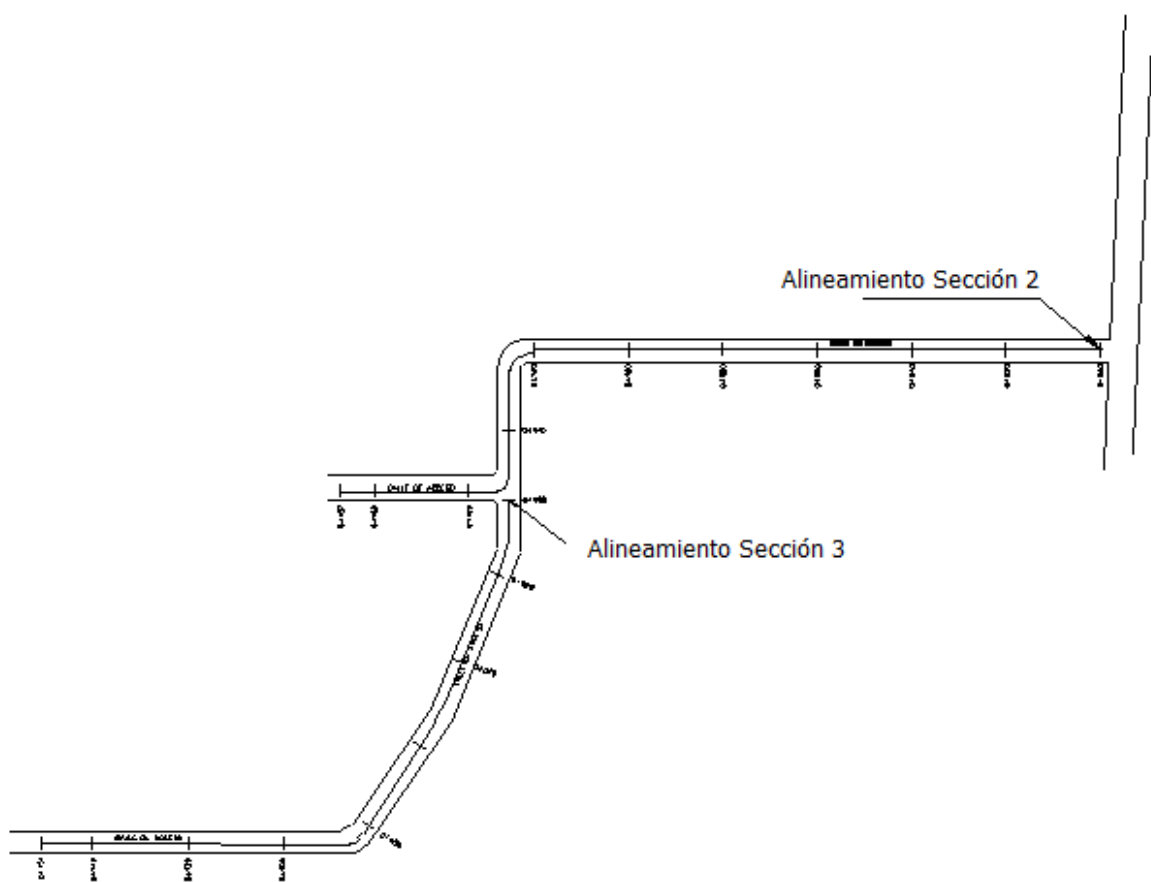


Figura 4.21. Diagrama de calle de acceso terreno B (subcampos 1 y 2)

(Elaboración propia)

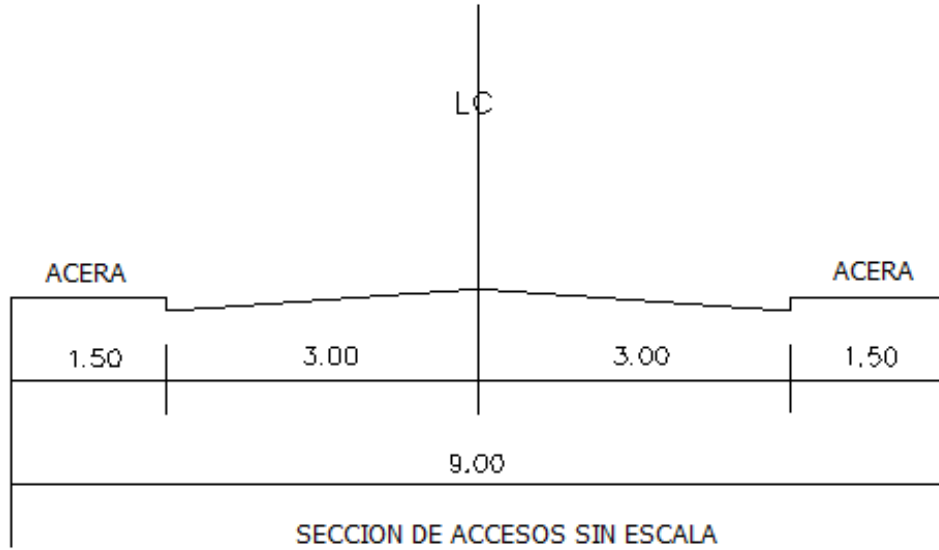


Figura 4.22. Detalle de secciones transversales de la calle
(Elaboración propia)

Ver en Anexo 7 la cotización realizada para terracería (corte y relleno) para construcción de calles de acceso (material, equipo y mano de obra)

Tabla 4.14. Costos de terracería y construcción de calles

Actividad	Total
Apertura de Calle	\$ 1,458.58
Conformación de superficie de rodamiento y balastado parcial	\$ 5,428.47
Σ	\$ 6,887.05

– Canalizaciones.

Dependiendo del diámetro y cantidad de conductores en todos los tramos de la planta FV se seleccionará el tipo de tubería para realizar las canalizaciones (ver tabla en Anexo 8); esto se hace para proteger los cables del medio ambiente y esfuerzos mecánicos que pudiere haber; haciendo a la instalación más segura.

- Tipo de cable THHN; tubo a utilizar conduit plástico y metálico. (PVC).
- El máximo de conductores y alambres determina el diámetro del tubo. Se dimensiona en función del cable de mayor diámetro.

4.3. Cálculos de dimensionamiento espacial y eléctrico de campo generador FV

A continuación se presenta el procedimiento realizado para el dimensionamiento espacial y eléctrico del campo generador fotovoltaico.

4.3.1. Distribución espacial de la planta fotovoltaica²²

Parámetros a tomar en cuenta:

- Distancia mínima de emplazamientos sin producir sombras entre módulos
- Área de terrenos seleccionados
- Cantidad de sub campos

Tabla 4.15. Distribución espacial del campo

Campo Generador		
6258 paneles	Distribuidos en 3 sub campos (cada uno con 2086 paneles)	14 paneles en serie 149 filas en paralelo
3 inversores	1 por cada sub campo de 500Kw	
3 transformadores	Diseñado con las mismas características	

²² Plano uno: Implantación de planta fotovoltaica, líneas primarias y subestación.

(Ver en sección 4.4)

4.3.2. Cálculo de cableado y ductería

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisfaga simultáneamente las tres condiciones siguientes²³:

- Criterio de intensidad máxima admisible o de calentamiento
- Criterio de caída de tensión
- Criterio de la intensidad de cortocircuito

a. Cableado de cadenas fotovoltaicas a caja combinadora

La intensidad máxima transportada entre las series de paneles corresponde a la de cortocircuito del modulo escogido, siendo de 8.65 A, por lo que la intensidad de corriente circulando en los cables será de:

$$I_L = I_{SC} = 8.65A$$

Para las interconexiones de los paneles solares fotovoltaicos se utilizara cable sección 4 mm² que viene integrado de fabrica (12 AWG), quedando positivo y negativo separados por lo que el cable negativo será empalmado con cable 10AWG para acercar un conductor respecto al otro como se muestra en la figura.

Además de los cables que conducen energía se llevara el cable de polarización para todas las filas y será de calibre 8 AWG.

²³ Sistemas de energía fotovoltaica y código eléctrico nacional: practicas recomendadas

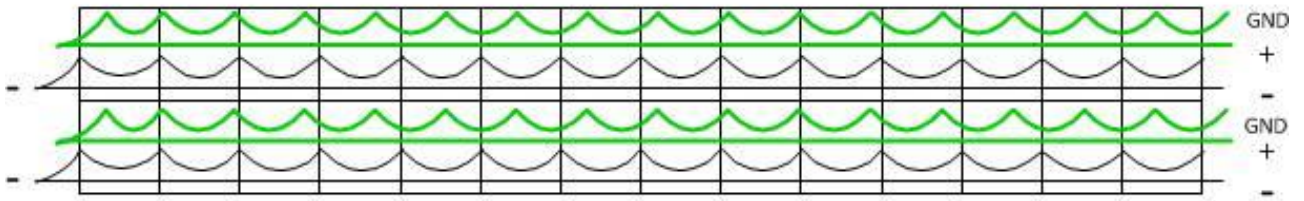


Figura 4.23. Interconexión de emplazamiento de paneles solares

(Elaboración propia)

Tabla 4.16. Cableado de emplazamiento de paneles

Subcampo	Cable negativo 10 AWG (m)	Cable de polarización 8 AWG (m)
1	447	447
2	447	447
3	447	447
SUMA	1341	1341

b. Cableado de caja combinadora hacia caja recombinadora

La intensidad máxima transportada entre un emplazamiento de paneles corresponde a:

$$I_{L \text{ real de emplazamiento}} = (I_{L1} + I_{L2}) = 8.65A + 8.65A = 17.30A$$

Para efectos de dimensionamiento de cable (156%)

$$I_{L \text{ emplazamiento}} = (I_{L1} + I_{L2}) \times 1.56 = (8.65A + 8.65A) \times 1.56 = 26.99A$$

El tamaño del conductor se hará en base a la temperatura que el cableado experimentaría en el peor de los casos (75°C).

Un conductor calibre 10 AWG soporta la corriente producida por la serie de paneles a temperatura ambiente de 30°C, pero debido a que las temperaturas ambientes donde se ubicara el proyecto oscilan entre 31-35°C y la temperatura de trabajo de los paneles en el peor de los casos es 75°C, se aplica un factor de corrección para estas temperaturas (0.94).

$$I_{\text{cable a } 31-35^{\circ}\text{C}} = 30A \times 0.94 = 28.20A$$

El conductor calibre 10 AWG soporta la corriente que producen los paneles a temperaturas ambientes entre 31-35°C y a temperaturas de trabajo de 75°C.

El cable de polarización para todos los emplazamientos será de calibre 8 AWG.

Tabla 4.17. Cableado de emplazamiento de paneles a caja combinadora de subcampo 1

Bloques	Total cable calibre 10 AWG (m)	Total cable calibre 8 AWG (m)
1	431.12	215.56
2	441.7	220.85
3	520.24	260.12
4	478.46	239.23
5	460.12	230.06
6	384.82	192.41
Suma	2716.46	1358.23

Tabla 4.18. Cableado de emplazamiento de paneles a caja combinadora de subcampo 2

Bloques	Total cable calibre 10 AWG (m)	Total cable calibre 8 AWG (m)
A	507.54	253.77
B	363.28	181.64
C	397.32	198.66
D	402.98	201.49
E	369.64	184.82
F	353.46	176.73
Suma	2394.22	1197.11

Tabla 4.19. Cableado de emplazamiento de paneles a caja combinadora de subcampo 3

Bloques	Total cable calibre 10 AWG (m)	Total cable calibre 8 AWG (m)
I	464.56	232.28
II	569.04	284.52
III	390.26	195.13
IV	352.06	176.03
V	423.12	211.56
VI	432.26	216.13
Suma	2631.3	1315.65

Tabla 4.20. Cableado y ductería de emplazamiento de paneles a caja combinadora de campo generador

Subcampo	Total cable calibre 10 AWG (m)	Total cable calibre 8 AWG (m)	Número de conductores por conexión	Calibre ducto	Total ducto (m)
1	2716.46	1358.23	3	1/2"	1358.23
2	2394.22	1197.11	3	1/2"	1197.11
3	2631.3	1315.65	3	1/2"	1315.65
Suma	7741.98	3870.99			3870.99

c. Cableado caja recombinaora hacia entrada de inversor

La intensidad generada en los subcampos es proporcional a la cantidad de filas en paralelo que se encuentran en ellos.

$$I_{\text{circula en subcampo}} = I_{SC} \times n^{\circ} \text{ de filas en paralelo} = 8.65A \times 149 \text{ filas} = 1288.85 A$$

Un subcampo contiene 149 filas en paralelo distribuidas en emplazamientos de 14 paneles en serie y 2 filas en paralelo, por lo que se:

$$\frac{149 \text{ filas}}{2 \text{ filas}} = 74.5$$

Cada sub campo está comprendido por 74.5 emplazamientos.

Los inversores seleccionados en el proyecto contienen de 6 a 9 entradas de MPPT (entradas de punto de máxima potencia), para el dimensionamiento del cableado se delimitaran 6 entradas.

Por lo que la corriente total generada por el subcampo será distribuida en 6 entradas.

$$\frac{74.5 \text{ emplazamientos}}{6 \text{ entradas}} = 12.42 \cong 12.5 \text{ emplazamientos}$$

Cada entrada soportara la corriente generada por 12.5 emplazamientos.

$$I_{\text{real emplazamiento-entrada inversor}} = \# \text{ de emplazamientos} \times I_{\text{real de emplazamiento}}$$

$$I_{\text{real emplazamiento-entrada inversor}} = 12.5 \text{ emplazamientos} \times 17.30A$$

$$I_{\text{real emplazamiento-entrada inversor}} = 216.25A$$

Para efectos de dimensionamiento de cable (156%)

$$I_{\text{emplazamiento-entrada inversor}} = 216.25A \times 1.56$$

$$I_{\text{emplazamiento-entrada inversor}} = 337.35A$$

El tamaño del conductor se hará en base a la temperatura que el cableado experimentaría en el peor de los casos (75°C).

Un conductor calibre 400 MCM soporta la corriente producida por los emplazamientos a temperatura ambiente de 30°C, pero debido a que las temperaturas ambientes donde se ubicara el proyecto oscilan entre 31-35°C y la temperatura de trabajo de los paneles en el peor de los casos es 75°C, se aplica un factor de corrección para estas temperaturas (0.94).

$$I_{\text{cable a 31-35°C}} = 355.00A \times 0.94 = 333.70A$$

El conductor calibre 400 MCM soporta la corriente que producen los emplazamientos a temperaturas ambientes entre 31-35°C y a temperaturas de trabajo de 75°C.

El cable de polarización será de calibre 400 MCM.

Tabla 4.21. Cableado caja recombinaadora a inversor de subcampo 1

Subcampo	Bloque	Longitud de caja recombinaadora a entrada de inversor (m)	Número de conductores por conexión	Total (m)
1	1	41.56	3	124.68
	2	26.13	3	78.39
	3	40.98	3	122.94
	4	27.13	3	81.39
	5	39.00	3	117
	6	32.38	3	97.14
Suma				621.54

Tabla 4.22. Cableado caja recombinaadora a inversor de subcampo 2

Sub Campo	Bloque	Longitud de caja recombinaadora a entrada de inversor (m)	Número de conductores por conexión	Total (m)
2	A	43.51	3	130.53
	B	32.93	3	98.79
	C	32.42	3	97.26
	D	44.48	3	133.44
	E	32.21	3	96.63
	F	34.81	3	104.43
Suma				661.08

Tabla 4.23. Cableado caja recombinaadora a inversor de subcampo 3

Sub Campo	Bloque	Longitud de caja recombinaadora a entrada de inversor (m)	Número de conductores por conexión	Total (m)
3	I	34.67	3	104.01
	II	26.03	3	78.09
	III	33.34	3	100.02
	IV	50.30	3	150.9
	V	49.88	3	149.64
	VI	45.61	3	136.83
Suma				719.49

Tabla 4.24. Cableado y ductería caja recombinaadora a inversor de campo generador

Subcampo	Longitud de cable de caja recombinaadora a entrada de inversor (m)	Número de conductores por conexión	Calibre ducto	Total ducto (m)
1	621.54	3	2 1/2"	207.18
2	661.08	3	2 1/2"	220.36
3	719.49	3	2 1/2"	239.83
Suma	2002.11			667.37

El cálculo de longitud de cableado de caja combinadora a recombinaadora se encuentran en Anexo 9.

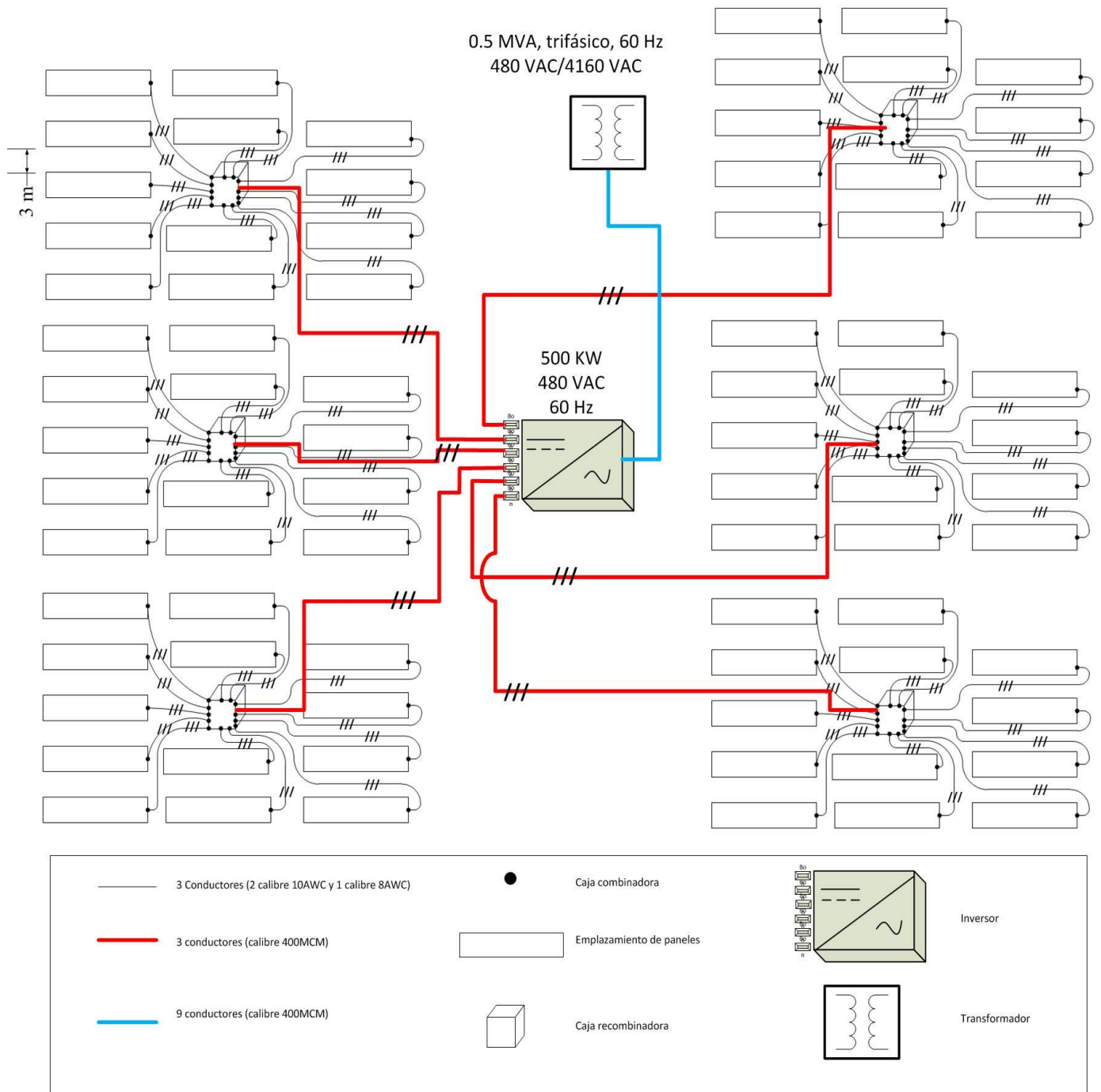


Figura 4.24. Diagrama de conexión de cableado de caja combinadora-recombinador-inversor-transformador
(Elaboración propia)

El diagrama no representa la distribución física del subcampo, es meramente para explicación eléctrica. Este dimensionamiento es el mismo para todos los subcampos.

d. Cableado de inversor hacia transformador

Parámetros a tomar en cuenta:

- Entrada de voltaje: 480V
- Transformador trifásico de 0.5 MW
- Frecuencia: 60 Hz
- Cálculo de la corriente de salida del inversor al transformador

$$S_{3\phi} = \sqrt{3}V_{LL}I_{LL}$$

$$I_{LL} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}V_{LL}}$$

$$I_{LL} = \frac{500000VA}{\sqrt{3}(480V)} = 601.41 A$$

- Cálculo de corriente para dimensionamiento de cableado (dimensionado al 156%)

$$I_{que\ soportará\ el\ conductor} = 601.41 A \times 1.56$$

$$I_{que\ soportará\ el\ conductor} = 938.20 A$$

No hay cable comercial que soporte ese amperaje, por lo que cada fase será distribuida en tres conductores, de tal manera que:

$$I_{fase} = \frac{I_{TOTAL}}{n^{\circ}\ de\ conductores}$$

$$I_{fase} = \frac{938.20 A}{3} = 312.73 A$$

De tal manera que el cable a utilizar será el 400 MCM (soporta corriente máximas a 355A a una temperatura ambiente de 30°C), pero como la temperatura ambiente donde se realizara

el proyecto está dentro de un rango de 31 a 35°C, se aplica factor de corrección para esas temperaturas (0.94).

$$I \text{ que soportará el cable}_{31 \text{ a } 35^{\circ}\text{C}} = 355A \times 0.94$$

$$I \text{ que soportará el cable}_{31 \text{ a } 35^{\circ}\text{C}} = 333.70 A$$

El cable 400 MCM soporta la corriente de salida del inversor a una temperatura entre 31 y 35°C.

Entonces:

Para una fase habrá 3 cables de 400 MCM, obteniendo un total de 9 cables de transmisión de inversor a transformador.

Tabla 4.25. Cableado y ductería de inversor a transformador de campo generador

Subcampo	Longitud (m)	Número de conductores por conexión (3 líneas por fase)	Total	Número de conductores por conexión	Calibre ducto	Total ducto
1	8	9	72	9	4"	8
2	8	9	72	9	4"	8
3	8	9	72	9	4"	8
Suma			216			24

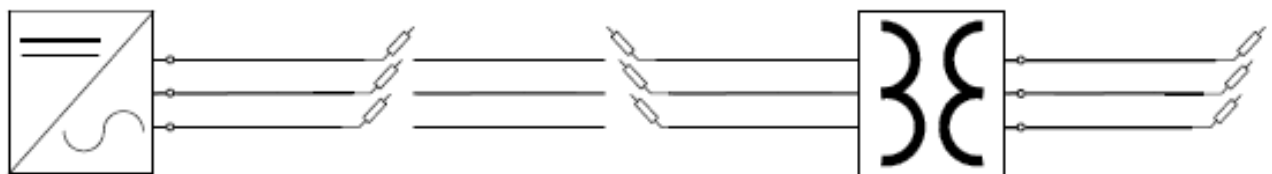


Figura 4.25. Diagrama de conexión de inversor a transformador

(Elaboración propia)

- Considerar 5 metros de cable kerite por fase antes de entrar a transformador.



Figura 4.26. Cable kerite para unificación de alimentación proveniente de inversor hacia transformador.

Modificada de: (General Cable, 2014)

- e. Cableado de transformador a red
 - Se utilizarán transformadores elevadores.
 - Uso de conductores de mediana tensión
- Cálculo de corriente de línea de transformador a red

$$S_{3\phi} = \sqrt{3}V_{LL}I_{LL}$$

$$I_{LL} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3}V_{LL}}$$

$$I_{LL} = \frac{500000VA}{\sqrt{3}(4160V)} = 69.39 A$$

Selección del conductor (al 156%)

$$I_{que\ soportará\ el\ conductor} = 69.39 A \times 1.56$$

$$I_{que\ soportará\ el\ conductor} = 108.25 A$$

De tabla de cables a mediana tensión (Anexo 6) se determinó que el conductor a utilizar es XLPE-PB calibre 4 AWG con una capacidad de 137 A.

El cálculo de longitud de cableado de transformadores a red y costos está estipulado en procedimientos de construcción de líneas primarias y construcción de subestación.

4.3.3. Dimensionamiento de los elementos de protección

- El dimensionamiento de los elementos de protección para cada tramo que conforma un subcampo está en base a las normas y condiciones establecidas por SIGET y NEC (Se debe aplicar el 125% más de la corriente generada por los elementos a proteger).
- Debido a las condiciones del proyecto (múltiples cadenas de paneles, sistema grande conectado a red) se hará uso de caja o cuadro combinador de interruptores de CD.
- Sólo se ubicarán fusibles en las líneas de polaridad positiva

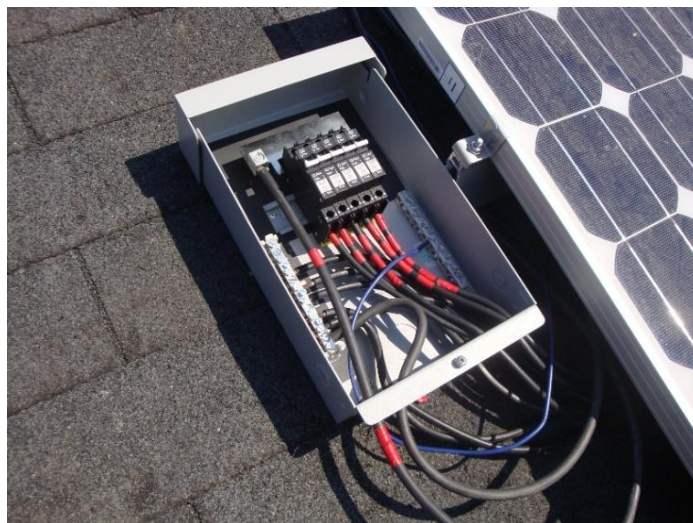


Figura 4.27. Caja combinadora

Modificada de: (Prolexpower, 2013)

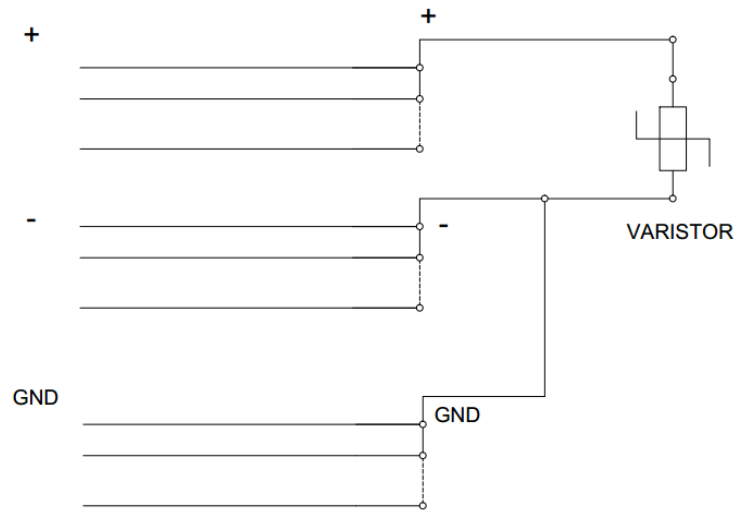


Figura 4.28. Funcionamiento interno de cajas combinadoras

(Elaboración propia)

El tipo de cuadro combinador se seleccionará a partir de la cantidad de protecciones a utilizar en cada tramo del subcampo y la cantidad de amperaje que soportarán.²⁴

Serán cajas para intemperie IP65 o más acorde a DIN, EN, IEC 60529 (Protección total contra la penetración de cualquier sólido y contra chorros de agua de cualquier dirección con manguera).

El dimensionamiento de elementos de protección para cada tramo que conforma los subcampos se describen a continuación:

²⁴ Cotización y ficha técnica de las cajas combinadoras fotovoltaicas en Anexo 10. Si no se disponen de cajas con números de circuitos estipulados solicitar con anticipación al proveedor para su fabricación de lo contrario seleccionar la caja que este en existencia cercana a la capacidad requerida.

a. Protecciones en series fotovoltaicas (cajas combinadoras)

El cable que traerá los conductores positivos y negativos de una fila de paneles soportará una corriente de 8.65A, el fusible que protegerá al conjunto de sobreintensidades será de:

$$I \text{ que soportará el fusible} = 8.65A \times 1.25$$

$$I \text{ que soportará el fusible} = 10.81A$$

- Se ubicarán fusibles de 15 A a salida de fila de paneles
- 1 caja combinadora de 2 espacios/15A por emplazamiento
- 224 cajas combinadoras de 2 espacios/15A en total

b. Protecciones de emplazamientos (cajas recombinadoras)

La corriente generada por emplazamiento es 17.30A, entonces a corriente usada para dimensionamiento de fusible de protección será:

$$I \text{ que soportará el fusible} = 17.30A \times 1.25$$

$$I \text{ que soportará el fusible} = 21.63A$$

Cada subcampo está conformado por 74.5 emplazamientos, distribuidos éstos en 6 bloques de 13 emplazamientos aproximadamente (debido a limitación de entradas al inversor).

- Fusibles de 25 A
- 6 cajas combinadoras de 13 espacios/25A por subcampo
- 18 cajas combinadoras de 13 espacios/25A en total

c. Protección a entrada de inversor

La corriente generada por un bloque de un subcampo (13 emplazamientos) es de 216.25A, por lo que el fusible de protección a la entrada del inversor será de:

$$I \text{ que soportará el fusible} = 216.25A \times 1.25$$

$$I \text{ que soportará el fusible} = 270.31A$$

- Fusibles de 270 A
 - 1 cajas combinadoras de 6 espacios/270A por subcampo
 - 3 cajas combinadoras de 6 espacios/270A en total
- d. Protección para transformador
- Se utilizará interruptor trifásico de potencia de 480V y su relé de protección para sobrecorriente de capacidad 600A para un subcampo (ver figura 4.29).
 - 3 interruptores y 3 relés de protección para sobrecorriente de capacidad 600A en total.
 - Para puesta en operación de cada circuito a 480 KV se utilizarán cuchillas trifásicas de seccionamiento.



Figura 4.29. Fotografía de interruptor de potencia de 480V tomada en Geotérmica de Berlín

e. Protección de campo solar

La red a tierra del campo solar se hará por medio de un pararrayo atmosférico.

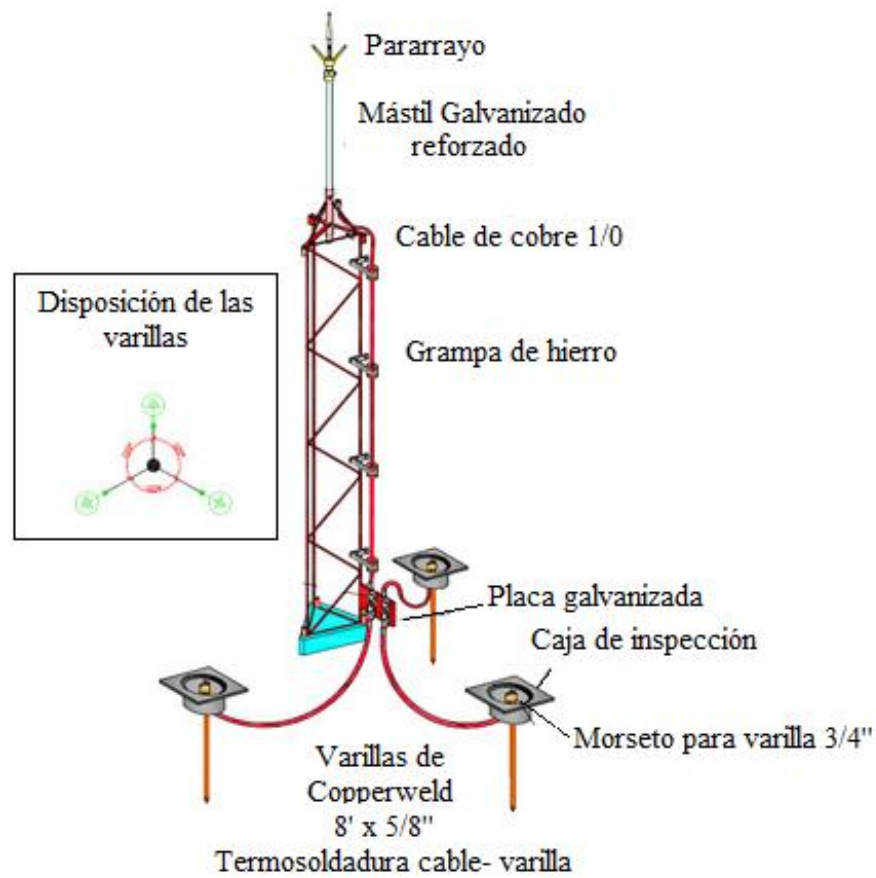


Figura 4.30. Diagrama de red a tierra del campo solar.

Modificada de: (Lightning Protection Device, 2012)

4.3.4. Subestación

La subestación estará ubicada dentro de las instalaciones de TR1. (Rectángulo azul representa espacio físico que dispondrá la subestación dentro de TR1)



Figura 4.31. Espacio físico a disponer de subestación.

(Google Earth)

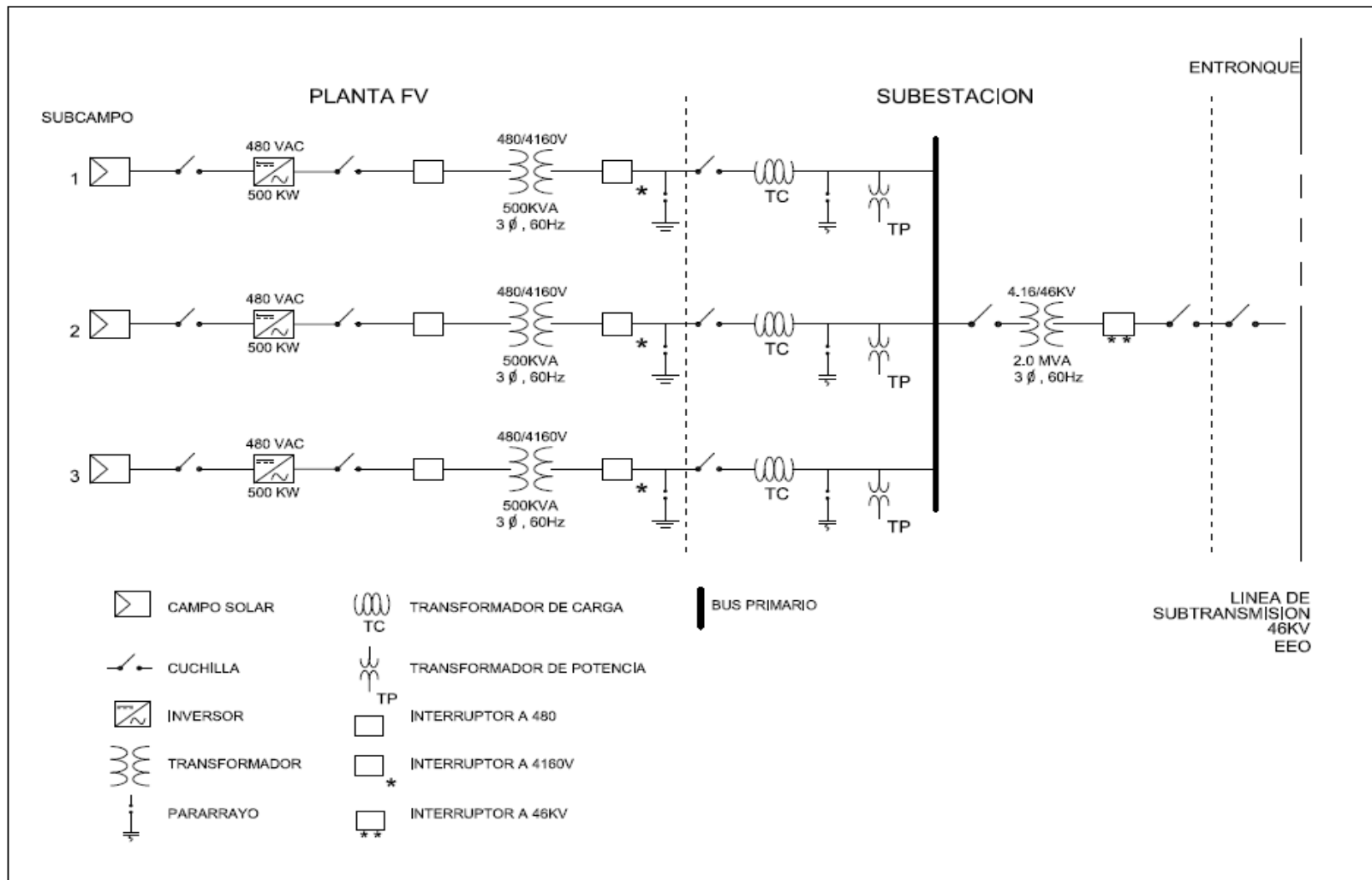


Figura 4.32. Diagrama unifilar de subestación de conexión a línea de subtransmisión a 46KV, EEO)

Físicamente son líneas por subcampo y para sincronización de los ángulos de fase de potencial considerar la instalación de sincronoscopios (uno por subcampo) con el objetivo de que cada subcampo no presente problemas de accionamiento cuando se precise su operación (se ubicaran a salida del inversor).

Los subcampos no estarán trabajando al mismo tiempo, por lo que se instalará una barra colectora o bus y se seccionará al momento de definir qué alimentador (subcampo) se utilizará, esto se delimitó debido a que cada subcampo posee su propio transformador.



Figura 4.33. Fotografía de sincronoscopio en funcionamiento en Geotérmica de Berlín

En la tabla 4.26 se muestra el coste de la construcción de subestación.

Tabla 4.26. Presupuesto por construcción de subestación

Cantidad	Descripción del material	Precio unitario	Total
1	Transformador 4160V/46KV	\$ 125,000.00	\$125,000.00
5	Cuchillas trifásicas	\$ 5,000.00	\$ 25,000.00
3	Sincronoscopios	\$ 12,000.00	\$ 36,000.00
9	Transformadores de carga	\$ 900.00	\$ 8,100.00
9	Transformadores de potencia	\$ 600.00	\$ 5,400.00
1	Interruptor a 46KV	\$ 120,000.00	\$120,000.00
3	Interruptor a 4160V	\$ 80,000.00	\$240,000.00
1	Polarización general	\$ 3,000.00	\$ 3,000.00
1	Bus (postes, errajes, cables, protección antifauna, etc.)	\$ 10,000.00	\$ 10,000.00
1	Cableado	\$ 8,000.00	\$ 8,000.00
1	Costos por instalación	\$ 15,000.00	\$ 15,000.00
1	Costos por entronque	\$ 10,000.00	\$ 10,000.00
		Σ	\$605,500.00

4.3.5. Construcción de líneas primarias

A continuación se presenta el presupuesto de materiales y construcción de línea primaria

Véase distribución espacial de estructuras para líneas primarias en plano 1 (sección 4.5).

Tabla 4.27. Presupuesto de estructura primaria²⁵

Cantidad	Descripción del material (3 hilos)	Precio unitario	Total
3	4.1 RH	\$200.00	\$ 600.00
5	4.1 TS	\$150.00	\$ 750.00
14	4.1 CD	\$400.00	\$5,600.00
1	4.1 VD	\$250.00	\$ 250.00
2	4.1 TD	\$250.00	\$ 500.00
Σ			\$7,700.00

Tabla 4.28. Presupuesto de estructura neutro

Cantidad	Descripción del material	Precio unitario	Total
8	CN	\$120.00	\$ 960.00
4	TN	\$ 50.00	\$ 200.00
3	RN	\$ 60.00	\$ 180.00
3	CVN	\$ 70.00	\$ 210.00
Σ			\$1,550.00

Tabla 4.29. Presupuesto de construcción de línea

Cantidad	Descripción del material	Precio unitario	Total
8	4.1 RH 3 hilos	\$ 350.00	\$ 2,800.00
5	4.1 TS 3 hilos	\$ 450.00	\$ 2,250.00
1	4.1 CD 3 hilos	\$ 600.00	\$ 600.00
2	4.1 VD 3 hilos	\$ 850.00	\$ 1,700.00
2	4.1 TD 3 hilos	\$1,000.00	\$ 2,000.00
22	CN	\$ 150.00	\$ 3,300.00
3044.8 m	TN	\$ 3.00	\$ 9134.40
2	Red de tierra (juego de pararrayos)	\$ 500.00	\$ 1,000.00
Σ			\$22,784.40

Costo total por instalación de línea primaria de planta FV-subestación: \$ 32,034.40

²⁵ Ver anexo 11, imágenes de estructuras de líneas primarias.

4.4. Planos

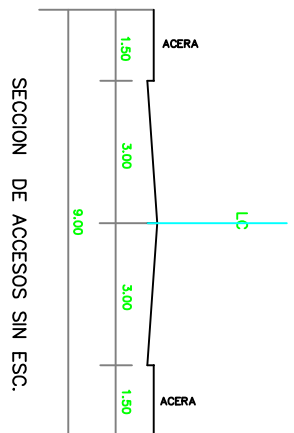
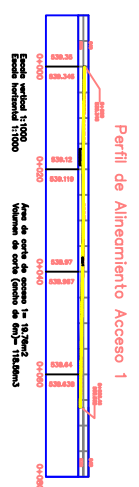
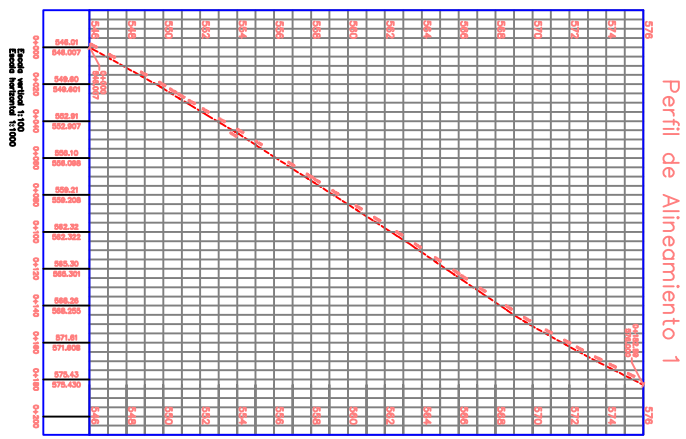
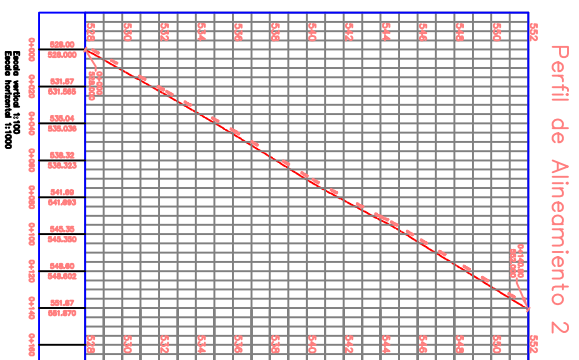
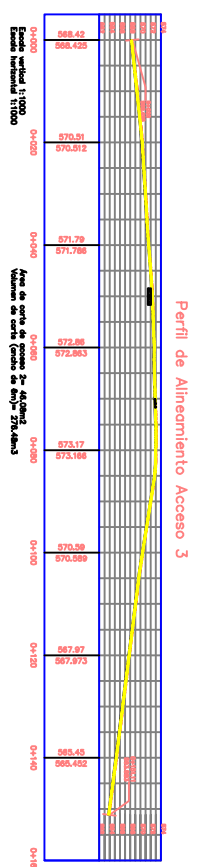
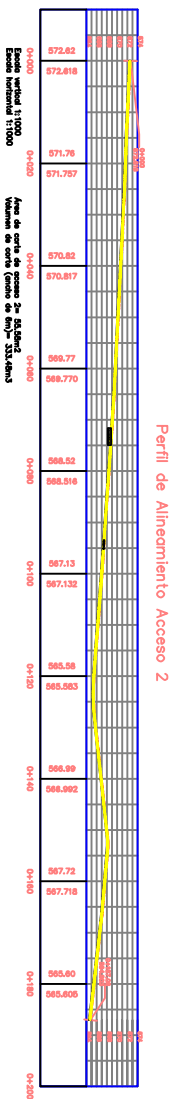
En esta sección se presentan los planos para descripción de planta fotovoltaica:

- *Plano uno:* Distribución física de planta fotovoltaica, líneas primarias y subestación.

Se detalla la distribución de los emplazamientos que conforman el generador solar, como los elementos de conversión de CD a CA (inversores y transformadores), planimetría eléctrica (disposición de postes de alumbrado y líneas primarias); ubicación de montaje de subestación y entronque.

- *Plano dos:* Altimetría para obra civil.

Se detallan procedimientos para construcción de calles de acceso a subcampos de planta fotovoltaica (curvas de nivel, alineamientos, cálculos de terracería y diagrama sin escala de calles de acceso).



PROYECTO: GENERADOR FOTOVOLTAICO PARA SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA DEL SISTEMA DE RENOVACION POR BOMBEO EN LA CENTRAL GOBERNATIVA DE BERLIN	PROPIETARIO: LAGEO S.A. DE C.V.	CONTENIDO: PERFILES Y ALTIMETRIA.	PRESENTE: ASTRID PATRICIA ALFARO PORTILLO	LEVANTO: NELSON SAUL ROBLES MENDOZA EMERSON EDUARDO RODRIGUEZ SARAYAN	MOLE: 212
UBICACION: CASERIO EL TRONQUERO, CANTON EL ZAPOTILLO, MUNICIPIO DE BERLIN, DEPARTAMENTO DE USulutlan.	FECHA: JULIO 2014	ESCALA: 1:500	AREAS TOTAL: 3 MZ + 5,012.77 m ²	DISEÑO: ASTRID PATRICIA ALFARO PORTILLO	REVISOR: NELSON SAUL ROBLES MENDOZA

4.5. Estimación de producción de energía generada por campo FV

Para la estimación de producción de energía por campo FV es necesario evaluar la energía solar disponible que incidiría sobre el conjunto de paneles. Se toman en consideración factores de corrección debido a pérdidas por inclinación y perdidas por componentes. En esta sección se presenta la estimación real y unas estimaciones comparativas realizadas a través de programas de la web.

4.5.1. Estimación real

- Cálculo de la energía solar disponible para cada mes en zona de estudio

Tabla 4.30. Energía solar disponible para cada mes

Mes	R_0 (KWh/m ² día) ²⁶	k_{β} ²⁷	R_{β} (KWh/m ² dia)	HPS_{β} (h/día)	HPS_{β} (h/mensual)
Enero	5.386	1.07	5.763	5.763	178.653
Febrero	5.876	1.04	6.111	6.111	171.109
Marzo	6.474	1.02	6.604	6.604	204.708
Abril	5.661	1.01	5.718	5.718	171.528
Mayo	5.396	0.96	5.180	5.180	160.585
Junio	5.356	0.95	5.088	5.088	152.646
Julio	5.762	0.96	5.532	5.532	171.477
Agosto	5.106	0.99	5.055	5.055	156.703
Septiembre	4.787	1.02	4.883	4.883	146.482
Octubre	5.113	1.06	5.420	5.420	168.670
Noviembre	5.436	1.09	5.925	5.925	177.757
Diciembre	5.294	1.09	5.771	5.771	178.884
			Σ	67.045	2039.202

²⁶ Tabla 4.1. Energía mensual promedio de la estación en estudio del literal a denominado

Evaluación del Recurso Solar

²⁷ Tabla A-114. Valores de factor k para una latitud de 13° e inclinación de 12° en anexo 12

Para calcular el valor medio mensual de la radiación diaria sobre el panel fotovoltaico con un ángulo de inclinación (R_β) se multiplica el valor medio mensual de la radiación diaria incidente sobre la superficie horizontal (R_0) por el coeficiente corrector (factor k o k_β).

Ejemplo para el mes de enero:

$$R_\beta = 5.386 \text{ KWh/m}^2\text{día} \times 1.07$$

$$R_\beta = 5.763 \text{ KWh/m}^2\text{día}$$

Conocido el valor de R_β se puede determinar el valor de la hora pico solar (HPS) ya que

$$R_\beta = \text{HPS}.$$

- Estimación de potencia producida por campo fotovoltaico

La potencia del panel es 240W y su eficiencia, 14.75%; a condiciones STC.

El coeficiente de temperatura de potencia del panel es de $-0.43\%/^\circ\text{C}$ respecto a 25°C .

Entonces, la pérdida de potencia del panel a partir de la temperatura base de construcción (25°C) se obtiene por medio de la siguiente expresión:

$$\Delta P = P_{25^\circ\text{C}} \Delta T \sigma_{tP}$$

donde:

ΔP : pérdida de potencia del panel en un determinado incremento de temperatura.

$P_{25^\circ\text{C}}$: es la potencia nominal del panel a STC.

ΔT : incremento de temperatura.

σ_{tP} : coeficiente de temperatura de potencia.

La pérdida de potencia del panel por un incremento de 30°C (de 25°C a 55°C) es:

$$\Delta P = (240 \text{ W})(30^\circ\text{C})(0.0043/^\circ\text{C}) = 30.96 \text{ W}$$

Por lo que, la potencia del panel a 55°C será:

$$P_{55^{\circ}C} = P_{25^{\circ}C} - \Delta P$$

$$P_{55^{\circ}C} = 240W - 30.96W = 209.04W$$

El campo generador a temperatura de operación (55°C) producirá:

$$P_{total} = 6258 \text{ paneles} \times 209.04W$$

$$P_{total} = 1308172 W = 1.3 MW$$

Este valor es la producción de potencia del campo generador a una temperatura de operación en el peor de los casos.

- Cálculo de la energía eléctrica producida anualmente por campo generador sin pérdidas

- o Energía anual máxima a una temperatura de operación del panel de 25°C

$$Energía \text{ anual máxima}_{25^{\circ}C}$$

$$= Potencia \text{ total del campo} \times Irradiancia \text{ anual } (HPS_{\beta})^{28}$$

$$Energía \text{ anual máxima}_{25^{\circ}C} = 1.5 MW \times 2039 \text{ h/año}$$

$$Energía \text{ anual máxima}_{25^{\circ}C} = 3058.5 MWh/año$$

- o Energía anual máxima a una temperatura de operación del panel de 55°C

$$Energía \text{ anual máxima}_{55^{\circ}C}$$

$$= Potencia \text{ total del campo} \times Irradiancia \text{ anual } (HPS_{\beta})$$

$$Energía \text{ anual máxima}_{55^{\circ}C} = 1.3 MW \times 2039 \text{ h/año}$$

$$Energía \text{ anual máxima}_{55^{\circ}C} = 2671.1 MWh/año$$

²⁸ Valor de tabla 4.30. Energía solar disponible para cada mes

- Reestimación de energía eléctrica producida anualmente por campo generador con eficiencia de componentes (pérdidas)
 - $\eta_{inversor}$: Eficiencia del inversor (97%)
 - $\eta_{grado\ de\ limpieza}$: Grado de limpieza (97%)
 - $\eta_{transformador}$: Eficiencia del transformador (98%)
 - Pérdidas inductivas-resistivas del transformador: 2%
 - $\eta_{grado\ de\ confiabilidad}$: Confiabilidad del transformador sin pérdidas inductivas-resistivas
 - η_c : eficiencia de componentes considerando pérdidas

$$\eta_c = \eta_{inversor} \times \eta_{grado\ de\ limpieza} \times \eta_{transformador} \times \eta_{grado\ de\ confiabilidad}$$

$$\eta_c = 0.97 \times 0.97 \times 0.98 \times 0.98$$

$$\eta_c = 0.90$$

- Energía anual máxima a una temperatura de operación del panel de 25°C

$$Energía\ anual\ máxima_{25^\circ C} = 3058.5\ MWh/año \times \eta_c$$

$$Energía\ anual\ máxima_{25^\circ C} = 3058.5\ MWh/año \times 0.90$$

$$Energía\ anual\ máxima_{25^\circ C} = 2752.7\ MWh/año$$

- Energía anual máxima a una temperatura de operación del panel de 55°C

$$Energía\ anual\ máxima_{55^\circ C} = 2671.1\ MWh/año \times \eta_c$$

$$Energía\ anual\ máxima_{55^\circ C} = 2671.1\ MWh/año \times 0.90$$

$$Energía\ anual\ máxima_{55^\circ C} = 2404.0\ MWh/año$$

La energía anual máxima que el campo fotovoltaico produce en las peores condiciones posibles (temperatura de operación del panel de 55°C, y consideración de pérdidas) es de 2404 MWh. (Valor a considerar en cálculos operativos)

- Cálculo de energía eléctrica producida mensualmente por campo generador con eficiencia de componentes (pérdidas)

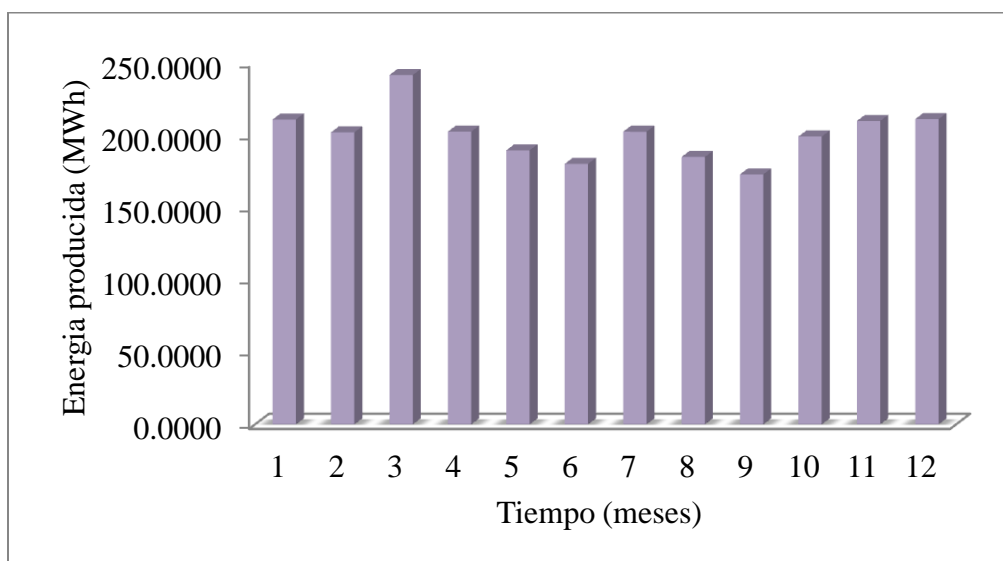
En la tabla 4.31 se muestra la energía producida por el campo FV tomando en cuenta las peores condiciones de operación.

Tabla. 4.31. Energía mensual producida por campo FV en el peor de los casos

Mes	Potencia de campo FV (MW)	HPS (h/mes)	Coef. de pérdidas	Energía producida (MWh)
1	1.31	178.653	0.90	210.6
2	1.31	171.109	0.90	201.7
3	1.31	204.708	0.90	241.4
4	1.31	171.528	0.90	202.2
5	1.31	160.585	0.90	189.3
6	1.31	152.646	0.90	180.0
7	1.31	171.477	0.90	202.2
8	1.31	156.703	0.90	184.8
9	1.31	146.482	0.90	172.7
10	1.31	168.67	0.90	198.9
11	1.31	177.757	0.90	209.6
12	1.31	178.884	0.90	210.9
Σ				2404.2

En el gráfico 4.15 se observa la energía mensual producida por el campo FV en las peores condiciones de operación.

Gráfico 4.15. Energía mensual producida por campo FV



- Consumo mensual del sistema de reinyección por bombeo

En la tabla 4.32 se observa la cantidad de energía mensual consumida por el sistema de reinyección por bombeo ubicado en TR1 en el año 2013.

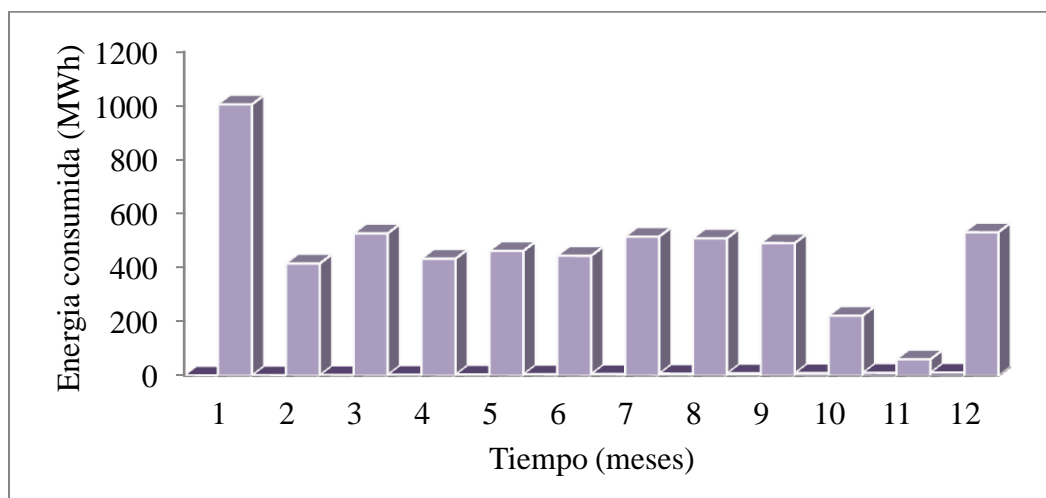
Tabla 4.32. Consumo mensual del sistema de reinyección por bombeo ubicado en TR1

Mes	Consumo RTB MWh
Enero	1005.2822
Febrero	416.2316
Marzo	527.4309
Abril	433.7564
Mayo	462.7518
Junio	444.7012
Julio	515.2810
Agosto	509.3547
Septiembre	491.6964
Octubre	222.6519
Noviembre	61.3814
Diciembre	531.8244
Σ	5622.3439

Fuente: Informe de generación mensual 2014, Sección de Reservorios LaGeo

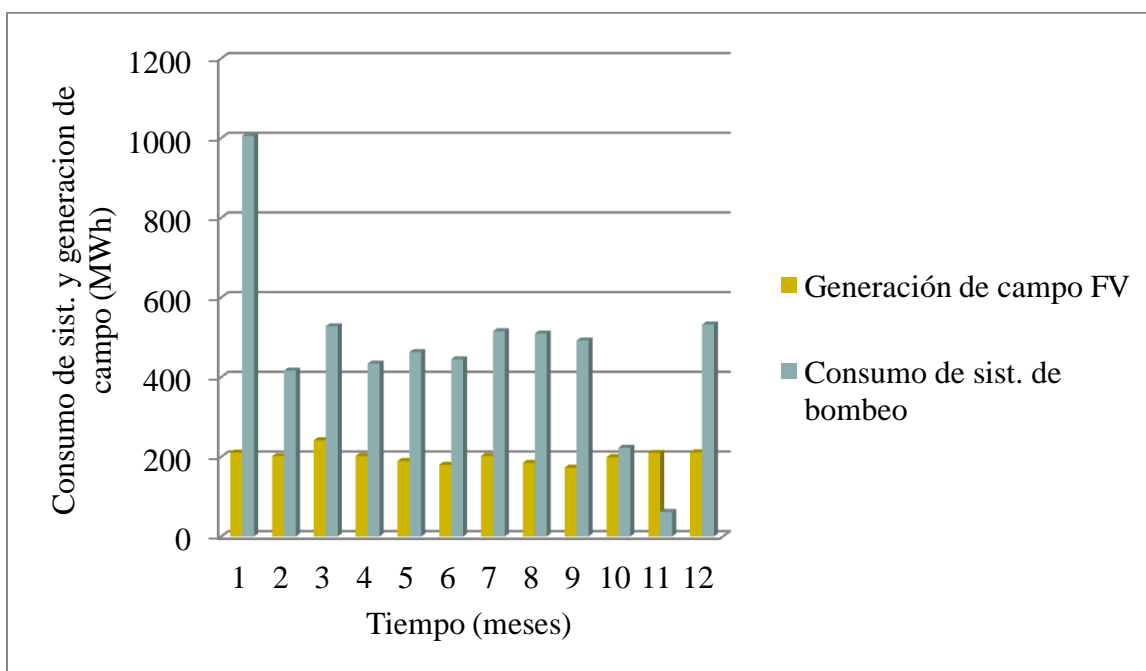
La gráfica 4.16 muestra la cantidad promedio de energía consumida mes a mes por el sistema de reinyección por bombeo durante el 2013.

Gráfico 4.16. Energía mensual consumida por el sistema de reinyección por bombeo



El incremento del consumo del primer mes se debe a que se pusieron a trabajar simultáneamente dos bombas.

Gráfico 4.17. Comparación entre consumo eléctrico de sistema de bombeo y generación de energía eléctrica de campo FV



El consumo anual del sistema de reinyección por bombeo es de 5622.3439 MWh y la energía eléctrica anual producida por planta fotovoltaica en condiciones reales es 2404.0 MWh, de lo que se concluye que el campo solar no satisface la necesidad de consumo eléctrico del sistema de bombeo. Solo para el mes de Noviembre el campo FV supliría la demanda del sistema completamente.

Ya que no es factible conectarse de manera aislada al sistema de reinyección por bombeo se decidió inyectar a la red lo generado por el campo FV. De esta manera el campo FV solo servirá como una fuente de alimentación eléctrica suplementaria.

Así mismo se proyecta al campo FV como un generador que suministraría energía eléctrica (venta) a la línea de subtransmisión a 46KV de la EEO que se dirige hacia la Presa 15 de Septiembre.

- Evaluación del aporte fotovoltaico y ahorro que provee al conectarse a red (uso combinado de energía)

Para determinar el ahorro de energía que presenta el campo fotovoltaico, se realizará una evaluación por medio de los registros de consumo eléctrico del sistema de reinyección por bombeo, la producción eléctrica del campo FV y la facturación promedio por costos de funcionamiento de sistemas de bombeo.

Para este análisis se hará uso de los precios actuales de energía asignados por SIGET en el pliego tarifario vigente (Anexo 13). El sistema de reinyección por bombeo se encuentra dentro de Grandes Demandas, Mediana Tensión con medidor horario y cargo de energía en resto. Con estas consideraciones se puede determinar el valor monetario que representa el consumo del sistema de reinyección por bombeo a LaGeo y la energía que se produce por el campo fotovoltaico.

El valor designado para esta categoría por KWh es de $\$0.161348^{29} + \text{IVA} = \0.18232

- Costo de sistema de reinyección por bombeo

Consumo de sistema de reinyección por bombeo \$ = $5622.3 \text{MWh/año} \times \182.32

Consumo de sistema de reinyección por bombeo \$ = $\$1,025,057.74$

- Valor monetario que representa el campo fotovoltaico

Generación de campo fotovoltaico \$ = $2404.0 \text{MWh/año} \times \182.32

Generación de campo fotovoltaico \$ = $\$438,297.28$

La facturación total del sistema de reinyección por bombeo es de $\$1,025,057.74$, de la cual el campo fotovoltaico suplirá la cantidad de $\$438,297.28$. Con esto la empresa LaGeo solo cancelaría la cantidad de $\$586,760.46$.

En concepto de potencia, el sistema fotovoltaico cubre el 42.76% de la demanda de potencia del sistema de reinyección por bombeo.

4.5.2. Estimaciones comparativas

En este apartado se anexan estimaciones comparativas de producción de energía del campo generador realizadas en programa PV Watt y Sunny Design.

²⁹ Pliego Tarifario Vigente a partir del 15 de enero de 2015

- Programa PVWatt³⁰

Tabla 4.33. Características de sistema PVWatt

PVWatts: Monthly PV Performance Data	
Requested Location:	San Salvador, El Salvador
Location:	Ilopango, San Salvador/ El Salvador
Lat (deg N):	13.7
Long (deg W):	89.12
Elev (m):	621
DC System Size (KW):	1501.92
Module Type:	Standard
Array Type:	Fixed (open rack)
Array Tilt (deg):	12
Array Azimuth (deg):	0
System Losses:	14
Invert Efficiency:	96
DC to AC Size Ratio:	1
Average Cost of Electricity Purchased from Utility (\$/kWh):	No utility data available
Initial Cost	2.6
Cost of Electricity Generated by System (\$/kWh):	not determined

Tabla 4.34. Energía producida por sistema según programa PV Watt

Month	AC System Output(KWh)	Solar Radiation (kWh/m ² /day)	Plane of Array Irradiance (W/m ²)	DC array Output (KWh)
1	156008.0938	4.56711006	141.580414	163433.656
2	164203.7344	5.26201868	147.336517	171639.813
3	205394.7188	5.95582914	184.630707	214357.813
4	211750.4219	6.33876705	190.16301	220938.594
5	196980.6563	5.6346283	174.673477	205968.156
6	176685.625	5.19843149	155.952942	185046.469
7	202407.2656	5.78845406	179.442078	211641.234
8	193826.0469	5.54062319	171.759323	202538.047
9	160447.7969	4.68960476	140.688141	167946.5
10	152706.0313	4.32651997	134.122116	160031.844
11	146558.7813	4.34008551	130.20256	153555.375
12	141315.125	4.10730934	127.326584	148292.578
Total	2108284.297	61.74938155	1877.87787	2205390.08
AC System Output = 2108.284297 MWh/annual				

³⁰ Procedimiento de PWatt en Anexo 14

- Programa SMA Design Web³¹

Tabla 4.35. Resultados de diseño de campo generador a partir de programa SMA Design Web

Generador Fotovoltaico FV 1 (6258 x Atersa A-240 GS) (12/2013)	
Acimut	0°
Inclinación	12°
Tipo de montaje	Montaje libre
Potencia Pico	1.50 MWp
Cantidad total de módulos	6258
Cantidad de inversores	3
Tipo de inversor	SC 500U
Potencia nominal de CA	1.50 MW
Potencia activa de CA	1.50 MW
Relación de la potencia activa	99.9%
Rendimiento energético anual (aprox.)	2548.97 MWh
Factor de aprovechamiento de energía	99.5 %
Coeficiente de rendimiento (aprox.)	84.7 %
Rendimiento energético especial (aprox.)	1697 KWh/KWp
Pérdidas de línea (% de la energía)	-
Carga desequilibrada	0.00 VA

c) Factibilidad económica

En este apartado se muestra la inversión inicial para la implementación de un campo generador fotovoltaico de 1.5 MW, líneas primarias y una subestación. Además se realiza otro estimado de producción anual de energía fotovoltaica y la aplicación de métodos de análisis económicos para la determinación de la viabilidad económica de la instalación del campo generador propuesto en este documento.

4.6. Inversión inicial del proyecto

En la tabla 4.36 se presentan los precios sin IVA de los materiales necesarios para la construcción del campo generador.

³¹ Procedimiento de programa Sunny Design Web en anexo 15

Tabla 4.36. Costos de material para proyecto

Cantidad	Descripción	Precio unitario	Total
6258	Panel Atersa OPTIMUM modelo A-240P GS, Si-Poly	\$ 141.60	\$ 886,132.80
3	Inversor Sunny Central 500 US 330V – 600V	\$ 145,000.00	\$ 435,000.00
3	Transformador 500KVA, trifásico	\$ 20,000.00	\$ 60,000.00
224	Cajas combinadoras de 2 espacios/15A para 1000V	\$ 300.00	\$ 67,200.00
18	Cajas combinadoras de 13 espacios/25A para 1000V	\$ 695.00	\$ 12,510.00
18	Fusibles de protección de 270 A	\$ 11,995.00	\$ 215,910.00
60 m	Cable kerite	\$ 5.00	\$ 300.00
3	Interruptor de potencia de 480V	\$ 20,000.00	\$ 60,000.00
3	Interruptor de potencia de 4160V	\$ 80,000.00	\$ 240,000.00
3	Cuchillas trifásicos de seccionadoras	\$ 3,000.00	\$ 9,000.00
1	Pararrayo atmosférico (compra e instalación)	\$ 6,000.00	\$ 6,000.00
9082.98 m	Cable THHN calibre 10 AWG	\$ 0.75	\$ 6,812.24
5211.99 m	Cable THHN calibre 8 AWG	\$ 1.20	\$ 6,254.39
2218.11 m	Cable THHN calibre 400 MCM	\$ 7.41	\$ 16,436.20
2025.03 m	Cable de mediana tensión calibre 4 AWG	\$ 7.78	\$ 15,754.73
3870.99 m	Tubería PVC de alto impacto diámetro 1/2"	\$ 1.50	\$ 3,037.55
667.37 m	Tubería PVC de alto impacto diámetro 2 1/2"	\$ 3.15	\$ 6,378.84
24 m	Tubería pvc de alto impacto diámetro 4"	\$ 17.49	\$ 35,417.77
1.5 MW	Sistema de fijación para paneles para 1 MW	\$ 140,000.00	\$ 210,000.00
1	Malla perimetral	\$ 45,885.68	\$ 45,885.68
1.5 MW	Bases para paneles para 1 MW (Obra Civil)	\$ 50,500.00	\$ 75,750.00
1	Terracería (obra civil)	\$ 6,887.05	\$ 6,887.05
25	Lámparas con fotocelda, 220 VCA/60 Hz, con foco ahorrador de 80 W y brazo largo	\$ 95.00	\$ 2,375.00
25	Poste metálico de 26 pies	\$ 245.00	\$ 6,125.00
5	Transformador 15KVA, 23KV a 240V monofásico tipo pad mounted	\$ 1,150.00	\$ 5,750.00
3.5 Ha	Terreno	\$ 10,000.00	\$ 35,000.00
1	Construcción de línea primarias desde	\$ 32,034.40	\$ 32,034.40

planta FV a subestación			
1	Construcción de subestación	\$605,500.00	\$ 605,500.00
1	Estudio de impacto ambiental (Actividades de compensación)	\$ 23,850.00	\$ 23,850.00
1	Instalación de campo solar (renta de equipo y mano de obra)	\$940,000.00	\$ 940,000.00
16	Transporte paneles (400 por contenedor)	\$ 3,800.00	\$ 60,800.00
2	Transporte inversor (2 inversores por contenedor)	\$ 3,800.00	\$ 7,600.00
1	Transporte de sistema de fijación (1 contenedor)	\$ 3,800.00	\$ 3,800.00
1	Diseño de detalles de construcción	\$ 100.00	\$ 100.00
Total			\$4,143,601.65

4.7. Estimación de energía producida por el campo generador

En la tabla 4.37, 4.38 y 4.39 se describen las características operativas del panel solar seleccionado para la construcción del campo generador y las características operativas del mismo. De igual manera se presentan las características operativas del generador solar en el primer año de operación.

Tabla 4.37. Características operativas del panel solar

Panel	
Potencia pico (W)	240
Área del módulo (m ²)	1.630
Potencia STC (W/m ²)	1000
Potencia de módulo (W)	1630
Eficiencia del panel (%)	14.7

Tabla 4.38. Características operativas del generador solar

Generador solar	
Cantidad de módulos	6258
Potencia de salida (MW)	1.50
Área efectiva (m ²)	10201
Potencia generada en STC (MW)	10.20
Eficiencia del generador (%)	14.7

Tabla 4.39. Características operativas del generador solar en primer año de operación

Operación primer año del generador 1.5 MW	
Energía bruta anual generada en condiciones reales(MWh)	2,404
Energía solar incidente diaria (KWh/m ² .dia)	5.47
Energía solar incidente durante el año (MWh)	20366
Eficiencia global (%)	11.8
Energía potencial instalada por año (MWh)	13157
Factor planta (%)	18.3

En la tabla 4.40 se muestran los datos de producción de energía neta durante los 20 años de vida útil y operación del campo generador.

Tabla 4.40. Producción de energía neta de campo generador

– Degradación anual 0.75%

Año	Energía bruta (MWh/año)	Autoconsumo (10 KW de día, 25 KW de noche) (MWh)	Pérdida por transmisión (3%) (MWh)	Energía neta (MWh)
1	2,404	107.31	68.9	2,228
2	2,368	107.31	67.8	2,193
3	2,350	107.31	67.3	2,175
4	2,332	107.31	66.7	2,158
5	2,314	107.31	66.2	2,140
6	2,296	107.31	65.7	2,123
7	2,278	107.31	65.1	2,105
8	2,260	107.31	64.6	2,088
9	2,242	107.31	64.0	2,070
10	2,224	107.31	63.5	2,053
11	2,206	107.31	63.0	2,035
12	2,188	107.31	62.4	2,018
13	2,170	107.31	61.9	2,000
14	2,152	107.31	61.3	1,983
15	2,134	107.31	60.8	1,965
16	2,116	107.31	60.2	1,948
17	2,097	107.31	59.7	1,930
18	2,079	107.31	59.2	1,913
19	2,061	107.31	58.6	1,895
20	2,043	107.31	58.1	1,878

– Porcentaje al final de los 20 años: 0.85

4.8. Evaluación económica del campo generador

4.8.1. Generalidades

Con el objetivo de facilitar al lector la comprensión del documento a continuación se definirán algunos conceptos básicos relacionados con el tema:

- **WACC:** Weighted Average Cost of Capital denominado en español Coste Medio Ponderado de Capital (CMPC) o Promedio Ponderado del Costo de Capital. Se trata de la tasa de descuento que debe utilizarse para descontar los flujos de fondos operativos para valorar una empresa utilizando el descuento de flujos de fondos, en el enfoque empresarial. (Investopedia)
- **Inflación:** es el aumento generalizado y sostenido de los precios de bienes y servicios en un país.
- **IVA:** Impuesto al Valor Agregado es un impuesto indirecto; no es percibido por el fisco directamente del tributario, sino por el vendedor en el momento de toda transacción comercial (transferencia de bienes o prestación de servicios).
- **Capital:** son los bienes y derechos (elementos patrimoniales del activo) menos las deudas y obligaciones (pasivo), todo de lo cual es titular el capitalista.
- **Activos:** son los bienes, derechos y otros recursos controlados económicamente por la empresa, resultantes de sucesos pasados de los que se espera obtener beneficios o rendimientos económicos en el futuro.
- **Pasivo:** es el financiamiento provisto por un acreedor y representa lo que la persona o empresa debe a terceros, como el pago a bancos, proveedores, impuestos, salarios a empleados, etc. (Wikipedia)

- **Amortización:** es un término referido al proceso de distribución en el tiempo de un valor duradero. Amortizar es el proceso financiero mediante el cual se extingue, gradualmente, una deuda por medio de pagos periódicos, que pueden ser iguales o diferentes. En las amortizaciones de una deuda, cada pago o cuota que se entrega sirve para pagar los intereses y reducir el importe de la deuda.
- **Saldo:** es la diferencia que existe en el haber o los ingresos y el debe o los egresos. Si pensamos en un balance que se desarrolla para llevar la economía familiar, en la columna del haber se registrará el dinero que ingresa (salarios, cobro de intereses, ganancias por inversiones, etc.) y en la columna del debe, el dinero que se gasta (pago de servicios e impuestos, compra de productos). La diferencia entre ambas columnas será el saldo, que puede ser saldo acreedor (cuando el haber resulta mayor al debe), saldo deudor (cuando el debe supera al haber) o saldo nulo (no hay diferencias entre el haber y el debe). (Wikipedia)
- **Ingreso:** cualquier partida u operación que afecte los resultados de una empresa aumentando las utilidades o disminuyendo las pérdidas. No debe utilizarse como sinónimo de entradas en efectivo, ya que éstas se refieren exclusivamente al dinero en efectivo o su equivalente que se recibe en una empresa sin que se afecten sus resultados. Puede haber entrada sin ingreso, como cuando se consigue un préstamo bancario. En tal caso se está recibiendo pasivo y los resultados no se afectan. Puede haber ingreso sin entrada, como en el caso de una venta a crédito, en donde no se ha recibido aún dinero y consecuentemente sólo se afectan los resultados con el abono a ventas sin tener entradas, ya que no se ha recibido aún ninguna cantidad. Finalmente, pueden coexistir las entradas con los ingresos como

en el caso de una venta al contado. El cargo a bancos registra la entrada y el abono a venta registra en Ingreso. (Monografías)

- **Egreso:** es la salida de dinero de las arcas de una empresa u organización. Los egresos incluyen los gastos y las inversiones. El gasto es aquella partida contable que aumenta las pérdidas o disminuye el beneficio, y siempre supone un desembolso financiero, ya sea movimiento de caja o bancario. El pago de un servicio y el arrendamiento de un local comercial son algunos de los gastos habituales que forman parte de los egresos de las empresas. Las inversiones y los costos, por su parte, también suponen el egreso de dinero; sin embargo, se trata de desembolsos que se concretan con la esperanza de que se traduzcan, en un futuro no muy lejano, en ingresos. Al comprar una materia prima, una compañía realiza un gasto (el dinero egresa de su caja) pero, al transformar dicha materia, se convierte en un producto terminado que generará ingresos con su venta. La lógica empresarial implica que estos ingresos deben superar los egresos para obtener rentabilidad. (Monografías)
- **Interés:** es un índice utilizado para medir la rentabilidad de los ahorros e inversiones así también el costo de un crédito bancario. Se expresa como un porcentaje referido al total de la inversión o crédito.
- **Tasa de interés efectiva:** es aquella tasa que se calcula para un período determinado y que puede cubrir períodos intermedios. Se representa por (i).
- **Apalancamiento:** es la relación entre crédito y capital propio invertido en una operación financiera. Al reducir el capital inicial que es necesario aportar, se produce un aumento de la rentabilidad obtenida. El incremento del apalancamiento también

aumenta los riesgos de la operación, dado que provoca menor flexibilidad o mayor exposición a la insolvencia o incapacidad de atender los pagos.

- **EBITDA:** es un indicador financiero representado mediante un acrónimo que significa en inglés Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization (beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, es decir, el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros. El EBITDA se calcula a partir del resultado final de explotación de una empresa, sin incorporar los gastos por intereses o impuestos, ni las disminuciones de valor por depreciaciones o amortizaciones, para mostrar así lo que es el resultado puro de la empresa. Por lo tanto, los elementos financieros (intereses), tributarios (impuestos), externos (depreciaciones) y de recuperación de la inversión (amortizaciones), deben quedar fuera de este indicador. El propósito del EBITDA es obtener una imagen fiel de lo que la empresa está ganando o perdiendo en el núcleo de su negocio.
- **Depreciación:** se refiere a una disminución periódica del valor de un bien material o inmaterial. Esta depreciación puede derivarse de tres razones principales: el desgaste debido al uso, el paso del tiempo y la vejez. También se le puede llamar a estos tres tipos de depreciación; depreciación física, funcional y obsolescencia. Los activos se deprecian basándose en criterios económicos, considerando el plazo de tiempo en que se hace uso en la actividad productiva, y su utilización efectiva en dicha actividad.
- **Flujo de caja:** o en inglés cash flow, son los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado. El flujo de caja es la acumulación neta de activos

líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

- **Flujo de efectivo neto ajustado:** o el ingreso neto ajustado representa los ingresos de un negocio después de los gastos. En términos contables, muestra las ganancias antes de los intereses, amortizaciones e impuestos, y también incluye adiciones o sustracciones de elementos como el salario del propietario y los gastos discretos, de solo una sola vez y que no son en efectivo. El flujo de caja neto ajustado anual ilustra el resultado final real de una empresa. Le muestra a un comprador potencial lo que la empresa puede ganar razonablemente sobre una base anual, y si los impuestos de su negocio son positivos, el punto de equilibrio o pérdida. El flujo de caja neto ajustado anual proporciona un punto de partida para determinar los posibles beneficios de acuerdo con un nuevo propietario y un nuevo estilo de gestión. (lavoztx.com)
- **VAN:** El Valor Actual Neto, también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja (en inglés cash-flow) futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Dicha tasa de actualización (k) o de descuento (d) es el resultado del producto entre el CMPC y la tasa de inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado. (Wikipedia)

- **TIR:** Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rentabilidad de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, es la tasa de descuento con que la VAN es igual a cero. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo). Si la tasa de rendimiento del proyecto (expresada por la TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza. (elperiodicodelaenergia.com)
- **LEC:** denominado en español como Coste Normalizado de Energía, se utiliza como una medida de la competitividad global de una determinada tecnología o planta de energía. Incluye los costos de capital y de combustible, costos de operación y mantenimiento y los costes de financiación, así como la supuesta tasa de utilización. No incluye los costes externalizados, ya sean positivos (subsídios) o negativos (impacto en la salud y en el medio ambiente). Son, como quien dice, los costes en estado puro, sin ninguna otra consideración. (Renewable Energy Advisors, 2015)

4.8.2. Análisis económico

A partir de la tabla 4.41 se realizan todos los procesos para la estimación de costos y viabilidad económica del proyecto.

Tabla 4.41. Dimensiones del proyecto

Dimensión Proyecto	Cantidad	Unidad
Superficie equivalente a 1 MWp	1.5	Ha/MWp
Superficie disponible para campo generador	2.3	Ha
Capacidad del generador por terreno disponible	1.5	MW
Vida útil	20	Años
Potencia del generador requerida	1.5	MWp
Numero de campos en función de capacidad por terreno disponible	1.0	Campos

En la tabla 4.42 se presentas las tasas externas e internas que recaen sobre los precios de costos de material, financiamiento, ingresos, egresos y venta del producto generado.

Tabla 4.42. Tasas internas y externas del proyecto

Tasas internas y externas	Cantidad	Unidad
Tasa descuento (promedio WACC)	8.8%	%
Tiempo depreciación	20	Años
Inflación	1.5%	%
Impuestos renta	30%	%
IVA	13%	%
Impuestos operaciones financieras	0.25%	%
Seguros bienes todo riesgo	0.20%	%
Responsabilidad social	1.00%	%
Cargo SIGET sin IVA	0.00	\$/MWh
Cargo ETESAL sin IVA	0.00	\$/MWh
Impuesto municipal por ingreso neto anual sin IVA	0.5%	%
Impuesto municipal por área construcción área (35013m ²)	0.10	\$/m ²
Impuesto municipal por perímetro terreno (3113m)	4.00	\$/1000
Impuesto aguas lluvias y negras	0.02	\$/m ²
Permiso construcción VMVDU-MOP	1.5%	\$/m ²
Energía obligatoria, inadvertida sin IVA	0.00	\$/MWh
Reserva rodante con Inflación sin IVA	0.00	\$/MWh
Incremento anual precio venta energía	1.00%	%

En la tabla 4.43 se observan las dimensiones del terreno donde se ejecutaría el proyecto, las cuales juegan un papel importante en los cobros de impuesto de alcaldía durante la construcción y operación del campo generador fotovoltaico.

Tabla 4.43. Dimensiones de la ubicación del proyecto

Dimensiones del terreno	
Superficie del proyecto	35013 m ²
Perímetro del proyecto	1023 m

En la tabla 4.44 se presentan los costos de inversión inicial sin y con IVA del proyecto.

Tabla 4.44. Costos de inversión inicial sin y con IVA

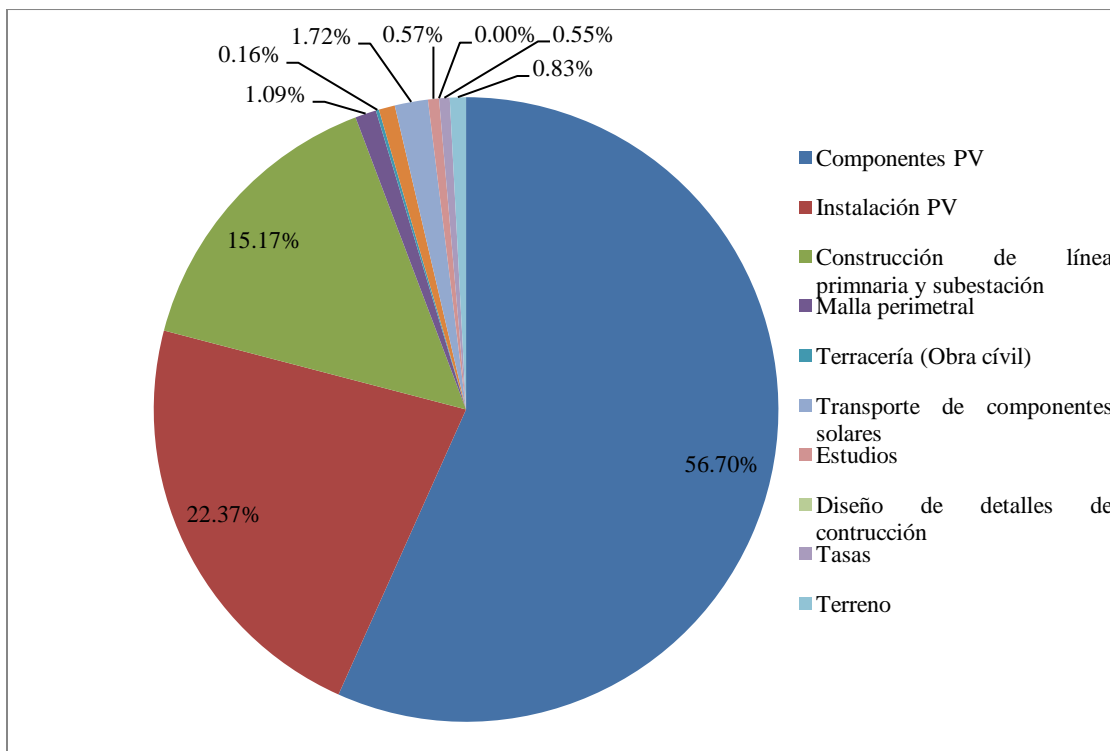
Costos de inversión	US\$ (sin IVA)	US\$ (con IVA)
Total componentes campo solar	\$ 2,382,144.52	\$2,691,823.30
Instalación campo solar	\$ 940,000.00	\$1,062,200.00
Construcción de línea primaria y subestación	\$ 637,534.40	\$ 720,413.87
Malla perimetral	\$ 45,885.68	\$ 51,850.82
Terracería (Obra civil)	\$ 6,887.05	\$ 7,782.37
Terreno	\$ 35,000.00	\$ 39,550.00
Transporte de componentes solares	\$ 72,200.00	\$ 81,586.00
Estudio de impacto ambiental (Actividades de compensación)	\$ 23,850.00	\$ 26,950.50
Diseño de detalles de construcción	\$ 100.00	\$ 113.00
Permiso construcción Municipal	\$ 17,490.11	\$ 19,763.82
Permiso construcción VMVDU-MOP	\$ 525.19	\$ 593.47
Tramitología institucional	\$ 5,000.00	\$ 5,650.00
Subtotal permisos construcción y trámites	\$ 23,015.30	\$ 26,007.29
Compra de terreno (\$10000/Ha)	\$ 35,000.00	\$ 39,550.00
TOTAL	\$ 4,201,616.95	\$4,747,827.15
Costo inversión por potencia unitaria instalada (US\$/Watt)	\$ 2.74	\$ 3.10

A continuación se presenta en el gráfico 4.18 la distribución de precios de compra de las componentes necesarias para la construcción del campo generador (los precios graficados son aquellos donde se aplicó el impuesto al valor agregado (IVA)).

Tabla 4.45. Detalles de gráfico de inversión inicial

Detalle	% inversión
Componentes PV	56.70%
Instalación PV	22.37%
Construcción de línea primaria y subestación	15.17%
Malla perimetral	1.09%
Terracería (Obra civil)	0.16%
Terreno	0.83%
Transporte de componentes solares	1.72%
Estudios	0.57%
Diseño de detalles de construcción	0.00%
Tasas	0.55%
Total	100.00%

Gráfico. 4.18. Inversión inicial



En la tabla 4.46 se presenta la deuda inicial que acataría el ejecutor del proyecto con el banco y las tasas de intereses que se aplicarían al financiamiento. En la tabla 4.47 se muestra como se pagaría el financiamiento en 10 años (período de amortización).

Tabla 4.46. Financiamiento

Financiamiento	(%)	(US\$)
Costo de proyecto		4,747,827.15
Imprevistos	2.0%	94,956.54
Costo del proyecto más imprevistos		4,842,783.69
Impuesto operación financiera	0.25%	12,106.96
Activo total inicial		4,854,890.65
Deuda inicial (financiamiento)	100.0%	4,854,890.65
Comisión por desembolso (r)	4.5%	218,470.08
Desembolso inicial del ente financiero		4,636,420.57
Patrimonio propio (%) + comisión por desembolso	0.0%	218,470.08
Período amortización (años)	10.0	
Tasa interés nominal (i)	6.50%	
Tasa interés efectiva (j)	6.99%	

Tabla 4.47. Pago de financiamiento

Año	Amortización (USD\$)	Saldo (USD\$)	Interés (USD\$)	Capital más intereses (USD\$)
Total	4,854,890.65	0.00	2,054,665.31	6,909,555.96
0	351,525.98	4,503,364.67	339,429.61	690,955.60
1	376,102.92	4,127,261.75	314,852.68	690,955.60
2	402,398.15	3,724,863.60	288,557.45	690,955.60
3	430,531.81	3,294,331.79	260,423.79	690,955.60
4	460,632.43	2,833,699.36	230,323.16	690,955.60
5	492,837.54	2,340,861.81	198,118.05	690,955.60
6	527,294.27	1,813,567.54	163,661.32	690,955.60
7	564,160.05	1,249,407.49	126,795.55	690,955.60
8	603,603.29	645,804.20	87,352.31	690,955.60
9	645,804.20	0.00	45,151.39	690,955.60
10	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.00	0.00	0.00	0.00
12	0.00	0.00	0.00	0.00
13	0.00	0.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.00	0.00
15	0.00	0.00	0.00	0.00
16	0.00	0.00	0.00	0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.00	0.00	0.00	0.00
19	0.00	0.00	0.00	0.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00

En la tabla 4.48 se muestra la energía neta generada del campo generador durante su vida útil, esto se determina en función de la capacidad real por terreno disponible y la degradación que sufren los paneles solares por año.

Tabla 4.48. Vida útil y energía generada

Tiempo (años)	Energía generada neta (MWh)
Base	2277.00
1	2277.30
2	2241.54
3	2223.66
4	2205.78
5	2187.91
6	2170.03
7	2152.15
8	2134.27
9	2116.40
10	2098.52
11	2080.64
12	2062.76
13	2044.89
14	2027.01
15	2009.13
16	1991.25
17	1973.37
18	1955.50
19	1937.62
20	1919.74

Para el análisis económico se han considerado tres escenarios para el precio de venta de la energía generada, los cuales se presentan a continuación:

- **Escenario 1: Precio de venta de 235.00 US\$/MWh**

En la tabla 4.49 se observan los ingresos que se obtendrían por la venta de la energía generada por el campo fotovoltaico. El precio de venta con que se iniciaría es de \$235.00, el cual incrementa un uno por ciento cada año.

Tabla 4.49. Ingresos

Tiempo (años)	Precio venta de Energía generada (US\$)	Ingresos (US\$)
Base	235.00	4,854,890.65
1	235.00	535,164.50
2	237.35	532,029.57
3	239.72	533,064.15
4	242.12	534,066.22
5	244.54	535,035.03
6	246.99	535,969.80
7	249.46	536,869.76
8	251.95	537,734.13
9	254.47	538,562.10
10	257.02	539,352.85
11	259.59	540,105.56
12	262.18	540,819.40
13	264.80	541,493.49
14	267.45	542,126.99
15	270.13	542,719.01
16	272.83	543,268.65
17	275.56	543,775.02
18	278.31	544,237.19
19	281.09	544,654.22
20	283.91	545,025.17

La tabla 4.50 muestra los gastos e inversiones que se producen durante los veinte años de operación del campo generador.

Tabla 4.50. Egresos

Tiempo (años)	Ingresos (US\$)
Total	4,854,890.65
1	113,050.12
2	114,745.87
3	116,467.06
4	118,214.07
5	119,987.28
6	121,787.09
7	123,613.89
8	125,468.10
9	127,350.12
10	129,260.37
11	131,199.28
12	133,167.27
13	135,164.78
14	137,192.25
15	139,250.13
16	141,338.89
17	143,458.97
18	145,610.85
19	147,795.02
20	150,011.94

Y en la tabla 4.51 se observa el beneficio bruto generado por el funcionamiento del generador durante los 20 años de vida útil antes de deducir gastos financieros (impuestos, intereses de la deuda, depreciaciones, etc.)

Tabla 4.51. Utilidad operativa

Tiempo (años)	EBITDA (US\$)
0	0.00
1	422,114.38
2	417,283.70
3	416,597.09
4	415,852.16
5	415,047.75
6	414,182.71
7	413,255.87
8	412,266.03
9	411,211.98
10	410,092.48
11	408,906.28
12	407,652.13
13	406,328.71
14	404,934.74
15	403,468.87
16	401,929.77
17	400,316.05
18	398,626.33
19	396,859.20
20	395,013.23

En la tabla 4.52 se observa el rendimiento que el proyecto obtiene sobre los financiamientos que adquirió en el apalancamiento para su ejecución y el capital obtenido después de saldado el financiamiento hasta el cumplimiento de su vida útil.

Tabla 4.52. Costos de capital

Año	Depreciación lineal (USD\$)	Intereses (USD\$)	Amortización (USD\$)	SUBTOTAL
0	0.00	339,429.61	351,525.98	690,955.60
1	242,744.53	314,852.68	376,102.92	933,700.13
2	242,744.53	288,557.45	402,398.15	933,700.13
3	242,744.53	260,423.79	430,531.81	933,700.13
4	242,744.53	230,323.16	460,632.43	933,700.13
5	242,744.53	198,118.05	492,837.54	933,700.13
6	242,744.53	163,661.32	527,294.27	933,700.13
7	242,744.53	126,795.55	564,160.05	933,700.13
8	242,744.53	87,352.31	603,603.29	933,700.13
9	242,744.53	45,151.39	645,804.20	933,700.13
10	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
11	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
12	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
13	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
14	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
15	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
16	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
17	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
18	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
19	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53
20	242,744.53	0.00	0.00	242,744.53

La tabla 4.53 muestra los impuestos que deberán pagarse en el periodo de vida útil del campo generador y el saldo que deberá pagarse al Ministerio de Hacienda (MH) después de saldado financiamiento.

Tabla 4.53. Impuestos

Año	Renta (USD\$)	IVA por Ingresos (USD\$)	IVA por Egresos (USD\$)	Balance de IVA (Ventas menos compras) o (Ingresos menos Egresos) (USD\$)	Saldo (Positivo a favor de MH, Negativo a favor de proyecto) (USD\$)
0	0.00	0.00	570,836.20	570,836.20	(570,836.20)
1	0.00	69,571.38	14,696.52	54,874.87	(515,961.33)
2	0.00	69,163.84	14,916.96	54,246.88	(461,714.45)
3	0.00	69,298.34	15,140.72	54,157.62	(407,556.83)
4	0.00	69,428.61	15,367.83	54,060.78	(353,496.05)
5	0.00	69,554.55	15,598.35	53,956.21	(299,539.84)
6	0.00	69,676.07	15,832.32	53,843.75	(245,696.09)
7	0.00	69,793.07	16,069.81	53,723.26	(191,972.83)
8	0.00	69,905.44	16,310.85	53,594.58	(138,378.24)
9	0.00	70,013.07	16,555.52	53,457.56	53,457.56
10	0.00	70,115.87	16,803.85	53,312.02	53,312.02
11	49,848.53	70,213.72	17,055.91	53,157.82	53,157.82
12	49,472.28	70,306.52	17,311.75	52,994.78	52,994.78
13	49,075.25	70,394.15	17,571.42	52,822.73	52,822.73
14	48,657.06	70,476.51	17,834.99	52,641.52	52,641.52
15	48,657.06	70,553.47	18,102.52	52,450.95	52,450.95
16	47,755.57	70,624.92	18,374.06	52,250.87	52,250.87
17	47,271.46	70,690.75	18,649.67	52,041.09	52,041.09
18	46,764.54	70,750.83	18,929.41	51,821.42	51,821.42
19	46,234.40	70,805.05	19,213.35	51,591.70	51,591.70
20	45,680.61	70,853.27	19,501.55	51,351.72	51,351.72

En la tabla 4.54 se presentan los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo del proyecto durante su vida útil. Saldo negativo representa que durante ese período el proyecto es rentable pero no presenta una liquidez total (durante período de pago de financiamiento).

Tabla 4.54. Flujo neto de caja y derivados

Tiempo (años)	Flujo Neto de Caja	Flujo Neto Ajustado	Flujo Neto Ajustado Acumulado	Flujo Neto Ajustado Acumulado/ 1000000
0	-690,955.60	-1,261,791.80	-1.26	-1.26
1	-511,585.75	247,120.11	-1.01	0.25
2	-516,416.43	188,042.56	-0.83	0.19
3	-517,103.03	133,198.33	-0.69	0.13
4	-517,847.97	78,392.61	-0.62	0.08
5	-518,652.38	23,631.99	-0.59	0.02
6	-519,517.42	-31,076.80	-0.62	-0.03
7	-520,444.26	-85,726.90	-0.71	-0.09
8	-521,434.10	-140,311.33	-0.85	-0.14
9	-522,488.15	-333,201.18	-1.18	-0.33
10	167,347.94	356,780.45	-0.82	0.36
11	166,161.75	305,899.94	-0.52	0.31
12	164,907.59	305,185.07	-0.21	0.31
13	163,584.18	304,430.73	0.09	0.30
14	162,190.21	303,636.16	0.39	0.30
15	160,724.34	302,800.62	0.70	0.30
16	159,185.23	301,923.33	1.00	0.30
17	157,571.52	301,003.51	1.30	0.30
18	155,881.80	300,040.37	1.60	0.30
19	154,114.67	299,033.11	1.90	0.30
20	152,268.69	297,980.90	2.20	0.30

La tabla 4.55 muestra los costos actualizado de capital durante la vida útil del generador FV.

Tabla 4.55. Actualizados costos de capital

Tiempo (años)	Actualizados costos capital (inversión inicial, no recuperables sin IVA) (US\$)	Suma de costos actualizados (US\$)	Actualizado de energía generada neta (MWh)
0	909,425.68	6,406,418.67	19,845.45
1	752,662.08	0.00	0.00
2	693,568.56	0.00	0.00
3	639,133.47	0.00	0.00
4	588,988.29	0.00	0.00
5	542,793.75	0.00	0.00
6	500,237.46	0.00	0.00
7	461,031.84	0.00	0.00
8	424,912.10	0.00	0.00
9	391,634.43	0.00	0.00
10	62,991.87	0.00	0.00
11	58,779.33	0.00	0.00
12	54,848.49	0.00	0.00
13	51,180.53	0.00	0.00
14	47,757.87	0.00	0.00
15	44,564.09	0.00	0.00
16	41,583.89	0.00	0.00
17	38,802.99	0.00	0.00
18	36,208.07	0.00	0.00
19	33,786.67	0.00	0.00
20	31,527.21	0.00	0.00

Las siguientes tablas presentan cargos, servicios e impuestos que serían pagados durante la vida útil del proyecto.

Tabla 4.56. Cargos Total más IVA más inflación

Tiempo (años)	Cargos totales más IVA mas Inflación (US\$)	Costos no recuperables sin IVA
0	106,993.25	0.00
1	127,746.64	0.75
2	129,662.84	0.69
3	131,607.78	0.64
4	133,581.90	0.59
5	135,585.62	0.54
6	137,619.41	0.50
7	139,683.70	0.46
8	141,778.95	0.42
9	143,905.64	0.39
10	146,064.22	0.06
11	148,255.19	0.06
12	150,479.01	0.05
13	152,736.20	0.05
14	155,027.24	0.05
15	157,352.65	0.04
16	159,712.94	0.04
17	162,108.64	0.04
18	164,540.27	0.04
19	167,008.37	0.03
20	169,513.49	0.03

Tabla 4.57 (a). Cargos de servicios sin IVA

Cargos con inflación (no recuperados)	Precio sin IVA (US\$)
Alcaldía Municipal por operación	2,675.82
Energía Inadvertidos, Obligatorios	0.00
Reserva rodante con Inflación	0.00
Seguro bienes (sobre inversión)	4,834.29
Servicios Mantenimiento 2/año US\$1.50/panel	11,832.00
Servicios de vigilancia (3)	21,600.00
Servicios operativos (1 Técnico + 1 Ingeniero)	29,250.00
Gastos administrativos (1 gerente, 1 contador, auxiliar)	39,000.00
Gastos venta	0.0
Responsabilidad social (1% de venta después impuestos)	0.0
Arrendamiento terrenos	0.0

Tabla 4.57 (b). Cargos de servicios con inflación (no recuperados)

Tiempo (años)	Alcaldía Municipal por operación (US\$)	Energía Inadvertidos, Obligatorios (US\$)	Reserva rodante con Inflación (US\$)	Seguro bienes (US\$)	Servicios Mantenimiento (US\$)	Servicios de vigilancia (US\$)
Con IVA	-	-	-	5,462.75	0.00	24,408.00
1	3,023.68	0.0	0.0	5,544.69	12,009.48	24,774.12
2	3,069.03	0.0	0.0	5,627.86	12,189.62	25,145.73
3	3,115.07	0.0	0.0	5,712.28	12,372.47	25,522.92
4	3,161.80	0.0	0.0	5,797.96	12,558.05	25,905.76
5	3,209.22	0.0	0.0	5,884.93	12,746.42	26,294.35
6	3,257.36	0.0	0.0	5,973.20	12,937.62	26,688.76
7	3,306.22	0.0	0.0	6,062.80	13,131.69	27,089.09
8	3,355.82	0.0	0.0	6,153.74	13,328.66	27,495.43
9	3,406.15	0.0	0.0	6,246.05	13,528.59	27,907.86
10	3,457.24	0.0	0.0	6,339.74	13,731.52	28,326.48
11	3,509.10	0.0	0.0	6,434.84	13,937.49	28,751.38
12	3,561.74	0.0	0.0	6,531.36	14,146.55	29,182.65
13	3,615.17	0.0	0.0	6,629.33	14,358.75	29,620.39
14	3,669.39	0.0	0.0	6,728.77	14,574.13	30,064.69
15	3,724.43	0.0	0.0	6,829.70	14,792.75	30,515.66
16	3,780.30	0.0	0.0	6,932.15	15,014.64	30,973.40
17	3,837.01	0.0	0.0	7,036.13	15,239.86	31,438.00
18	3,894.56	0.0	0.0	7,141.67	15,468.45	31,909.57
19	3,952.98	0.0	0.0	7,248.80	15,700.48	32,388.21
20	4,012.27	0.0	0.0	7,357.53	15,935.99	32,874.04

Tabla 4.57 (c). Cargos de servicios con inflación (no recuperados)

Tiempo (años)	Servicios operativos (US\$)	Gastos administrativos (US\$)	Gastos venta (US\$)	Responsabilidad social (US\$)	Arrendamiento terrenos (US\$)
Con IVA	33,052.50	44,070.00	-	-	0.00
1	33,548.29	44,731.05	0.00	4,115.33	0.0
2	34,051.51	45,402.02	0.0	4,177.06	0.0
3	34,562.28	46,083.05	0.0	4,239.72	0.0
4	35,080.72	46,774.29	0.0	4,303.31	0.0
5	35,606.93	47,475.91	0.0	4,367.86	0.0
6	36,141.03	48,188.04	0.0	4,433.38	0.0
7	36,683.15	48,910.87	0.0	4,499.88	0.0
8	37,233.40	49,644.53	0.0	4,567.38	0.0
9	37,791.90	50,389.20	0.0	4,635.89	0.0
10	38,358.78	51,145.03	0.0	4,705.43	0.0
11	38,934.16	51,912.21	0.0	4,776.01	0.0
12	39,518.17	52,690.89	0.0	4,847.65	0.0
13	40,110.94	53,481.26	0.0	4,920.37	0.0
14	40,712.61	54,283.48	0.0	4,994.17	0.0
15	41,323.30	55,097.73	0.0	5,069.08	0.0
16	41,943.14	55,924.19	0.0	5,145.12	0.0
17	42,572.29	56,763.06	0.0	5,222.30	0.0
18	43,210.88	57,614.50	0.0	5,300.63	0.0
19	43,859.04	58,478.72	0.0	5,380.14	0.0
20	44,516.93	59,355.90	0.0	5,460.84	0.0

Tabla 4.57 (d). Cargos con inflación no recuperados totales con IVA por año

Suma de cargos con inflación totales no recuperados con IVA	Costo (US\$)
Cargos unitarios	106,993.25
1	127,746.64
2	129,662.84
3	131,607.78
4	133,581.90
5	135,585.62
6	137,619.41
7	139,683.70
8	141,778.95
9	143,905.64
10	146,064.22
11	148,255.19
12	150,479.01
13	152,736.20
14	155,027.24
15	157,352.65
16	159,712.94
17	162,108.64
18	164,540.27
19	167,008.37
20	169,513.49

Gráfico 4.19. Costos de operación

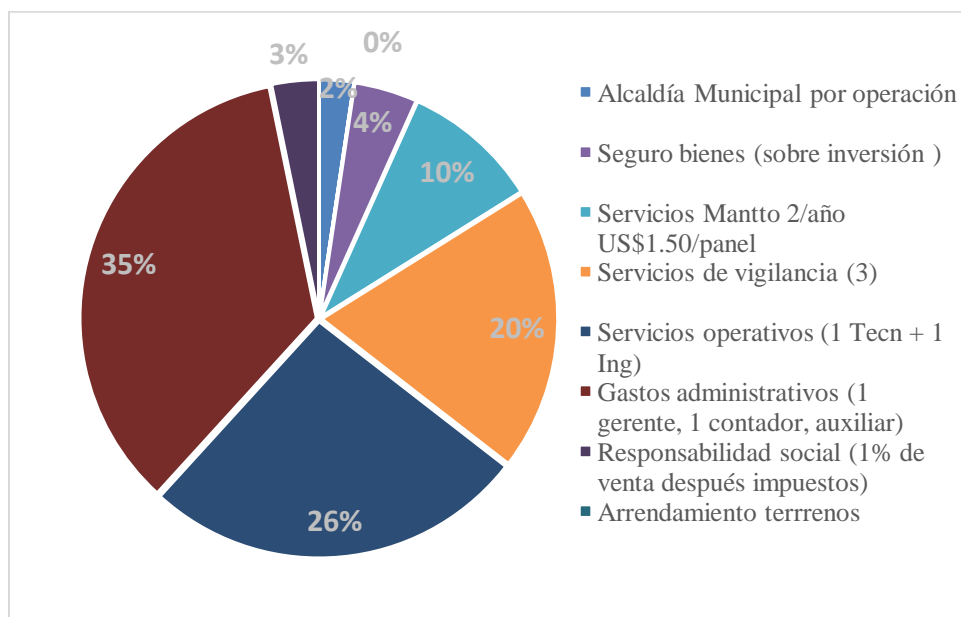


Gráfico 4.20. EBITDA (Utilidad Operativa)

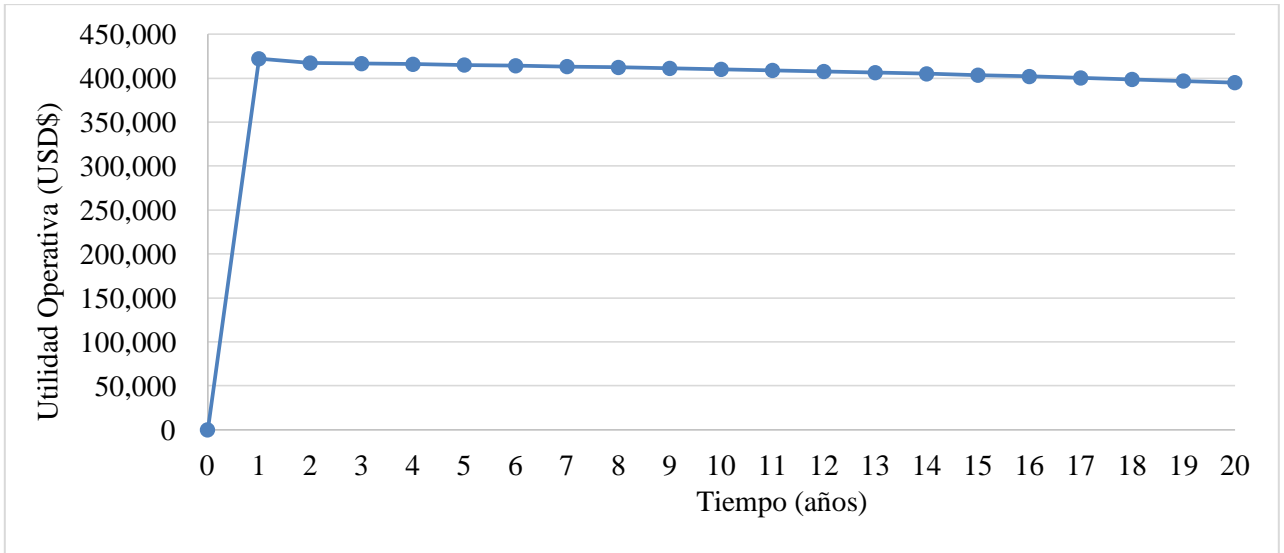


Gráfico 4.21. Saldo al final de cada año

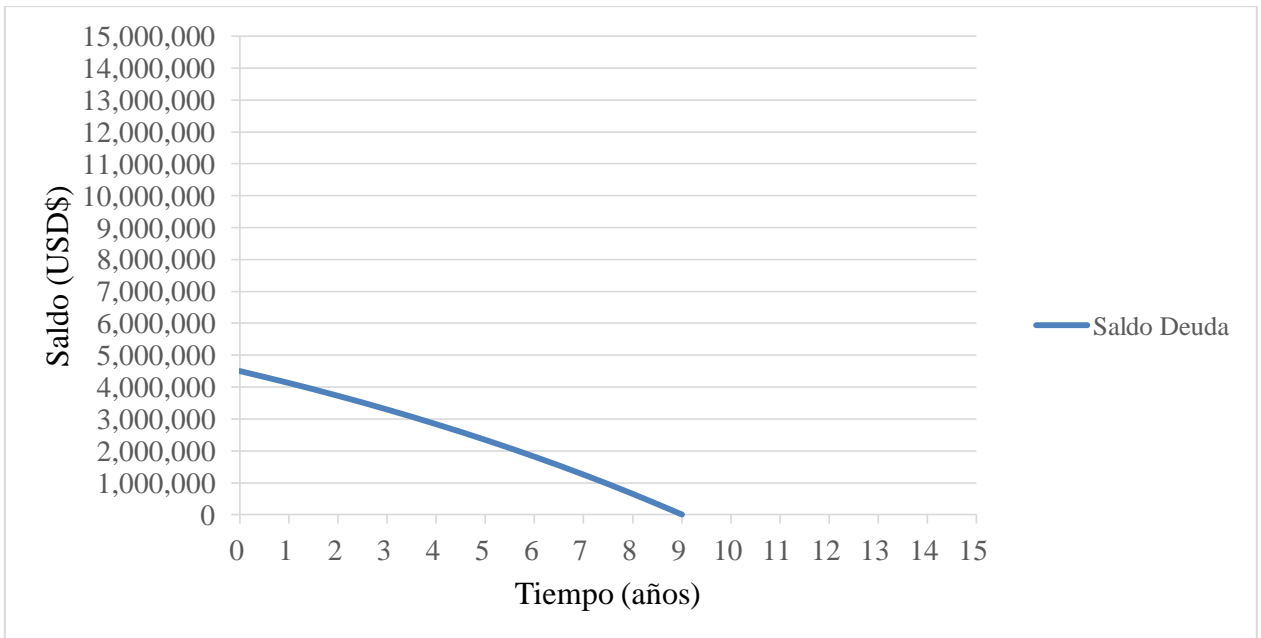
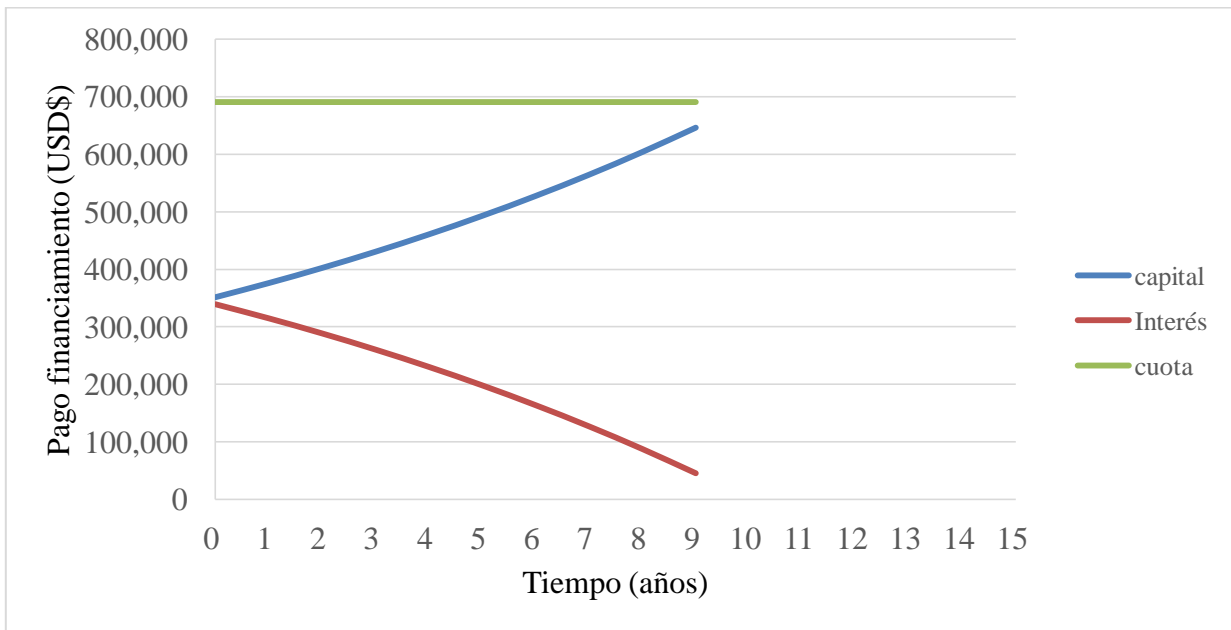


Gráfico 4.22. Pago de financiamiento



En la tabla 4.58 se muestra el precio de venta sin IVA y el precio de energía normalizado que se determinó en función de costos, variabilidad natural del recurso renovable, variación de ofertas de venta de energía de generadoras y dinámica del precio del petróleo en el mercado.

Tabla 4.58. Precio de venta y costo normalizado de energía

LEC (Levelized Energy Cost sin IVA)	322.82 US\$/MWh
Precio venta SIN IVA (VAN >0, TIR > WACC, Venta > LEC)	235.00 US\$/MWh

El valor anual neto y la tasa interna de retorno son índices económicos que determinan si la ejecución de un proyecto es factible.

La VAN resultante del proyecto para un precio de venta de \$235.00 es \$5,386.70. La TIR que resultó del análisis económico fue de 8.82%.

- **Escenario 2: Precio de venta de 16.63 US\$/MWh**

Para el escenario 2 se utiliza el precio de venta promedio del Mercado Regulador del Sistema (MRS) indicado en el Boletín Estadístico de la Unidad de Transacciones (UT) para el período de enero a junio de 2015, el cual es de \$146.63.

La oferta se realiza para evaluar si el campo FV puede competir en el mercado contra las generadoras de energía eléctrica del país.

La VAN resultante para el precio de venta del mercado actual según MRS es \$ -933,001.245. La TIR resultante es de 0.20%.

- **Determinación de factibilidad económica**

El VAN y TIR son indicadores que determinan si una inversión es viable económicamente o no. A continuación se mencionaran y compararan los índices económicos resultantes de los escenarios realizados para diferentes precios de venta de la energía eléctrica generada en el proyecto.

Criterios para verificar viabilidad económica a partir de índices económicos

- Si VAN mayor a cero, la inversión producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida, por lo que el proyecto puede aceptarse.
- Si VAN menor a cero, el proyecto no es rentable.
- Si VAN igual a cero, el proyecto es financieramente indistinto
- Si TIR debajo del 5% produce beneficios a medio-largo plazo.
- Si TIR es del 5%, significa que no se obtienen ni beneficios ni pérdidas.

- Si TIR por encima del 9-10%, se considera que la inversión es viable económicamente. Se obtiene un beneficio anual neto del 4-5% aproximadamente.

Índices económicos y comparación

La VAN y TIR resultante en el escenario 1 (precio de venta de \$235.00) fue de \$ 5,386.70 y 8.82% respectivamente. De acuerdo a este análisis el precio de venta sería atractivo para el ejecutor del proyecto ya que obtendría una rentabilidad por encima de la exigida y percibiría ingresos. Pero al comparar los valores de VAN y TIR obtenidos para el precio de venta MRS de energía eléctrica de las generadoras en el mercado (VAN de \$ -933,001.245 y TIR de 0.20%); se determina que el proyecto no es rentable, ya que no podría autosostener el financiamiento causando más egresos que ingresos.

d) Factibilidad ambiental

El diagnóstico ambiental se realizó para identificar los posibles impactos ambientales que se producirían en las etapas de construcción, operación/funcionamiento y cierre de la planta solar fotovoltaica.

4.9. Generalidades

Según los artículos del 18 al 24 de la Ley de Medio Ambiente, la categorización del proyecto de acuerdo a envergadura y naturaleza del impacto potencial pertenece al grupo B, categoría 1: Actividades, obras o proyectos con leve potencial de impacto ambiental; el cual no requiere de presentar documentación ambiental, y solo realizar todas las actividades en condiciones de operación normal de un campo geotérmico.

Además, todas las actividades, obras, proyectos o instalaciones destinados a generar electricidad deben cumplir con lo establecido en el Reglamento Especial en Materia de Sustancias, Residuos y Desechos Peligrosos. (MARN, 2000).

Finalmente es necesario presentar ante el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN) antes del inicio de las obras del proyecto toda la documentación de los estudios correspondientes al diseño final del proyecto de generación utilizando la energía geotérmica u otro tipo de energía renovable y permisos de construcción y certificación de proyectos.

4.10. Normativa aplicable

La Ley de Medio Ambiente establece los criterios para la autorización de permisos ambientales que se describen en los siguientes artículos:

- El artículo 18 señala las acciones y procedimientos que identifiquen y establezcan los posibles impactos negativos de un proyecto y así recomendar medidas que los prevengan.
- El artículo 19 trámite de permiso ambiental ante el MARN
- El artículo 20 especifica la obligación del proyecto a realizar todas las acciones de prevención, atenuación o compensación, establecidos en el Programa de Manejo Ambiental.
- El artículo 21 literal f menciona que las centrales de generación eléctrica a partir de energías renovables requieren de un estudio de impacto ambiental.
- El artículo 22 indica que todo proyecto que requiera permiso ambiental ya sea para realización, funcionamiento, ampliación o rehabilitación debe presentar al Ministerio un formulario ambiental. El Ministerio categorizará la actividad, obra o proyecto, de acuerdo a su envergadura y a la naturaleza del impacto potencial.
- En el artículo 23 se establece que todo estudio ambiental debe ser realizado por medio de un equipo técnico multidisciplinario registrado en el MARN.
- El artículo 24 señala que la elaboración de los estudios ambientales deben ser evaluados en un plazo de sesenta días hábiles, que en caso de aprobación el Ministerio emitirá el correspondiente permiso ambiental, y si debido a la complejidad de la actividad se requiera un plazo mayor a su evaluación, éste podrá ampliarse hasta por sesenta días hábiles. (MARN, 2000)

4.10.1. Categorización del proyecto: “Planta fotovoltaica de 1.5 MW en Geotérmica de Berlín”

Para fines de categorización se entenderá como aprovechamiento de la energía solar el conjunto de obras, instalaciones y operación técnicas que permitan utilizar la radiación y calor solar mediante las tecnologías solar fotovoltaica, solar térmica concentrada y termosolar, en sistemas aislados o conectados a la red eléctrica de distribución, con el objeto de generar electricidad o calor ya sea para autoconsumo, con o sin almacenamiento eléctrico, y/o para la cogeneración de energía. Los titulares de actividades, obras o proyectos destinados a generar electricidad, serán responsables de la evaluación y análisis estructural de las edificaciones en las que se instalaran los paneles solares fotovoltaicos u otros dispositivos para captar energía solar. Todas las actividades, obras, proyectos o instalaciones destinadas a generar electricidad que utilicen acumuladores para el almacenamiento de energía, deberán cumplir con lo establecido en el Reglamento Especial en Materia de Sustancias, Residuos y Desechos Peligrosos.

GRUPO A: ACTIVIDADES, OBRAS O PROYECTOS CON BAJO POTENCIA DE IMPACTO AMBIENTAL. NO REQUIEREN PRESENTAR DOCUMENTACION AMBIENTAL

Tabla 4.59. Descripción de proyectos de categoría A

Grupo A: Actividades, obras o proyectos destinados a la generación de energía eléctrica a base del aprovechamiento de la energía solar
Aprovechamiento térmico de la energía solar para intercambio de calor en las edificaciones existentes
Instalación de paneles solares fotovoltaicos u otros dispositivos para captar la energía solar hasta 100 KW en edificaciones existentes
Instalación de paneles u otros dispositivos solares fotovoltaicos, con capacidades de hasta 100 KW en viviendas unifamiliares, condominios multifamiliares horizontales o en altura, centros comerciales, educativos y naves industriales u otras instalaciones ya existentes, ya sea para autoconsumo y/o conectado a red,

Los titulares de las actividades, obras o proyectos contemplados en este Grupo, deberán obtener de la autoridad competente, el permiso o autorización correspondiente; quien previo a otorgarla requerirá del MARN notificación de la Categorización respectiva.

GRUPO B: ACTIVIDADES, OBRAS O PROYECTOS CON LEVE, MODERADO O ALTO POTENCIAL DE IMPACTO AMBIENTAL. REQUIEREN PRESENTAR DOCUMENTACION AMBIENTAL

- ✓ Grupo B, Categoría 1: Actividades, obras o proyectos con moderado potencial de impacto ambiental no requieren elaborar estudio de impacto ambiental.

La categoría 1 del grupo B, corresponde a las actividades, obras o proyectos con potencial impacto ambiental leve, en cuyo caso el MARN emitirá Resolución de No Requiere Estudio de Impacto Ambiental, a través del Formulario Ambiental debidamente completado y con la información anexa que con él se solicite.

- ✓ Grupo B, Categoría 2: Actividades, obras o proyectos con alto potencial de impacto ambiental requieren elaborar estudio de impacto ambiental.

Las actividades, obras o proyectos incluidos en esta categoría, deberán presentar un Estudio de Impacto Ambiental.

El MARN emitirá una resolución determinando que se requiere de la elaboración de dicho documento, para lo cual se anexaran los Términos de Referencia correspondientes. De esta resolución de revisión de acuerdo al Art. 97 de la Ley del Medio Ambiente.

Tabla 4.60. Categorización para actividades, obras o proyectos destinados a la generación de energía eléctrica a base del aprovechamiento de la energía solar.

Criterios	Grupo B	
	Categoría 1	Categoría 2
Área a utilizar	Hasta 5 hectáreas (Ha)	Mayor de 5 hectáreas (Ha)
Cobertura vegetal	Pastizales, cañales y otras áreas abiertas con cobertura vegetal arbustiva y/o arbórea, hasta 10 árboles/Ha, con DAP igual o mayor de 20 cm	Cobertura vegetal arbórea, mayor de 10 árboles/Ha con DAP igual o mayor de 20 cm
Clase de generación	Fotovoltaica o termo solar	Fotovoltaica, termo solar, térmica concentrada
Topografía	Pendiente promedio hasta del 15%	Pendiente promedio mayor del 15%
Localización	Fuera de áreas naturales protegidas, sus zonas de amortiguamiento y áreas de recarga acuífera	Dentro de áreas naturales protegidas, sus zonas de amortiguamiento, áreas de recarga acuífera y en zona costera marina
Capacidad de generación	De más de 100 KW hasta 5 MW	Mayor de 5 MW
Generación de desechos		
Amenaza natural	Las amenazas naturales se han valorado como con un grado de amenazas moderado (A2)	Las amenazas se han valorado por un grado alto (A3) o muy alto (A4) por lo que es necesario análisis detallado de las amenazas y presentar medidas de prevención, preparación y/o atención a la emergencia en el caso de producirse el evento esperado

Tabla 4.61. Categorización en función de las amenazas naturales

Criterio de categorización	Grupo A	Grupo B	
		Categoría 1	Categoría 2
Amenazas naturales	Grado de amenaza Bajo A1	Grado de amenaza Moderado A2	Grado de amenaza Alto A3 o Muy Alto A4

El proyecto se categoriza como perteneciente al Grupo B, categoría 1, que corresponde a las actividades, obras o proyectos con potencial impacto ambiental leve, en cuyo caso el MARN emitirá Resolución de No Requiere Estudio de Impacto Ambiental sino solo una descripción, categorización y cuantificación del área afectada y algunas medidas preventivas para contrarrestar el leve impacto que tendría el proyecto en su instalación y operación. Esto se realiza a través del Formulario Ambiental debidamente completado y con la información anexa que con él se solicite.

4.11. Descripción del proyecto

4.11.1. Ubicación

La planta fotovoltaica se situará en dos terrenos aledaños a la plataforma TR1 (figura 4.34). El terreno A a 200 m y terreno B a 150 m) perteneciente a Geotérmica de Berlín que está ubicada en el caserío El Tronador, Municipio de Alegría, Departamento de Usulután, cuyas coordenadas son:

- Terreno A: latitud 13°31'49.36"N, longitud 88°30'44.41" O
- Terreno B: latitud 13°31'38.22"N, longitud 88°30'43.53" O

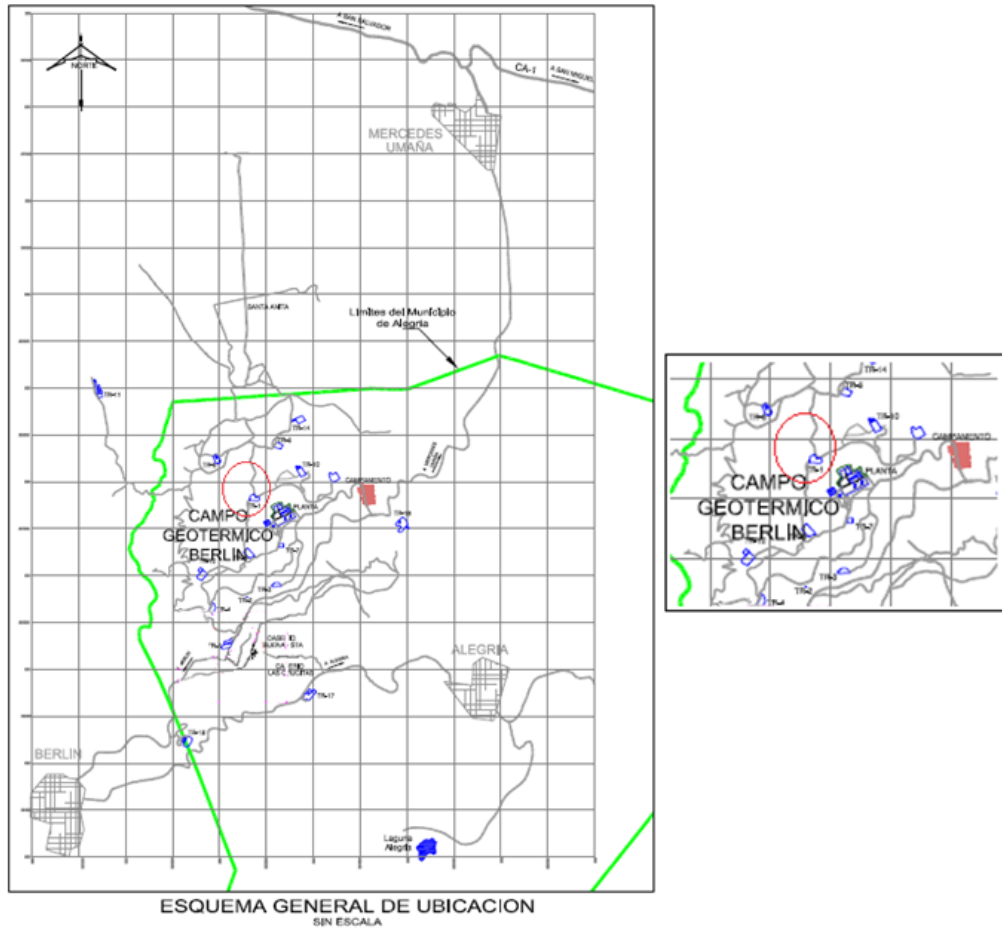


Figura 4.34. Esquemas de ubicación del proyecto en Campo Geotérmico Berlín

Modificada de: (LaGeo, 2013)

La ubicación del proyecto en este sitio se debe a 2 características principalmente:

- ✓ Tenencia de la tierra: los terrenos no pertenecen al Titular pero se encuentra dentro del área de concesión del Campo Geotérmico Berlín.
- ✓ Factibilidad técnica: los terrenos se encuentran contiguos a la plataforma TR1 que es donde se encuentra el sistema de bombeo, el cual sirvió como parámetro de potencia prevista por el generador FV y donde se pondrán las líneas de transmisión a red.

Debido al tipo de actividades a desarrollarse durante el proyecto se pueden considerar tres tipos de zonas influenciadas por el proyecto:

- ✓ *Área directamente afectada*: esta área se asocia al proceso constructivo de la planta FV; para el terreno A, 12,588.38 m² y para el terreno B 22,424.39 m².
- ✓ *Área de influencia directa*: comprendida por el entorno inmediato al área directamente afectada por el proyecto, especialmente el Caserío El Tronador. Se estima que estas actividades pueden desarrollarse sin perjuicio de las 19 familias que habitan la zona.
- ✓ *Área de influencia indirecta*: coincidirá con el área de recinto de mapaches y en aspectos socioeconómicos.

4.11.2. Descripción del proyecto

El proyecto “Evaluación de planta FV de 1.5 MW” consiste en la instalación de paneles fotovoltaicos, los cuales aprovecharían la energía solar incidente en la zona para la generación de energía eléctrica la cual será inyectada a la red y de esta manera minimizar los costos energéticos en le Geotérmica al utilizar el sistema de bombeo.

4.12. Descripción, caracterización y cuantificación del medio ambiente actual de los componentes físicos, biológicos, socioeconómicos y culturales del sitio y zonas de influencia (entorno).

4.12.1. Medio Físico

A continuación, se presentan los factores físicos sensibles a las actividades del proyecto:

– Climatología

Para el estudio del clima en el área que ocupa el proyecto, se han tomado en consideración aquellos parámetros meteorológicos que reportan las estaciones de Berlín y de Santiago de María.

Según Köppen, Sapper y Lauer, en el área de estudio, se presentan tres tipos de clima, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.62. Tipos de clima según elevación del lugar

Elevación (msnm)	KÖPEM	SAPPER Y LAUER
0 – 800	Sabana tropical caliente	Tierra caliente
800 – 1200	Sabana tropical calurosa	Tierra templada
1200 – 1700	Clima tropical de las alturas	Tierra templada

En la zona en estudio, el clima predominante son sabanas tropicales calurosas o tierra templada, cuya elevación varía de 800 a 1,200 msnm con temperatura media anual de 21 °C. (LaGeo, 2013)

– Precipitación.

El promedio de precipitación para la estación de Berlín es de 1,908 mm/año (1970-1993) y para la estación Santiago de María 1881 mm/año (1970-2002 y 2005). Las intensidades de lluvia para un período de retorno de 50 años para 10, 30 y 60 minutos de duración son de 4.22, 2.57 y 1.74 mm por hora respectivamente en la estación de Berlín, estos registros se constituyen en una intensidad de lluvia moderada para una zona con capacidad para desencadenar altos volúmenes de escorrentía superficial. (LaGeo, 2013)

– Humedad relativa.

La humedad relativa máxima es de 89%, correspondiente a octubre y la mínima en noviembre con 11.17%. (LaGeo, 2013)

– Viento.

Los rumbos de los vientos son predominantes del norte en la estación seca y del sur en la estación lluviosa, la brisa ocurre después del mediodía, durante la noche se desarrolla el sistema local nocturno del viento con rumbos desde las montañas y colinas cercanas, la velocidad media anual es de 1.2 km/h. (LaGeo, 2013)

– Evaporación.

La evaporación promedio anual en la zona en un periodo de 9 años es de 2.139 mm, siendo el máximo en los meses de enero y febrero con 309 y 431 mm respectivamente y la mínima en enero, marzo y abril con 1.0 mm; este parámetro es importante para establecer el rendimiento hídrico de las micro cuencas en la zona del Campo Geotérmico Berlín. (LaGeo, 2013)

– Temperatura.

Este parámetro es importante para definir los cambios de variabilidad en lo referente a la sobrevivencia de organismos vivos, en la zona, el promedio anual es de 24.6 °C. (LaGeo, 2013)

– Geomorfología.

La geomorfología del área está controlada por eventos tectónicos y principalmente eventos volcánicos. Las partes altas las constituyen edificios volcánicos con pendientes moderadas a abruptas tales como: el antiguo edificio de Berlín, Complejo Berlín-Tecapa, Cerro Los Capules y las depresiones se deben a la formación de calderas, como: la caldera de Berlín, cráteres de la Laguna de Alegría, El Hoyón, Cerro Alegría o Sabana y la Laguna Ciega. (LaGeo, 2013)

– Geología Local.

La geología local del área está conformada por una secuencia de materiales de origen terciario y cuaternario, comprendidas entre las formaciones geológicas Bálsamo, Cuscatlán y San Salvador. Los materiales más antiguos (terciarios) se encuentran en la zona de estudio. Consisten en una gruesa secuencia de capas consolidadas que han formado el basamento, constituido principalmente por aglomerados con intercalaciones de flujos de lava, tobas líticas y aglomeráticas, provenientes de erupciones volcánicas. La secuencia de depósitos cuaternarios son en su mayoría materiales piroclásticos eyectados y materiales coluviales (se acumula al pie de una ladera o pendiente como consecuencia de la gravedad), los cuales han sido transportados desde las partes altas de la cadena volcánica hacia la planicie por flujos intermitentes de escorrentía superficial. (LaGeo, 2013)

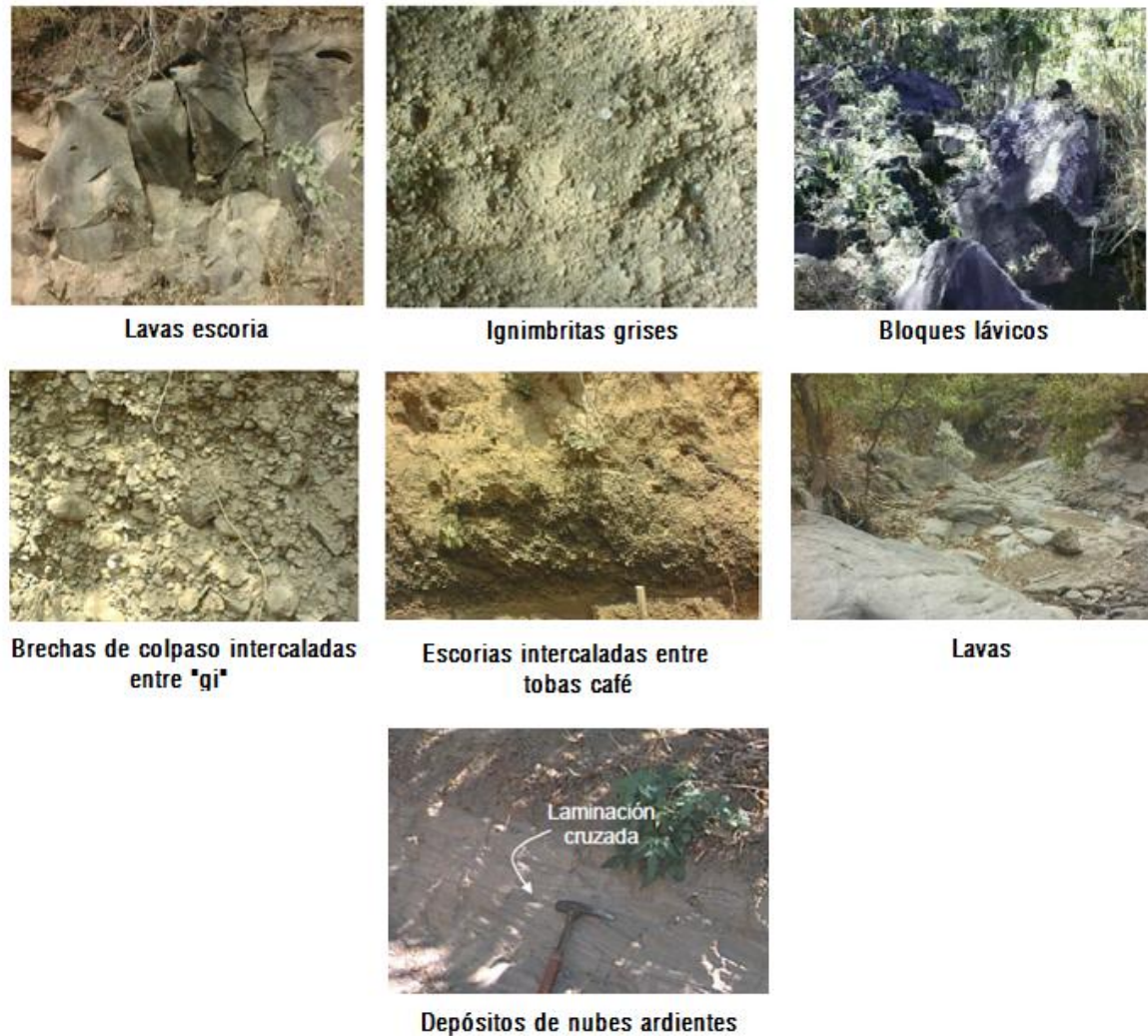


Figura 4.35. Formaciones geológicas locales de Berlín

Modificada de: (LaGeo, 2013)

– Hidrología.

En la figura 4.36 se presenta las microcuencas y nanocuencas de los municipios de Mercedes Umaña, Alegría y Berlín. (LaGeo, 2013)

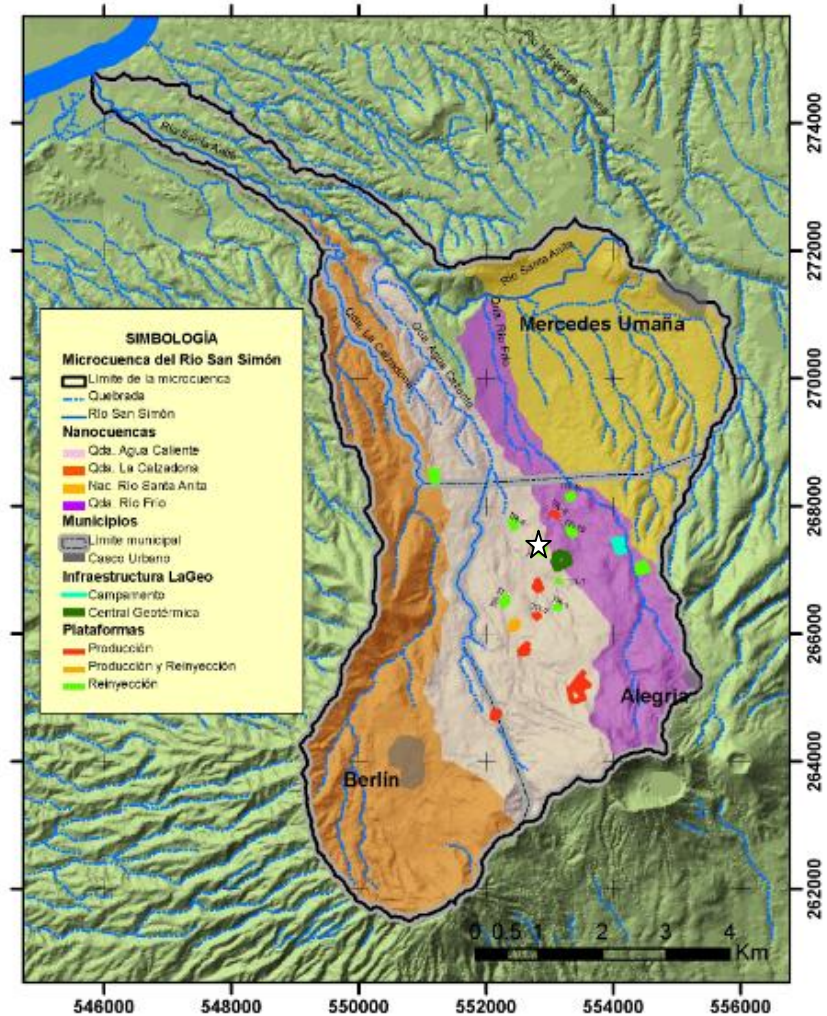


Figura 4.36. Microcuencas y nanocuenclas de Municipios de Mercedes Umaña, Berlín y Alegría.

Modificada de: (LaGeo, 2013)

En el caserío El Tronador donde está ubicada la plataforma TR1 y terrenos donde se asentaría la planta FV no hay microcuencas, nanocuenclas o yacimientos de agua aledaños, por lo que no habría ningún tipo de impacto sobre la hidrología del lugar.

– Suelos

En términos generales, estos suelos están compuestos por cenizas volcánicas de textura franco arenosas, algunas veces granillosos de color oscuro dado el alto contenido de

materia orgánica. Son friables, no plásticos ni pegajosos, con estructura granular, con porosidad que varía de fina a mediana que propician la infiltración. (LaGeo, 2013)

- Riesgos ambientales.

Tomando en consideración los tipos de suelo entre otros riesgos geológicos se concluye de forma general que la ubicación del proyecto es una zona susceptible a pequeños deslizamientos y flujos de lodo. También se identifica amenaza sísmica que es general para todo el país. La modificación del terreno y la construcción de calles de acceso tendrían impactos solo de tipo visual, no afectaría nanocuencas porque no hay ninguna cercana a la zona de estudio.

Las amenazas y los aspectos ambientales antes mencionados pueden ser atenuados mediante la prevención y la ejecución de las medidas de gestión del riesgo tales como: diseño adecuado de taludes y obras de protección en planta FV. Por esta razón, se concluye que la ejecución del proyecto no producirá repercusiones negativas o riesgos ambientales en el entorno natural.

4.12.2. Medio biológico

- Generalidades

En primer lugar, el medio biótico como tal, hace referencia a la biota, que es el conjunto de la fauna y la flora de una región, por lo que se presenta la línea base de flora y fauna para el sitio del proyecto.

El estudio se desarrolló de manera documental: referencia de habitantes del lugar y fuentes bibliográficas apoyados en fotografías de las especies inventariadas.

– Zonas de Vida

Utilizando la clasificación del sistema de Zonas de Vida de Holdridge, se recoge que para la zona de estudio, la zona de vida corresponde a: bosque húmedo subtropical (bh-S). El Bosque Húmedo Subtropical se caracteriza por tener una biotemperatura y temperatura del aire medio anual de menos de 24°C. y constituye la principal zona de vida de El Salvador. (LaGeo, 2013)

– Ecosistemas

Según un estudio realizado en el 2000 denominado “Mapeo de la vegetación natural de los ecosistemas terrestres y acuáticos de El Salvador”, la zona donde se asentará el proyecto se clasifica como “zona de cultivos permanentes” la cual se trata de un área de cafetal compuesto por el estrato arbustivo de café y un arbóreo de sombra acompañante, coexistiendo además una gama de hierbas que constituyen el principal sustrato de algunos lepidópteros, homópteros, coleópteros y otros insectos atractivos. (LaGeo, 2013)

– Flora

En el área de estudio se observa tanto estrato arbustivo como el estrato arbóreo, identificadas como matorrales; no existen árboles ó especies que se encuentren en peligro de extinción. Entre el estrato arbóreo se encuentra quebracho, ronrón, eucalipto, teca y tempisque; además se debe considerar que es una zona de cultivos permanentes: maíz, café, etc.



Figura 4.37. Fotografía de flora en terreno A



Figura 4.38. Fotografía de flora en terreno B

– Fauna.

Según referencias de habitantes del lugar y las especies que se ven con más frecuencia en las colindantes y el lugar de estudio son chiltotas y ardillas (Figura 4.39)



Figura 4.39. Nido de Chiltota y ardilla gris

Modificada de: (LaGeo, 2013)

4.12.3. Medio socioeconómico y cultural

El estudio de la línea base socioeconómica y cultural se presenta en dos vías, la primera referida a las características socioeconómicas del Municipio de Alegría (área de influencia indirecta) y la segunda referida a las características socioeconómicas de la población ubicada en el área de influencia directa del proyecto específicamente el Caserío El Tronador. La información fue obtenida en la Unidad Ambiental Municipal de Alegría, para conocer de las características demográficas y socioeconómicas del municipio.

– Características socioeconómicas del Municipio de Alegría

✓ Extensión y División Político-Administrativa

El municipio de Alegría tiene una extensión territorial de 40.41 km², representa el 1.9% del total del departamento de Usulután; se divide político-administrativamente en 8 cantones ubicados en la figura 4.40 y su casco urbano se divide en 4 barrios y varias colonias. (LaGeo, 2013)

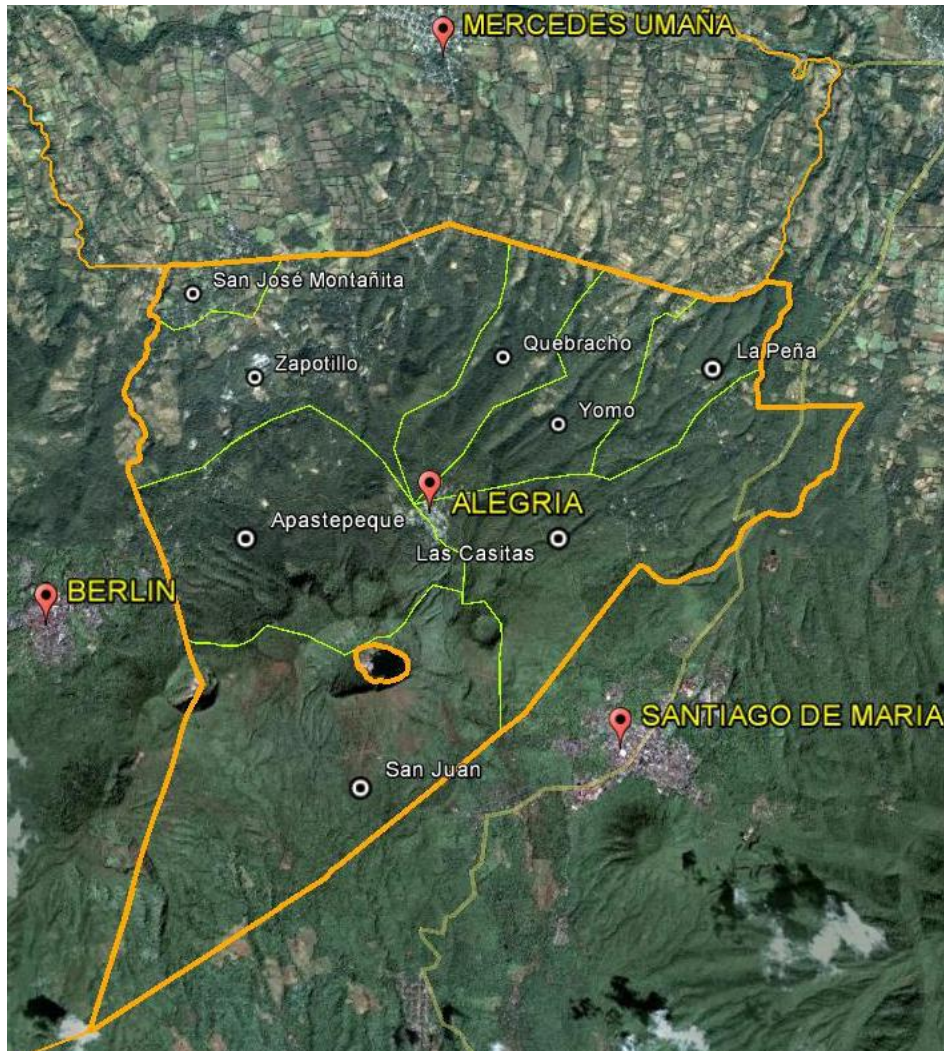


Figura 4.40. Extensión y División Político-Administrativa

Modificada de: (LaGeo, 2013)

En la tabla 4.63, se detallan los cantones y área urbana y se muestra en color anaranjado el Cantón El Tronador dentro del cual se ubica el proyecto.

Tabla 4.63. División Político-Administrativa del Municipio de Alegría

Cantón	Caserío	Cantón	Caserío	Cantón	Caserío
San Juan	Las Flores	El Quebracho	Quebracho Centro	El Yomo	Yomo
	Los Mendoza		Potrerosillos		Yomito
	San Juan II		Campanero	Casco Urbano	Barrio El Calvario
El Zapotillo	Zapotillo Centro	Los Hernández	Barrio Santa Lucia		
	Zapotillo Calvario	Marroquines	Barrio Guadalupe		
	Los Rivera	Santo Tomás	Barrio El Centro		
	El Tronador	El Centro	Colonia Altos de Guadalupe		
	Guallinac	Pasaquina	Colonia Las Américas		
	La Lima I	Los Bonilla	Lotificación Cartagena		
La Lima II	Los Sánchez	Lotificación Colindres			
Las Casitas	Los Alvarado	Apastepeque	Apastepeque Centro	San José Montañita	San José Montañita
	La Bolsa		Las Crucitas		
	Piedra Honda		Buena Vista		

Fuente: Unidad Ambiental Municipal de Alegría

- ✓ Características de la población municipal.

En la figura 4.41 se pueden observar las características más relevantes de la población de Alegría del estudio base del Censo de Población y Vivienda realizado por DYGESTIC en 2007. (LaGeo, 2013)

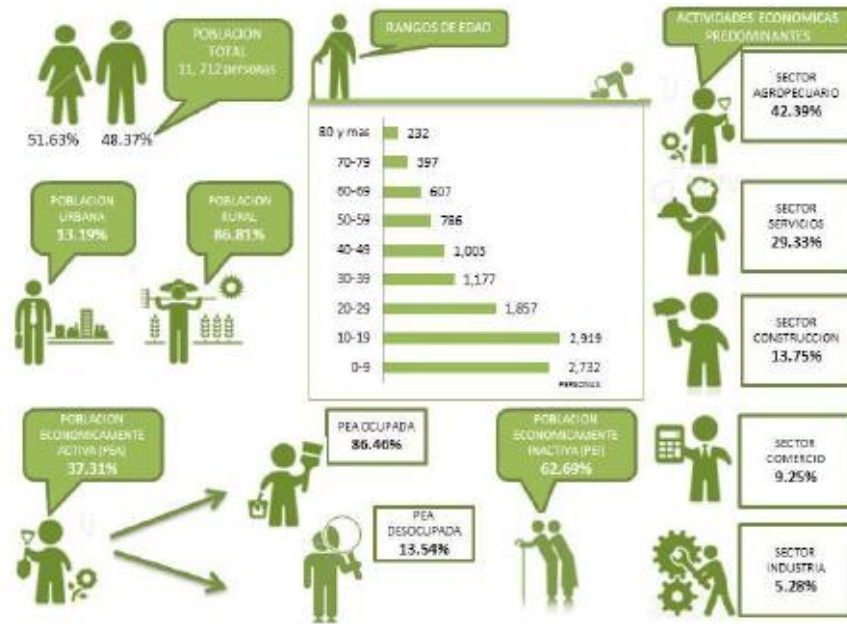


Figura 4.41. Características de la población del Municipio de Alegría

Modificada de: (LaGeo, 2013)

✓ Uso del Suelo Actual

En términos agrícolas el municipio de Alegría presenta fundamentalmente varios tipos de ocupación detallados en la figura 4.42:

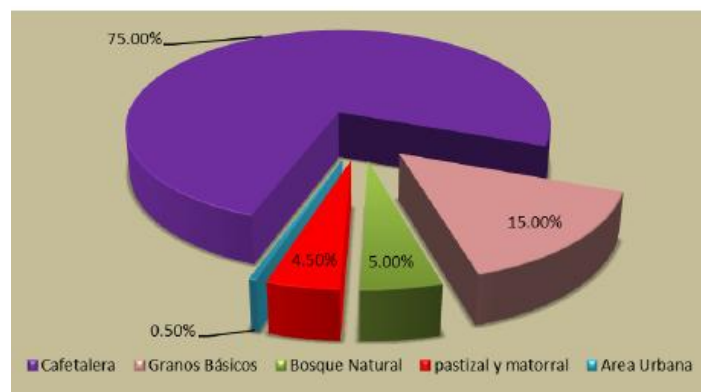


Figura 4.42. Uso de suelo actual en el Municipio de Alegría

Modificada de: (LaGeo, 2013)

✓ Infraestructura

El número de viviendas para el municipio de Alegría según el censo de 2007 (Digestyc, 2009) era de 2,845 de las cuales la tenencia en su mayoría es propia como puede verse en la figura 4.43. (LaGeo, 2013)



Figura 4.43. Tenencia de la vivienda en el municipio de Alegría. DIGESTYC, 2009

Modificada de: (LaGeo, 2013)

✓ Cobertura de servicios

▪ Salud

La atención a la salud e higiene en el municipio de Alegría es brindada principalmente por una Unidad de Salud ubicada en el área urbana; en el área rural la atención se centraliza físicamente en clínicas y dispensarios médicos, asimismo en la zona se ubican promotores de salud. (LaGeo, 2013)

▪ Educación

En cuanto a la infraestructura educativa, el municipio dispone de 15 centros escolares donde se imparten los niveles de parvularia y primaria los cuales son:

- Centro escolar San Juan I

- Centro escolar San Juan II
- Centro escolar Alberto Masferrer
- Centro escolar Las Casitas
- Centro escolar La Peña
- Centro escolar Los Marroquines
- Centro escolar Yomo
- Centro escolar Potrerillos
- Centro escolar Campanero
- Centro escolar La Lima
- Centro escolar Zapotillo centro
- Centro escolar Guallinac
- Centro escolar San José Montañita
- Centro escolar caserío Buena Vista
- Centro escolar caserío Apastepeque

Además, dispone de 2 institutos, donde se imparte el bachillerato los cuales son:

- Instituto Nacional de Alegría (INA) ubicado en el casco urbano)
- Instituto Randy Lowesky King, ubicado en el Cantón San José Montañita)

Según el censo de 2007, en el municipio de Alegría la población mayor de 10 años alfabetizada es de 7,526 personas mientras que la analfabeta de 2,967 personas. Al igual que en el resto del país, es en la zona rural de este municipio en donde el porcentaje de analfabetismo sigue siendo mayor. (LaGeo, 2013)

- Recolección de desechos sólidos

La Alcaldía Municipal dispone de un sistema de control de recolección de basura; de esta manera se transporta la basura producida por la población hacia el relleno sanitario llamado

SOCINUS, que se encuentra afuera del municipio. Según datos censales de 2007, el 64.05% de la población quema la basura siguiéndole un 17.71% que tira la basura en la calle, barranco o predio baldío o utiliza otras formas de deshacerse de la basura. (LaGeo, 2013)

- Energía eléctrica

La infraestructura eléctrica cubre buena parte del territorio municipal, pero el 20.70% de la población no cuenta con el servicio (ver figura 4.44) (LaGeo, 2013)

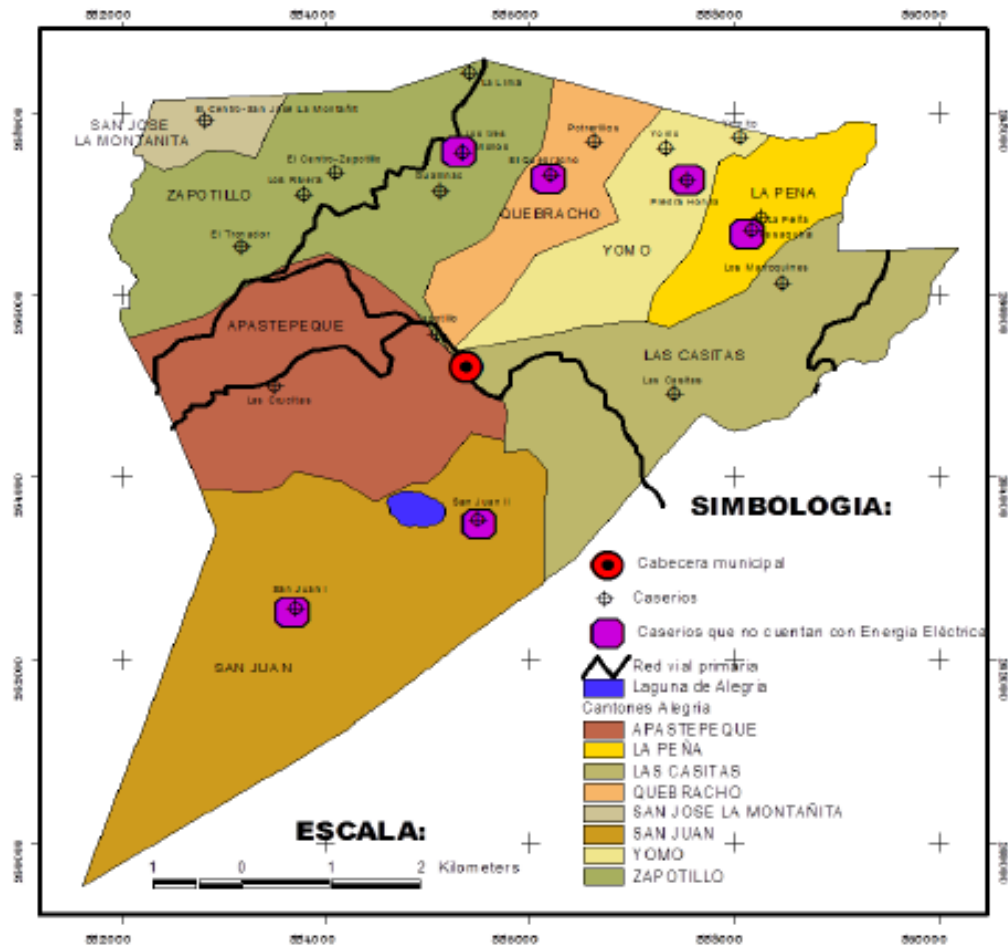


Figura 4. 44. Zonas sin cobertura de servicio de energía eléctrica. Municipio de Alegría

Modificada de: (LaGeo, 2013)

- Acueductos

Existen cinco nacimientos de agua que están siendo explotados: “Guallinac”, “Lenguar”, “Río Plata” y “Chavarría” en la zona rural y “Las Pilas” en la zona urbana. Aparte de estas fuentes naturales, el municipio se alimenta de la red de la empresa Tetralogía que este año 2013 pasó a ser administrada por la Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (ANANDA), la cual a partir de los pozos del cantón Santa Anita Da servicio a unas 280 familias del municipio, es decir el 12% del total hogares, concentrándose este servicio en el área urbana. Los cantones y asentamientos que no cuentan ni con fuentes naturales ni con el servicio de tetralogía deben comprar el agua por barriles. En la figura 4.45, se observa la distribución de este servicio en el municipio. (LaGeo, 2013)

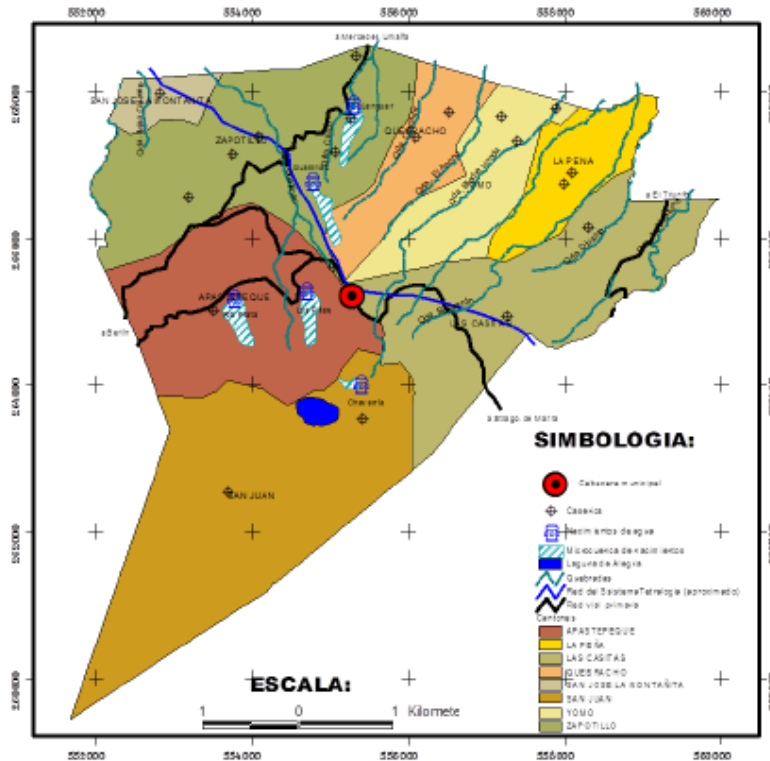


Figura 4.45. Suministro de agua en el municipio de Alegría

Modificada de: (LaGeo, 2013)

- Alcantarillados

Según datos censales de 2007 casi el 80% de la población disponía únicamente de letrinas de “hoyo seco”, mientras que el 20% restante no disponía de ningún tipo de sanitario en su vivienda. Además, indicó que el 73.39% de la población tira las aguas grises o servidas al aire libre o a la calle. (LaGeo, 2013)

- Seguridad

El municipio de Alegría tiene bajos índices delincuenciales y solo cuenta con un puesto de la Policía Nacional Civil (PNC) para todo su territorio. (LaGeo, 2013)

- Comunicación

Más de la mitad del municipio tiene telefonía celular, sin embargo, solo el 3.49% tiene servicio de cable y 0.40% servicio de internet. La mayor parte del servicio celular se concentra en el área rural; de similar forma el servicio de internet que aunque escaso en el municipio se concentra en el área rural. (LaGeo, 2013)

- Características socioeconómicas del Caserío El Tronador

- ✓ Ubicación y Extensión

El Caserío El Tronador, pertenece al Cantón El Zapotillo, de la jurisdicción del Municipio de Alegría, departamento de Usulután; tiene una extensión aproximada de 1200 metros lineales y 24,461.43 m².

- ✓ Características de la población del Caserío El Tronador.

Tomando como base información proporcionada por la alcaldía de Alegría, se tiene que la población total del caserío es de 180 personas, siendo en la mayoría mujeres y consolidando así 36 familias.

✓ Nivel de Ocupación

A pesar que la población se encuentra en un rango de edades que le permite acceder al mercado laboral, no es una población económicamente activa. La mayoría de los habitantes se dedican a actividades temporales como la agricultura. (LaGeo, 2013)

✓ Uso del Suelo

El uso que se le da al suelo en la comunidad es de tres tipos: el utilizado por las pocas viviendas del caserío, las zonas productivas (granos básicos y cafetales) y vialidad. Con respecto a las áreas donde no existen viviendas, existen pastizales, y cultivos como maíz y café. No existen vestigios de sitios históricos, paleontológicos y arqueológicos dentro de este caserío y sus colindancias de acuerdo al informe de la Secretaria de Cultura (SECULTURA). (LaGeo, 2013)

✓ Infraestructura

En el caserío El Tronador se pueden observar casas construidas de ladrillo sólido como casas de adobe con madera, las cuales pertenecen a pobladores en extrema pobreza.

Para llegar al Caserío El Tronador, hay que hacerlo por calle de tierra que intercepta la calle nacional que conduce a la Geotérmica de Berlín.

✓ Cobertura de servicios

▪ Salud

Presencia de dispensarios médicos y promotores de salud, además la atención médica general es principalmente dada por la Unidad de Salud ubicada en el área urbana.

▪ Educación

En el caserío El Tronador cuenta con el Centro Escolar Zapotillo centro que va desde primer grado hasta noveno grado

- Energía Eléctrica

El 99% de los habitantes del caserío poseen energía eléctrica.

- Acueductos

El servicio público del agua del que dispone la comunidad es potable pero limitado ya que únicamente cae agua por pocas horas en la mañana. El servicio es brindado por ANDA.

- Seguridad social

No se dispone en forma permanente de un servicio de vigilancia policial.

- Comunicación

Para efectos de comunicación social la mayoría de las personas dispone de telefonía celular.

4.13. Trámites y servicios para el proyecto

A continuación se presenta una lista requerimientos técnicos y legales necesarios para el proceso de evaluación ambiental, los cuales deben ser presentados por el Titular al MARN estipulados en el acuerdo N° 20 del 10 de febrero de 2014 emitido por el Órgano Ejecutivo en el ramo de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

- Nota de remisión de la documentación ambiental firmada por el Titular del proyecto; en la que se indique el nombre del proyecto y su ubicación.
- Fotocopia del Documento Único de Identidad (DUI) y Número de Identificación Tributaria (NIT) del Titular del Proyecto (Persona Natural, representante legal o apoderado, según corresponda) – Copia certificada por notario.
- Fotocopia certificada por notario de Tarjeta de Residente o pasaporte, si procede.
- Fotocopia certificada por notario del NIT de la persona jurídica, si procede.



- Fotocopia certificada por notario del Testimonio de Escritura de Constitución de la Sociedad o Asociación (Estatutos), cuando sea persona jurídica.
- Fotocopia certificada por notario del Testimonio de Escritura Pública de Modificación al Pacto Social de la Sociedad, cuando fuera el caso.
- Fotocopia certificada por notario del Testimonio de Escritura pública de poder, cuando fuera el caso.
- Fotocopia certificada por notario del documento que demuestre la propiedad o tenencia del Inmueble donde se pretende desarrollar el proyecto, debidamente inscrito en el Centro Nacional de Registro (CNR).
- Documentación legalmente autenticada que autorice al titular a realizar actividades, obras o proyectos, para los casos en que el titular no sea el propietario del sitio.
- Documento privado autorizando a un tercero a un tercero para realizar tramite (cuando fuere el caso).
- Formulario Ambiental en original y copia impresa, debidamente completado con todos sus anexos y copia digital completa en disco compacto.
- Factibilidad de Calificación de lugar emitida por la institución competente.
- Factibilidad de Línea de Construcción, emitida por la institución competente.
- Factibilidad de Drenaje de aguas lluvias; con sus puntos de conexión o descarga a sistemas o cuerpos receptores y las respectivas obras hidráulicas.
- Factibilidad de Revisión Vial y Zonificación, emitida por la institución competente.
- Documentación que respalde la propuesta de acceso vehicular (para los casos de intervención en carreteras Nacionales Primarias o Secundarias.)

- Documento de respaldo de no afectación al patrimonio cultural, emitido por la autoridad competente. En los casos que exista posible afectación a patrimonio cultural.
- Factibilidad de abastecimiento de agua potable emitida por el ente administrador del sistema, sea este ANDA; Municipalidad; ADESCO.
- Autorización del Consejo Municipal que tenga jurisdicción, cuando el abastecimiento previsto para el suministro de agua potable sea a través del aprovechamiento aguas superficiales.
- Documentación que respalde la no afectación a pozos de explotación de ANDA o de otros administradores de sistemas autorizados para la explotación de acuíferos (para los casos en los cuales se proyecte explotación de aguas subterráneas)
- Factibilidad de manejo y disposición de aguas residuales ordinarias emitido por la autoridad competente o en su defecto propuesta de manejo y disposición final.
- Factibilidad de servicio de recolección y disposición final de desechos sólidos (Alcaldía, Empresa Privada, o Asocio público-privado).
- Factibilidad eléctrica y/o propuesta de servidumbre para líneas de alta tensión (para proyectos de gran demanda energética).
- Documento de autorización del propietario del terreno o los terrenos por el establecimiento de servidumbres de paso, línea de transmisión, redes de abastecimiento de agua potable, aguas residuales, entre otros.
- Planos impresos y en formatos digitales a escala elegible (formatos: PDF o .dwg o .kmz o .shp) debidamente georeferenciados con la información ordenada en capas(“layers”), para los siguientes elementos:

- a. Croquis de ubicación (georeferenciados)
- b. Plano que represente la condición existente del terreno a utilizar (sin proyecto), que incluya: curvas de nivel a cada metro o según el detalle que se requiera, estructuras existentes, accidentes naturales presentes en el sitio, vegetación existente, los colindantes, entre otros aspectos relevantes.
- c. Planta de distribución de áreas, equipamiento e infraestructura del proyecto. Tanto para la etapa constructiva (obras provisionales) como para la etapa operativa (proyecto).
- d. Planta y perfiles topográficos (por metro), para las condiciones sin proyecto y con proyecto.
- e. Planta de distribución de pendientes sin proyecto y con proyecto.
- f. Perfiles de cortes y rellenos, con y sin proyecto. Deberán incluir información del proyecto, ubicación de calles, colectores y linderos cuando aplique o se indique.

En los casos específicos en los cuales existan documentos guías, publicarlos por el MARN para facilitar la evaluación ambiental de tipos específicos de proyectos, los titulares deberán tomar en cuenta los requerimientos adicionales que las mismas contemplen.

4.14. Formulario

	<p>MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES DIRECCION GENERAL DE EVALUACION Y CUMPLIMIENTO AMBIENTAL FORMULARIO AMBIENTAL PARA PROYECTOS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA</p>	<p>Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales</p>  <p>GOBIERNO DE EL SALVADOR UNIR, CRECER, INCLUIR</p>
---	---	--

I. INFORMACION DEL TITULAR QUE PROPONE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO

Información del titular que propone la actividad, obra o proyecto, sea persona natural o jurídica, pública o privada. Los documentos legales que deberá anexar a este formulario se describen en anexo 1.

A. DATOS DEL TITULAR COMO PERSONA NATURAL. (Propietario de la actividad, obra o proyecto)

1. Nombre completo: LaGeo S.A de C.V
2. Número de Documento Único de Identidad (DUI):
3. Número de Identificación Tributaria (NIT):
4. Número de tarjeta de residente:
5. Números de teléfonos y/o fax:
6. Correo electrónico:
7. Domicilio principal:
Caserío: _____ Cantón: _____
Calle/Avenida: _____ Numero: _____
Municipio: _____ Departamento: _____
8. Nombre del apoderado (si aplica):
9. DUI apoderado (si aplica):
10. NIT del apoderado (si aplica):

DECLARACION JURADA

Yo _____ en calidad del titular del proyecto, DECLARO BAJO JURAMENTO la veracidad de la información detallada en el presenta y documentación anexa, cumpliendo con los requisitos de la ley exigidos; asimismo, me comprometo a informar al MARN, si cambiare los datos de los medios señalados para recibir comunicaciones y/o notificaciones, de todo lo anterior asumo la responsabilidad que establece el Código Penal para el delito de perjurio y falso testimonio.

Lugar y fecha: _____

Nombre del titular y/o representante legal

Firma del titular y/o representante legal

*La presente no tiene validez, sin nombre y firma del titular (propietario o su representante legal debidamente acreditado)

B. DATOS DEL TITULAR COMO PERSONA JURIDICA: (Propietario, obra o proyecto)

1. Nombre de la Razón Social (Según Escritura Pública de Constitución): LAGEO, S.A. DE C.V

2. Nombre del Representante Legal: Daniel Rodríguez

3. NIT de la empresa: 0614-310798-102-8

4. Números de teléfonos y/o fax:

Teléfono: 22116700

Fax: 22116743

5. Correo electrónico:

6. Domicilio principal:

Caserío:

Cantón:

Calle/Avenida: Km 11 1/2 Carretera al Puerto La Libertad colonia Utila frente a Estación

SHELL

Número:

Municipio: Santa Tecla

Departamento: La Libertad

7. Nombre del apoderado (si aplica): Daniel Rodríguez

II. IDENTIFICACION, UBICACIÓN Y DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO

1. Nombre del proyecto: Planta Fotovoltaica de 1.5 MW en Geotérmica Berlín

2. Ubicación y localización:

Caserío: El Tronador

Cantón: El Zapotillo

Calle/Avenida:

Numero:

Municipio: Alegría

Departamento: Usulután

3. Descripción del proyecto: (agregar hojas adicionales en caso de ser necesario)

4. Georreferencia del proyecto:

– Terreno A

Latitud: 13° 31' 49.36" Norte

Longitud: 88° 30' 44.41" Oeste

– Terreno B

Latitud: 13° 31' 38.22" Norte

Longitud: 88° 30' 43.53" Oeste

5. Monto de inversión: \$5,813,642.30(USD)

6. Estado del proyecto:

Perfil

Prefactibilidad

Factibilidad

Diseño

7. Naturaleza del proyecto:

Nuevo

Ampliación

- Factibilidad
- Diseño
- 8. Fases de ejecución:
 - Construcción
 - Protocolo de pruebas
 - Rehabilitación
 - Cierre y abandono
- 9. Área del terreno = Área del proyecto
 - Terreno A
12,588.38 m²
 - Terreno B
22,424.39 m²
- 10. Tenencia del inmueble:
 - Propiedad
 - Comodato
 - Arrendamiento simple con promesa de venta
 - Arrendamiento simple
 - Documento privado de autorización
 - Escritura de remediación del inmueble
- 11. Derechos de servidumbre: solo para líneas de transmisión/distribución (presentar certificaciones) El proyecto es para líneas de subtransmisión
- 12. Potencia a instalar (KWp): 1.5 MW
Generación de energía eléctrica estimada (MWh/año): 2671.4 MWh/año
- 13. Voltaje de inyección (KV): 46KV

14. Equipo a instalar³²:

Suelo

Techo estructura a construir

Techo existente

15. En caso de instalarse en el suelo, indicar:

Volumen de excavación para montaje: m³

Sistema de montaje en el suelo: m³

16. Necesidad de reubicar personas:

Si

No

Permanente

Transitoria. Cantidad estimada:

17. Destino de energía eléctrica generada:

Inyección a red

Autoconsumo.

Punto de entrega:

Latitud: 13° 31' 34.86'' Norte

Longitud: 88° 30' 43.10'' Oeste

18. Requiere el uso de acumuladores de energía (baterías):

Si

No

³² Para los casos de techo en estructura a construir y techo existente, deberá de presentar las autorizaciones ambientales correspondientes a la construcción de dichas estructuras.

19. Detalle del equipo a instalar:

Equipo	Tipo	Cantidad	Potencia
Módulos fotovoltaicos	Policristalino	6258	240W
Inversores	Sunny Central 500 CP-US 600V	3	500 KVA
Transformadores	Transformador de potencia de aceite de 0.5 MVA, 480/4160V, trifásico, 60 Hz	3	500 KVA
Acumuladores (baterías)	-	-	-
Otros	-	-	-

20. Sistema de seguimiento:

No

Si. Detallar

21. Recurso humano. Detallar el número de personas que se prevé serán requeridas para cada etapa

	Construcción	Operación/funcionamiento	Cierre
Permanente	2	4	-
Temporal	40	-	40

Descripción de la construcción del proyecto

22. Etapas de construcción

Etapa	Descripción	Equipo utilizado
Eliminación de pastizales, arbustos y arboles	Tala completa de árboles aledaños a terreno que pudieran provocar sombra, tala de arbustos y pastizales que se encuentran dentro del terreno	Motosierra, cuñas, hachas, cuerdas, machetes, cumas, equipo de seguridad
Construcción de malla perimetral	Levantamiento de malla ciclón a lo largo de los perímetros de los terrenos	Barra de construcción, piocha, cuchara de albañil, pala de construcción, carretilla, equipo de seguridad
Construcción de oficinas	Excavación de cimentación, levantamiento de muro, colocación de vigas y techo, instalación de sistema eléctrico.	Barra de construcción, piocha, cuchara de albañil, pala de construcción, carretilla, taladro, alicate, herramientas de electricista, equipo de seguridad

Construcción de calles de acceso	Creación de calles de acceso a subcampos (balasto)	Rastra y cabezal, tractor, diesel, lubricantes, material selecto (balasto), camión de volteo, cargador, rodo mixto, motoniveladora, equipo de seguridad
Instalaciones de componentes de planta fotovoltaica	Construcción de cimientos, montaje de paneles en sus respectivos soportes, conexión de componentes	Herramientas de electricista, grúa, contenedores, tuberías de alto impacto, cables (THHN, XLP, kerite, AWG, etc.), soldadores, electrodos, equipo de seguridad, etc.

23. Para el manejo de agua lluvia, indicar el caudal manejado en promedio en el sistema de drenaje³³: 0.819 (m³/s)

24. Descripción del sistema de manejo de agua lluvia a construir: cordón cunetas en calles de acceso y desagüe natural (ver descripción en estudio hidráulico)

25. Consumo de agua para la etapa de construcción (m³/día): 30 m³/día

26. Fuente de abastecimiento de agua:

ANDA

Pozo privado

Río

Manantial

Otro

Nota: En el caso de sistemas de autoabastecidos, debe presentar la carta de no afectación de la ANDA

27. Sistema de manejo de aguas residuales de la etapa de construcción:

Alcantarillado sanitario existente

Fosa séptica

³³ Requerido para instalación de módulos en el suelo, debiendo estar respaldado por un estudio hidrológico e hidráulico

[x]Letrina portátil. Cantidad: 3 (cada letrina con una capacidad promedio de 150 a 200 usos)

28. Desechos sólidos esperados para la etapa de construcción:

Desecho generado	Cantidad	Tipo de desechos	Tratamiento propuesto	Empresa/institución a la que se entregan
Cable	-	Plástico, metal	Residuos generados durante la fase de construcción caracterizados como inertes tendrán como destino un vertedero de residuos inertes que reúna las condiciones necesarias.	Alcaldía Municipal de Alegría
Tubo PVC	-	Plástico, metal		
Escombros	-	Material orgánico, vidrio, metal, plástico		
Acero galvanizado	-	Metal		

Tipo de desechos: Papel/cartón, metal, plástico, material orgánico, vidrio, equipo utilizado en la generación de energía eléctrica dañado.

Tratamiento propuesto: reciclaje interno, entrega a tercero, municipalidad, otro.

Descripción del funcionamiento del proyecto

29. Consumo de agua para la etapa de funcionamiento

Actividad	Cantidad (m ³ /año)
Limpieza de módulos fotovoltaicos	1830
Actividades administrativas	15
Riego	1200
Otro	1000

30. Sistema de tratamiento de aguas residuales de tipo ordinario

Nivel de tratamiento	Tipo de tratamientos utilizados
Primario	-
Secundario	-
Terciario	-

Nota 1: Anexar el detalle del sistema de tratamiento

Nota 2: En caso de sistemas de tratamientos individuales (tanque séptico/sistema de absorción) presentar autorización del Ministerio de Salud para la instalación y funcionamiento de sistemas de

tratamiento individuales de tipo ordinario (conforme a los establecido en Guía técnica sanitaria para la instalación y funcionamiento de sistemas de tratamiento individuales de aguas negras y grises)

31. Caudal de descarga de aguas residuales de tipo ordinario (m³/día):

32. Punto de descarga de aguas residuales de tipo ordinario:

Río

Quebrada

Lago

Océano

Suelo

Alcantarilla

33. Nombre del cuerpo receptor (si aplica): donde disponga la Alcaldía Municipal de Alegría.

34. Desechos sólidos esperados:

Desecho generado	Cantidad (Kg/año)	Tipo de desechos	Tratamiento propuesto	Empresa/institución a la que se entregan
Cable	-	Metal, plástico	Residuos generados durante la fase de funcionamiento tendrán como destino un vertedero de residuos que proponga la alcaldía municipal	Alcaldía Municipal de Alegría
Desechos generados por empleados permanentes en planta	-	Material Orgánico, plástico, etc.		

Tipo de desechos: Papel/cartón, metal, plástico, material orgánico, vidrio, equipo utilizado en la generación de energía eléctrica dañado.

Tratamiento propuesto: reciclaje interno, entrega a tercero, municipalidad, otro.

35. Descripción del área de almacenamiento temporal de los desechos sólidos: Contenedores de desechos ubicados a salida de cada subcampo.

36. Sitio de disposición final de desechos sólidos: donde disponga la Alcaldía Municipal de Alegría. (Vertederos públicos: Los Cañales, Las Quebradas, La Selva, El Rastro, Final calle Oriente y El Mercado)³⁴

III. ASPECTOS DE LOS MEDIOS FISICOS, BIOLOGICOS, SOCIOECONOMICOS Y CULTURALES

37. Pendiente del suelo

Plano a ligeramente inclinado (0-2%)

Ondulado suave (3-4%)

Ondulado (5-12%)

Alomado (13-25%)

Quebrado (25-36%)

Accidentado (36-70%)

Nota: incluir plano topográfico

38. Cobertura vegetal:

Pasto

Arbustos

Árboles

Matorral

Número de arbustos: 87

Número de arbustos/ha: 25 arbustos/ha

Número de árboles con diámetro a la altura del pecho (DAP) mayor a 20 cm: 195

Número de árboles/ha: 56 árboles/ha

Si el proyecto implica tala de árboles o arbusto:

Número de arbustos a talar: 87

Número de árboles a talar: 195

³⁴ Ordenanza sobre la recolección y tratamiento de los desechos sólidos en el municipio de Alegría. (2012)

Presentar plano de ubicación de árboles existentes en el sitio del proyecto e indicar cuáles de estos serán afectados.



39. Uso actual del sitio proyecto:

Habitacional

Comercial

Industrial

Recreativo

Institucional

Agrícola. Especifique: Cultivo de maíz, hortalizas, etc.

Otro

40. Clase de suelo:

I

II

III

- []IV
- []V
- []VI
- []VII

41. Colindantes del proyecto/actividad realizada:

Al norte: pastizales, sembradíos, casas, tuberías de reinyección

Al oeste: Pastizales, árboles y casas, tuberías de reinyección, caminos vecinales

Al sur: árboles y tuberías de reinyección

Al este: plataforma TR1, tuberías de reinyección

42. Cuenca a la que pertenece el proyecto: Quebrada Agua Caliente

43. Descripción climática. Estación meteorológica más cercana del proyecto: Estación Meteorológica de Berlín y Santiago de María

Precipitación anual prom. (mm): para la estación de Berlín es de 1,908 mm/año) y para la estación Santiago de María 1881 mm/año

Temperatura anual prom. (°C): 24.6 °C

44. Profundidad de manto freático: m

45. Indicar y nombrar si la actividad, obra o proyecto tiene cercanía a:

Ríos: San Simón	Distancia:	2240	m
Quebradas: Agua Caliente	Distancia:	1421	m
Lagos:	Distancia:		m
Esteros:	Distancia:		m
Manantiales:	Distancia:		m
Manglar:	Distancia:		m
Aéreas protegidas: Recintos de Mapaches y Aves	Distancia:	67 y 440	m
Lugares turísticos: Laguna de Alegría	Distancia:	4121	m
Zonas de importancia cultural: Iglesia de Alegría	Distancia:	3340	m

Zonas de habitación: Caserío El Tronador

Distancia: 380 m

46. Especificar zona de uso restringido identificadas en el proyecto:

- Radio de distancia a terrenos que bordeen nacimientos de agua o manantiales: m
- Profundidad máxima del cauce de río o quebrada en la ribera próxima al terreno del proyecto: m
- Distancia al terreno más cercano de la más alta crecida en tiempo normal de lagos, lagunas naturales, riberas de embalses artificiales: m
- Altitud del terreno: msnm

47. Amenazas naturales

Amenaza identificada	Grado de amenaza			
	Muy Alta	Alta	Moderada	Baja
Amenaza por deslizamiento*			x	
Amenaza por inundación**				x
Amenaza volcánica***		x		

*Tomar de referencia el mapa de susceptibilidad a deslizamiento del MARN

**Tomar de referencia el mapa de inundaciones del MARN y/o la elaboración de estudio hidrológico de detalle

***Tomar de referencia los mapas de amenaza: volcán de San Salvador, Santa Ana y San Miguel del MARN

IV. IDENTIFICACION Y PRIORIZACION PRELIMINAR DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES Y MEDIDAS AMBIENTALES CORRESPONDIENTES

48. Descripción de medidas ambientales. Debe presentar en anexo, sin limitarse a ellas, las siguientes medidas ambientales.

- Compensación por la tala de arboles
- Compensación por el consumo de agua
- Sistema de manejo de desechos sólidos comunes
- Sistema de manejo de desechos peligrosos

- Sistema de tratamiento de aguas residuales de tipo ordinario
- Sistema de mitigación de emisiones atmosféricas (etapa de construcción)

49. Resumen de medidas ambientales. Debe presentar el consolidado de las medidas ambientales a ejecutarse en el siguiente cuadro, separando las de la etapa de construcción y funcionamiento.

Etapa de construcción

Etapa Ejecución	Actividad del proyecto	Descripción del impacto ambiental generado	Medida ambiental	Descripción de la medida propuesta	Ubicación de la medida ambiental	Monto calculado de la medida ambiental (\$USD)	Momento de su ejecución (días)	Medida de verificación
Preparación del sitio	Chapeo y tala de árboles	Pérdida de cobertura vegetal	Prevención	Talar sólo los árboles de sombra que interfieran con la planta FV	Terrenos seleccionados para el proyecto	350.00	5	Identificar que sólo se talen los árboles que causen sombra sobre conjunto de paneles fotovoltaicos
	Excavación de cimientos (corte y remoción del suelo)	Erosión del suelo, contaminación atmosférica (polvo)	Atenuación	Delimitación de las áreas donde es necesario la excavación y remoción de suelo	Terrenos seleccionados para el proyecto	7500.00	6	Verificar que solo el área necesaria de suelo sea removida
	Levantamiento de malla temporal	Producción de polvo, e impacto en paisaje	Compensación	Reforestación de árboles, arbustos y pastizales en otras zona cercana al caserío	Perímetro de terrenos seleccionados para el proyecto	6500.00	2	Corroborar que se lleve la reforestación en zonas aledañas al proyecto
Construcción	Traslado de maquinaria pesada	Contaminación atmosférica, derramamiento de combustibles y aceites	Prevención	Mantenimiento preventivo de maquinaria de obra	Se guardará la maquinaria	1000.00	3	Verificación que motor esté seco y no haya derrame de combustible ni aceite en el suelo
	Instalación de servicios portátiles	Impacto en paisaje y erosión de suelo	Prevención	Se utilizarán para realizar las necesidades fisiológicas de los trabajadores	Dos servicios portátiles en terrenos seleccionados para el proyecto	1000.00	6	Verificar la instalación de servicios portátiles y el continuo aseo del mismo
	Construcción de malla perimetral	Impacto en paisaje	Prevención	Evitar intrusión de animales y libre circulación de vehículos y	Perímetro del área útil del proyecto	45885.68	3	Supervisión de ingreso de personal al área de construcción

				personal no autorizado.				
	Construcción de calles de acceso interno	Cambio en topología de suelo, modificación de escorrentía	Atenuación	Delimitación de áreas donde es necesaria la construcción de calles de acceso interno	Aprovechamiento de accesos existentes, terrenos seleccionados para el proyecto	6887.05	3	Verificar que solo el área necesaria de suelo sea removida
	Construcción de oficinas	Cambio de uso de suelo	Compensación	Reforestación de árboles, arbustos y pastizales en otras zona cercana al caserío	Área seleccionada para oficinas en terrenos del proyecto	1000.00	2	Seguimiento de la ubicación de fauna protegida
	Montaje de paneles y componentes solares	Cambio en topología de suelo, emigración de aves, aumento de temperatura y contaminación paisajística	Compensación	Retirada de capa vegetal que impacte en campo generador. Reutilización de tierra retirada. Restauración de zonas verdes	Perímetro de terrenos seleccionados para el proyecto	940000.00	60	Verificar que solo el área necesaria de capa vegetal sea retirada. Corroborar que se lleve a cabo la restauración de zonas verdes
	Construcción de líneas primarias y subestación	Cambio en topología de suelo, contaminación paisajística	Atenuación	Delimitación de áreas donde es necesaria la construcción de subestación. Si es posible reusar estructuras de líneas primarias aledañas	Aprovechamiento de áreas existentes, terrenos seleccionados para el proyecto	637534.40	30	Identificar el área que se mas idónea para la construcción de subestación Reutilización de estructuras de línea primaria
Cierre	Desmontaje de equipo de construcción	Generación de polvo, generación de desechos sólidos	Prevención	Identificar lugares de fácil acceso para retiro de desechos	Terrenos seleccionados para el proyecto	-	7	Supervisión de retiro de desechos sólidos
	Traslado de equipo	Generación de polvo, generación de desechos sólidos Derrame de aceite y combustibles	Prevención	Reducción de velocidad en traslado de equipo	Calles y carreteras de la región	-	6	Supervisión de velocidad restringida pactada
	Limpieza de terreno	Generación de material solido	Prevención	Reducción de velocidad en traslado de desechos sólidos. Identificación de lugar para desecho de materiales	Calles y carreteras de la región. Terrenos donde se llevaran desechos	-	15	Supervisión de velocidad restringida pactada Identificación de lugar final de disposición de desechos sólidos
		Atenuación	Apilamiento de desechos sólidos para evitar riegos de materiales que puedan	Terrenos seleccionados para proyecto	-	Supervisión de recolección de desechos sólidos		

				contaminar el ambiente				
			Compensación	Establecer un programa permanente de retiro de desechos sólidos: clasificación de desechos e identificación de empresas responsables para disposición final	Lugar donde se llevaras desechos	1600.00		Comprobación de la realización del programa de retiro de desechos sólidos Identificación de empresa responsable de disposición final de desechos
	Conformación del área intervenida	Generación de polvo	Compensación	Reforestación de árboles y arbustos chapodados en terrenos seleccionados para proyecto	Área seleccionada para llevar a cabo plan de reforestación	2000.00	7	Comprobar que la flora chapodada sea reforestada
	Señalización de la obra	Contaminación paisajística y erosión de suelo	Compensación	Instalación de señales en toda el área del proyecto las cuales tendrán la función de prevenir a usuarios sobre la existencia de peligros y su naturaleza	Terrenos seleccionados para proyecto y zonas aledañas	400.00	3	Verificación de instalación de señalización

Etapa de funcionamiento

Etapa Ejecución	Actividad del proyecto	Descripción del impacto ambiental generado	Medida ambiental	Descripción de la medida propuesta	Ubicación de la medida ambiental	Monto calculado de la medida ambiental (\$USD)	Momento de su ejecución (días)	Medida de verificación
Funcionamiento	Generación y manejo de desechos sólidos	Contaminación paisajística, erosión de suelo, pérdida de cobertura vegetal	Prevención	A efecto de evitar la contaminación del suelo y por desechos sólidos es necesario la construcción de una estructura de almacenamiento de desecho sólidos Poda de árboles que produzcan sombra y perjudiquen la producción del campo generador.	Terreno B	1000.00	4	Clasificación y almacenamiento de desechos en el contenedor. Identificar que sólo se talen los árboles que causen sombra sobre conjunto de paneles fotovoltaicos

	Mantenimiento de áreas verdes		Compensación	Implementación de programa de reforestación continua	Área seleccionada para llevar a cabo plan de reforestación	500.00 por año	Cada año de funcionamiento	Verificación de proyectos de reforestación
--	-------------------------------	--	--------------	--	--	----------------	----------------------------	--

ANEXO. Documentación Legal que deberá presentar el Titular

- a) Carta de Remisión de Formulario Ambiental firmada por el Titular (persona natural o representante legal)
- b) Copia de DUI y NIT de la persona natural o representante legal.
- c) Copia de la Tarjeta de Residente o pasaporte (si aplica).
- d) Copia del NIT de la empresa
- e) Credencial vigente de elección de Junta Directiva o Administrador Único.
- f) Escritura de constitución de la sociedad o asociación (estatutos)
- g) Modificación de escritura de Constitución de la sociedad, cuando fuera el caso.
- h) Documento privado autorizando a un tercero para realizar tramite (cuando fuere el caso)
- i) DUI y NIT del tercero autorizado para realizar tramites
- j) Plano topográfico (claramente colindantes, áreas, todo a escala adecuada)
- k) Plano de perfil de terreno natural con proyección de terrazas
- l) Plano de distribución en planta de componentes del proyecto, incluyendo línea de distribución/transmisión, si aplica (a escala)
- m) Croquis de ubicación (georreferenciado en grados, minutos y segundos, distancia desde los accesos principales)
- n) Cuenta con calificaciones del lugar

SI

NO

Autoridad que se la otorgó:

ANEXOS PARA EL FORMULARIO

MAPA PARA IDENTIFICAR CERCANÍA DEL PROYECTO A LAGOS, LAGUNAS, ZONAS PROTEGIDAS, ETC (PREGUNTA 45)

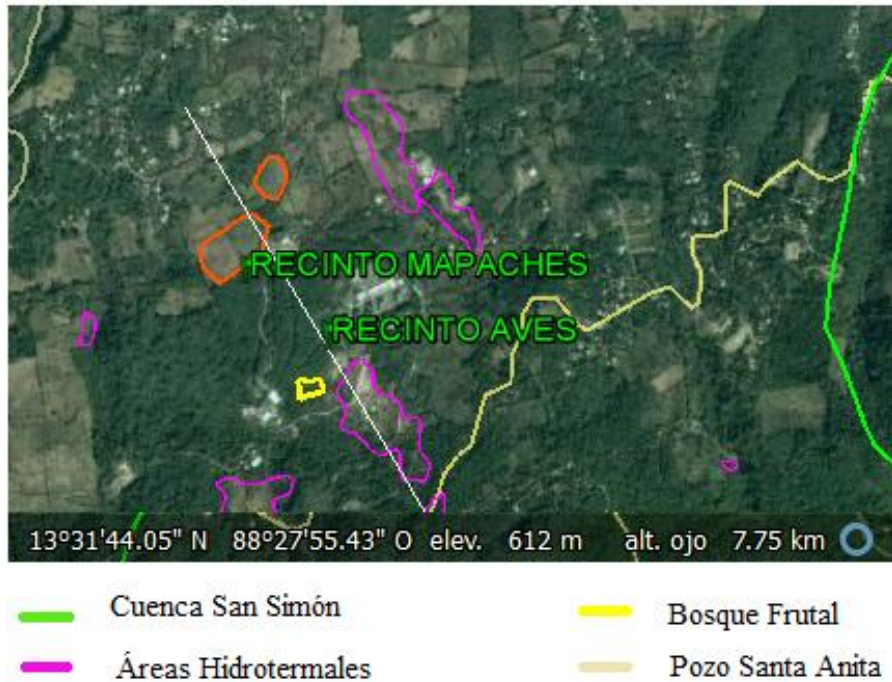


Figura. Mapa de ubicación de zonas naturales protegidas

IDENTIFICACION DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES POTENCIALES

- En la fase de construcción, la erosión de los suelos será mínima ya que solo la parte donde se balastará se realizarán desmontes.
- En la fase de obra se producirá pérdida de árboles, arbustos y pastizales debido a la ejecución de zanjas para la ubicación de conductores, la construcción de oficinas, calles de accesos y la colocación de los paneles solares. Una vez la planta esté en funcionamiento, difícilmente se verá comprometida la vegetación circundante.

- El uso de maquinaria pesada para el transporte de material, construcción de zanjas y preparación del terreno de la instalación producirá una contaminación atmosférica, aunque los casos serán de escasa magnitud por lo que se considera mínima incidencia en las comunidades vegetales y animales.
- Los movimientos de tierra que será necesario realizar para la construcción e instalación de la planta causarían molestias a las escasas especies que habitan la zona.
- Un leve impacto a la atmósfera se generará en la etapa de extracción, transporte de material, siendo el polvo la causante de este impacto.
- El ruido en la etapa de construcción puede provocar un alejamiento y una posible alteración de los procesos de reproducción y cría de determinados animales.
- La demanda de mano de obra puede ser proporcionada a la población activa local dentro del término municipal afectado generando un impacto positivo en la economía familiar.

MEDIDAS AMBIENTALES CORRESPONDIENTES

- Obra generales

En la fase de obras deberán aplicarse una serie de medidas y buenas prácticas organizativas con el objeto de limitar posibles afecciones a la calidad del aire, del suelo y del agua, y minimizar las posibles molestias ocasionales sobre el entorno.

Básicamente pueden considerarse las siguientes:

- Realizar trabajos de mantenimiento preventivo a la maquinaria de obra con objeto de evitar derrames de combustible o aceites.
- Delimitación del ámbito de actuación.
- Se colocarán casetas de aseos estancos, para uso de los trabajadores en obra, realizándose su vaciado periódicamente.

- Aprovechamiento de accesos existentes.
- Mitigar la dispersión de polvo, especialmente en operaciones de carga/descarga, es un ligero riego previo de los materiales, siempre que no dé lugar a la generación de un vertido líquido.
- Medidas de limpieza y seguridad vial tales como limpieza de camiones antes de su incorporación a la carretera y cubrición de la carga para evitar la dispersión del polvo.
- Limpieza y acabado de obra: Una vez finalizada la obra se llevará a cabo una rigurosa campaña de limpieza, debiendo quedar el área de influencia del proyecto totalmente limpia de restos de obras.

– Construcción de muro o malla perimetral

Esta medida consiste en la construcción de una malla a lo largo del perímetro del área útil los terrenos, para que evitar intrusiones y la libre circulación de vehículos o personal no autorizado.

– Plan de reforestación (cierre)

Se contemplan las siguientes medidas correctoras:

- Las zonas verdes intervenidas deben ser restauradas de tal forma que las condiciones sean semejantes o mejores a las existentes antes de ejecutar la obra, respetando el diseño paisajístico. La ejecución de esta medida además de la siembra comprende el mantenimiento de las plantas con el fin de lograr el establecimiento de las especies a sembrar.

– Señalización de conservación de la vida silvestre

Esta medida comprende la instalación de señales verticales en la calle de acceso al proyecto mediante las cuales se brindará información necesaria para concientizar a las personas que transitan

por esa calle acerca de la fauna existente y la necesidad de respetar su presencia en esa zona.

Además se realizarán otras tareas como:

- Señalización de cables con cintas, bandas o tubos de colores vistosos.
- Retirada de los hilos de tierra que situados en un plano superior al de los conductores y más finos que estos, son responsables de la mayoría de los accidentes.
- Si en el corredor a intervenir se encuentran nidos en los árboles a retirar, se deben reubicar los nidos de aves y proceder a su rescate.

– Corrección del impacto atmosférico

Debida principalmente a las partículas sólidas, polvo, gases derivados de las operaciones de excavación y al tráfico de maquinaria pesada. Los máximos niveles de contaminación atmosférica se producirán durante las fases de movimiento de tierras y replanteo de paneles solares y casetas.

Se ha de utilizar maquinaria que se encuentre en correctas condiciones, que realice la combustión liberando niveles de gases nocivos mínimos.

Las medidas protectoras a adoptar, debido a que esta contaminación es debida principalmente a las operaciones de excavación y movimiento de tierras que va a producir una contaminación sónica, ruidos, impactos temporales, además del tránsito de maquinaria pesada serán:

- Reducción de la velocidad de circulación.
- Colocación de silenciadores en las máquinas utilizadas durante la fase de explotación y en los útiles empleados.

– Corrección del impacto sobre el suelo

Se contemplan las siguientes medidas correctoras:

- Reposición de suelos con materiales idénticos a los existentes antes de la obra, manteniendo calidades, espesores, etc.

- Remover inmediatamente, en caso de derrames accidentales de combustible, el suelo y restaurar el área afectada con materiales y procedimientos sencillos.

– Corrección del impacto sobre el paisaje

Debido a la construcción de la planta solar fotovoltaica, se va a producir una perturbación de carácter global en el paisaje que corregiremos con las siguientes medidas:

- Los materiales de hormigón de rechazo, embalajes, así como otros residuos generados durante la fase de construcción caracterizados como inertes tendrán como destino un vertedero de residuos inertes que reúna las condiciones necesarias.
- Medidas protectoras de la vegetación existente.
- El material que sea posible recuperar (papel, cartones, vidrios y otros) se puede colocar contenedores especiales para tal efecto.
- Las tonalidades cromáticas de la construcción deberán estar en concordancia con el paisaje del entorno y las construcciones típicas de la zona, por lo que se pintarán de colores claros paredes y muros.
- Al finalizar los trabajos, los sitios de las obras y sus zonas contiguas deberán entregarse en óptimas condiciones de limpieza y libres de cualquier tipo de material de desecho, garantizando que las condiciones sean mejores o similares a las que se encontraban antes de iniciar las actividades.

– Programa de educación ambiental

La medida consiste en la implementación de un programa de educación ambiental, el cual consiste en formar grupos escolares, líderes comunitarios del Caserío El Tronador, personal de los contratistas de obras civiles, obras mecánicas y eléctricas, con quienes se realizarán talleres

interactivos que incorporen los temas asociados al impacto ambiental debido al desarrollo fotovoltaico

– Señalización vertical vial permanente

Esta medida comprende la instalación de señales verticales en la calle de acceso al proyecto durante la etapa de funcionamiento; las señales verticales, en general, son placas fijadas en postes o estructuras instaladas sobre la vía o adyacentes a ella, que mediante símbolos o leyendas determinadas cumplen la función de prevenir a los usuarios sobre la existencia de peligros y su naturaleza, reglamentar las prohibiciones o restricciones respecto del uso de las vías, así como brindar la información necesaria para guiar a los usuarios de las mismas.

– Manejo integral de desechos y residuos durante el proyecto

La medida se basa en la clasificación de los residuos o desechos en 5 categorías que podrían ser generados por el proyecto: Sólidos domésticos, Industriales no peligrosos, Industriales peligrosos, Agua Residual de Tipo Especial y Agua Residual de Tipo Ordinario.

Las empresas responsables de la disposición final ya han prestado servicios en otros proyectos a LaGeo.

ESTUDIO HIDROLÓGICO

– Generalidades

Es de suma importancia en la planificación de un proyecto, el conocimiento del comportamiento hidrológico del sector donde se ubica, a fin de definir y/o diseñar las obras de conducción de las aguas lluvias que asegure el buen funcionamiento de las mismas. Es importante la obtención de datos pluviométricos y pluviográficos para la determinación de las precipitaciones de la zona en estudio. Razón por la que en el presente documento técnico se tiene por objetivo presentar el

estudio hidrológico para el proyecto el cual se encuentra ubicado en dos terrenos aledaños a la plataforma TR1 (terreno A a 200 m y terreno B a 150 m) perteneciente a Geotérmica de Berlín que está ubicada en el caserío El Tronador, Municipio de Alegría, Departamento de Usulután.

Para el análisis de la escorrentía superficial y cálculo de los caudales de aguas lluvias generadas en el proyecto, se han utilizado los registros de precipitaciones de la estación pluviométrica Santiago de María, que es la más cercana a la ubicación del proyecto.

– Objetivo del estudio

▪ Objetivo general

- ✓ Determinar el caudal de diseño de la escorrentía natural que fluirá sobre el área del proyecto.

▪ Objetivos específicos

- ✓ Delimitar las áreas de drenaje internas del proyecto de acuerdo a la distribución de áreas.
- ✓ Obtener el coeficiente de escorrentía del proyecto según la distribución de áreas y el tipo de superficie.
- ✓ Definir la intensidad de diseño del proyecto a partir de los registros de precipitaciones de la estación pluviométrica de Santiago de María y del tiempo de concentración a considerar.

– Información básica para elaboración del estudio

Para la elaboración del presente estudio se tuvo en consideración las siguientes informaciones:

- ✓ Plano del Levantamiento Topográfico, donde se representa distribución de áreas.
- ✓ Información sobre precipitación acontecida por lo que se han obtenido datos mediante el procesamiento de datos de la Estación Meteorológica de Santiago de María que se

encuentra ubicada en sector oeste de la Ciudad de Santiago de María, del centro de meteorología e Hidrología del MAG, siendo la más confiable y la más cercana al proyecto.

- ✓ Visitas de campo para reconocer el área de estudio y el entorno al proyecto, así como la verificación del uso de suelo y tipo de vegetación.

– Características básicas de la microcuenca

- Topografía

La topografía del terreno se puede definir como un terreno alomado de pendiente media del 15%, las mayores pendientes se encuentran en el centro del terreno.

- Vegetación

En el área de estudio se identificó tanto el estrato arbustivo como el estrato arbóreo, identificadas como matorrales; no existen árboles o especies que se encuentren en peligro de extinción. Entre el estrato arbóreo se encuentra quebracho, ronrón, eucalipto, teca y tempisque; además se debe considerar que es una zona de cultivos permanentes: maíz, café, etc.

- Climatología



ESTACION METEOROLOGICA DE USULUTAN

Perfil Climatológico de Santiago de María (U-6)

La ciudad de Berlín se encuentra ubicada en la cordillera Tecapa-Chinameca en el departamento de Usulután, al pie del cerro Las Palmas y al este del volcán Tecapa.

Berlín está caracterizada por terreno muy accidentado, los suelos son arcillosos y cultivos de café en los alrededores.

La región donde se ubica la estación se zonifica climáticamente según Koppen, Sapper y Laurer como **Sabana Tropical Calurosa o Tierra Templada** (800 -

1200 msnm) la elevación es determinante (1040

Considerando la regionalización climática de Holdridge, la zona de interés se clasifica como **"Bosque húmedo subtropical"** (con biotemperatura y temperatura del aire medio anuales de menos de 24 °C)

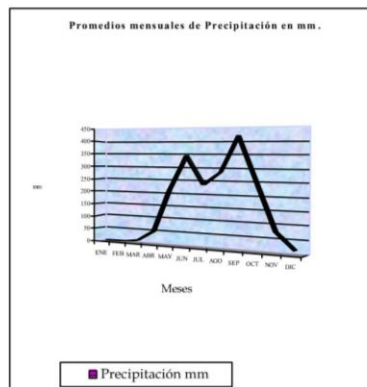
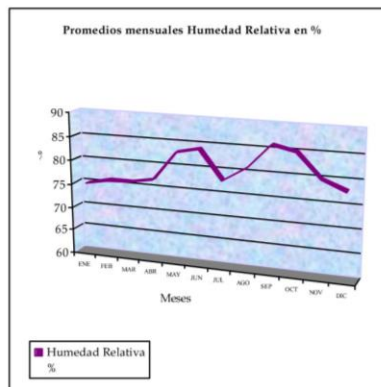
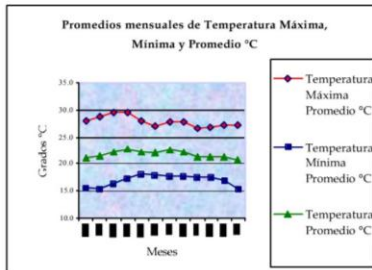
El rumbo de los vientos es predominante del Norte en todo el año. Durante la noche se desarrolla el sistema local nocturno del viento con rumbo desde las montañas y colinas cercanas, la velocidad media es de 10

UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Latitud Norte 13° 29.0'

Longitud Oeste 89° 32.0'

Elevación 1,040 m.s.n.m.



Fuente: SNET/SMN/CIAGRO/AC

– Características geométricas de la microcuenca

Corresponde a la microcuenca formada por el proyecto “Evaluación de la instalación de un generador fotovoltaico para suministro de energía eléctrica a un sistema de reinyección por bombeo ubicado en Central Geotérmica de Berlín”.

Tabla 1. Características de la microcuenca

Descripción	Valores
Área total	3.50 Ha
Altura máxima	590.00 msnm
Altura mínima	530.00 msnm
Longitud máxima del cauce	0.4 km
Pendiente	15.00%

– Cálculos hidrológicos del proyecto

- Definición del Método Hidrológico a utilizar

Uno de los objetivos principales de la hidrología, es determina la cantidad de escorrentía superficial que se va a generar si se produce una precipitación determinada. En el estudio de una cuenca real con datos reales es necesario determinar un método de conversión precipitación – escorrentía (lluvia – caudal), es decir que parte de la precipitación se convierte en escorrentía superficial.

El método hidrometeorológico seleccionado para estimar los caudales pluviales que generan las áreas tributarias definidas para cada punto de control es el método de la formula Racional, la cual asume que la distribución de precipitación es uniforme en toda la microcuenca y por lo tanto el escurrimiento es uniforme.

La expresión de la fórmula es la siguiente:

$$Q = (16.667/1000) CIA$$

donde:

Q = Caudal máximo instantáneo en L/s

C = Coeficiente de escorrentía (adimensional), el cual se seleccionó en función de las características fisiográficas del área de influencia (tamaño, forma, pendiente, elevación, red de drenaje, ubicación general, cobertura vegetal, orientación de canales, tipo de suelo, permeabilidad, estratificación, etc.) por lo que se le asignara coeficiente de escorrentía.

I= Intensidad de lluvia en mm/min

A= Área Tributaria de la microcuenca en metros cuadrados (m²)

Tabla 2. Datos generales de la microcuenca

Área tributaria de la Microcuenca	
Área total	35,012.77 m ²
Altura máxima	590.00 msnm
Altura mínima	530.00 msnm
Longitud máxima del cauce	0.4 km

- Pendiente

Para calcular la pendiente, se considera como una microcuenca toda la parcelación, tomando como base el cauce más largo.

$$S = \frac{590.00 - 530.00}{400.00}$$

$$S = 0.15 * 100$$

$$S = 15.00 \%$$

- Tiempo de concentración

Tiempo de concentración es aquel que tarda una gota de agua en llegar desde el punto más alejado de la Microcuenca hasta el punto donde se calcula el caudal; es decir el punto de interés.

Para calcular el tiempo de concentración de la cuenca se utilizará la fórmula de Kirpich.

$$Tc = \frac{0.003245Lc^{0.77}}{S^{0.385}}$$

donde:

Tc = Tiempo de concentración en minutos (min)

Lc= Longitud del cauce principal en metros (m)

S= Pendiente media de la cuenca

$$Tc = \frac{0.0003245(400)^{0.77}}{(0.15)^{0.385}}$$

$$Tc = \frac{0.03271}{0.48172}$$

$$Tc = 0.06792 \text{ horas} * 60$$

$$Tc = 4.08 \text{ min}$$

Fórmula de Pickerin

$$Tc = (0.871 \times L^3 / H)^{0.385} \times 60$$

donde:

T_c : tiempo de concentración en minutos

L: longitud del cauce más largo en kilómetros

H: diferencia de niveles en metros.

$$T_c = (0.871 \times (L)^3 / H)^{0.385} \times 60$$

$$T_c = (0.871 \times (0.4)^3 / 60)^{0.385} \times 60$$

$$T_c = 4.08 \text{ minutos}$$

Con los dos tiempos de concentración obtenidos tenemos el mismo resultado como tiempo que es $T_c = 4.08$ minutos, se toma el tiempo más próximo que es de 5 minutos.

- Coeficiente de escorrentía

El coeficiente de escorrentía se define como el porcentaje de escorrentía que se maneja de forma superficial por una cuenca hidrográfica, siendo su valor máximo de 1.0, que representa el cien por ciento de área impermeabilizada, aunque no toda la precipitación que cae sobre la cuenca se convierte en escorrentía superficial, ya que existen procesos como la evapotranspiración, retención en malezas y hojas de árboles, infiltraciones hacia el subsuelo, etc.

Por lo que no es recomendable la utilización de un valor de 1.0, puesto que ello implica obras hidráulicas sobredimensionadas, elevando los costos de construcción y mantenimiento.

Para determinar el coeficiente de escorrentía se usa el cuadro según Ven Show, donde se muestran valores de escorrentía en función de la zona a drenar (ver en anexo 6).

Para las condiciones actuales es apropiado seleccionar un coeficiente de escorrentía de **0.4** que corresponde al valor para una zona rural, el tipo de superficie de pastizales, prados, dehesas, para unas pendientes altas que son mayores del 7% considerando un periodo de retorno de cinco años, ya que existe una cobertura netamente vegetal en el terreno.

Para las condiciones futuras, es decir, con la ejecución del proyecto “Evaluación de la factibilidad técnica, económica y ambiental en la instalación de un generador fotovoltaico para suministro de energía eléctrica a un sistema de reinyección por bombeo ubicado en Central Geotérmica de

Berlín”, se estarán cambiando las características actuales y existirán distintas áreas de uso; en estos casos al momento del cálculo del coeficiente de escorrentía se utiliza un coeficiente de escorrentía ponderado el cual es de 0.6 debido a las áreas que serán impermeabilizadas.

- Análisis de precipitaciones: Método Estadístico Gumbel

La duración de intensidades de precipitaciones máximas que utilizaran para el análisis estadístico serán 5, 10, 15, y 20 minutos, utilizando estas duraciones ya que son las que están más cerca de nuestro tiempo de concentración y se seleccionó esa cantidad de duración de cinco para que las curvas de los periodos de retorno producto de la interpolación de las curvas de intensidades quede bien definida.

El periodo de retorno que se utilizará para el análisis será de 5 años esto significa que el caudal de diseño utilizado tiene un margen de seguridad tal que habría que esperar 5 años en promedio para que un fenómeno natural genere dicho caudal, esto es bastante razonable considerando que la mayoría de canalizaciones de pequeña y mediana magnitud se diseñan para un periodo de retorno de 5 a 10 años.

- ✓ Ajuste de intensidades máximas anuales

Consiste en ajustar las intensidades máximas anuales conocidas o registradas utilizando principios estadísticos aplicables a valores extremos como la ley de Gumbel, el procedimiento es el siguiente:

- Se obtiene los valores de los registros de intensidades máximas del sitio de interés o de una estación cercana que se ubique en la misma cuenca.
- Se ordenan los valores de menor a mayor.
- Se calcula su probabilidad de ocurrencia o frecuencia por medio de la fórmula:

$$f = \frac{m}{(n + 1)}$$

donde:

M: posición de datos después que se han ordenado de menor a mayor.

N: número total de datos.

Nota: Se realizará ajuste gráfico en papel Gumbel (en este caso en una plantilla del programa CivilCad) obteniéndose la curva de frecuencia acumulada. De esta curva se toman los datos correspondientes al periodo de retorno que se considerara para el diseño del sistema de aguas lluvias y estos datos se grafican en papel logarítmico.

Ver anexos donde se presentan las precipitaciones máximas anual absolutas para la estación más cercana al proyecto.

El resultado de la interpolación de las curvas IDF es el siguiente para un periodo de retorno de 5 años:

Tabla 3. Valores de Duración – Intensidad.

T = 5 años	
Duración (min)	Intensidad (mm/min)
5	3.25
10	2.61
15	2.21
20	1.93

En los resultados se puede observar que el tiempo de duración mínimo para el cual existen registros históricos en la estación pluviométrica es de 5 min, por lo cual para un tiempo menor a este se podría interpolar la intensidad para un tiempo de concentración dado, por lo que es aceptable la aproximación del dato más cercano 4.08 min a 5 min con esto la intensidad de diseño será **Is = 3.25 mm/min.**

Para el cálculo del caudal generado en la microcuenca, considerando la condición “sin proyecto” se tiene:

$$Q = (16.667/1000) CIA$$

$$Q = (16.667/1000)(0.4)(3.25 \text{ mm/min})(35,012.77 \text{ m}^2)$$

$$Q = 758.62 \text{ Lt/seg}$$

$$\mathbf{Q = 0.76 m^3/seg}$$

Para el cálculo del caudal generado en la microcuenca, considerando la condición “con proyecto” se tiene:

$$Q = (16.667/1000) CIA$$

$$Q = (16.667/1000)(0.6)(3.25 \text{ mm/min})(35,012.77 \text{ m}^2)$$

$$Q = 1,137.94 \text{ Lt/seg}$$

$$\mathbf{Q = 1.14 m^3/seg}$$

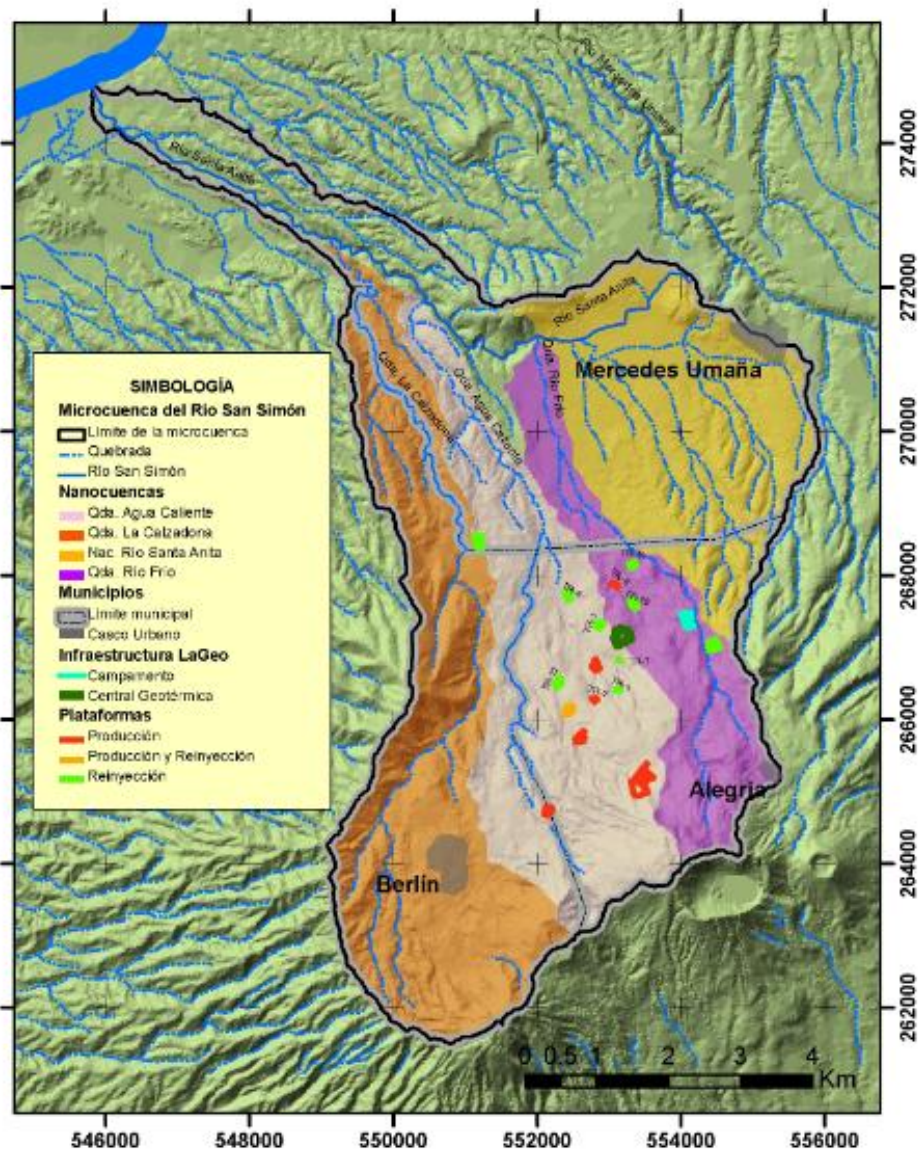
Una vez conociendo los caudales de escorrentía generados en el área de los proyectos bajos las dos condiciones, no se aumentó la escorrentía superficial de manera significativa, además en base al estudio hidrológico se procederá a diseñar las obras hidráulicas que permitirán evacuar las aguas pluviales de manera eficiente.

– Conclusiones y Recomendaciones

- Con los parámetros encontrados se demuestra que la obra que se planea construir está libre de riesgos y es segura para su construcción, conociendo los caudales de escorrentía generados en el área de los proyectos bajos las dos condiciones, no se aumentó la escorrentía superficial de manera significativa, además en base al estudio hidrológico se procederá a diseñar las obras hidráulicas que permitirán evacuar las aguas pluviales de manera eficiente.

ANEXOS PARA ESTUDIO HIDROLÓGICO

ANEXO #1, MICROCUENCAS Y NANOCUENCAS DE MUNICIPIOS DE MERCEDES UMAÑA, BERLÍN Y ALEGRÍA.



ANEXO #2, PERIODOS DE DURACION

m	Frecuencia	Periodo de duración (min)												
	(F) $f = \frac{m}{(n + 1)} * 100$	5	10	15	20	30	45	60	90	120	150	180	240	360
1	3.57	1.78	1.60	1.35	1.19	0.93	0.68	0.51	0.38	0.30	0.22	0.20	0.10	0.03
2	7.14	1.96	1.64	1.41	1.30	0.93	0.71	0.56	0.40	0.31	0.24	0.21	0.14	0.05
3	10.71	2.00	1.65	1.53	1.33	0.96	0.73	0.62	0.41	0.31	0.25	0.21	0.17	0.05
4	14.29	2.02	1.67	1.56	1.34	1.06	0.81	0.63	0.44	0.34	0.29	0.22	0.17	0.08
5	17.86	2.06	1.77	1.62	1.49	1.18	0.86	0.66	0.44	0.37	0.29	0.24	0.18	0.09
6	21.43	2.10	1.96	1.65	1.50	1.21	0.89	0.67	0.45	0.38	0.30	0.25	0.18	0.10
7	25.00	2.44	1.96	1.66	1.54	1.24	0.97	0.67	0.48	0.39	0.31	0.26	0.19	0.10
8	28.57	2.46	1.96	1.75	1.56	1.25	1.00	0.77	0.54	0.41	0.32	0.27	0.20	0.14
9	32.14	2.50	2.00	1.77	1.56	1.26	1.00	0.78	0.54	0.41	0.33	0.27	0.20	0.14
10	35.71	2.52	2.02	1.81	1.56	1.29	1.02	0.78	0.56	0.43	0.33	0.27	0.20	0.16
11	39.29	2.54	2.05	1.81	1.60	1.29	1.05	0.84	0.57	0.44	0.34	0.28	0.21	0.16
12	42.86	2.56	2.06	1.87	1.61	1.30	1.05	0.84	0.59	0.45	0.34	0.31	0.21	0.16
13	46.43	2.58	2.22	1.89	1.62	1.35	1.06	0.84	0.59	0.48	0.37	0.31	0.21	0.18
14	50.00	2.68	2.23	1.93	1.69	1.37	1.07	0.91	0.64	0.50	0.37	0.31	0.23	0.18
15	53.57	2.76	2.27	1.94	1.70	1.39	1.07	0.91	0.66	0.52	0.39	0.33	0.26	0.18
16	57.14	2.76	2.31	1.95	1.72	1.39	1.07	0.92	0.68	0.52	0.42	0.34	0.26	0.18
17	60.71	2.94	2.35	1.96	1.74	1.41	1.08	0.95	0.68	0.54	0.45	0.34	0.28	0.18
18	64.29	3.08	2.36	1.99	1.75	1.42	1.10	0.97	0.68	0.55	0.46	0.35	0.29	0.18

19	67.86	3.28	2.36	2.00	1.79	1.43	1.14	0.98	0.70	0.56	0.47	0.38	0.29	0.20
20	71.43	3.54	2.37	2.04	1.84	1.50	1.19	1.00	0.73	0.58	0.47	0.39	0.30	0.22
21	75.00	3.84	2.54	2.05	1.86	1.50	1.27	1.03	0.74	0.58	0.47	0.39	0.30	0.23
22	78.57	3.88	2.59	2.05	1.88	1.51	1.30	1.07	0.78	0.59	0.47	0.40	0.30	0.24
23	82.14	3.88	2.73	2.15	1.88	1.57	1.36	1.09	0.80	0.64	0.51	0.41	0.31	0.24
24	85.71	3.94	2.74	2.20	1.90	1.58	1.41	1.10	0.84	0.69	0.53	0.48	0.38	0.25
25	89.29	4.00	2.79	2.22	2.01	1.75	1.43	1.12	0.89	0.75	0.62	0.53	0.40	0.25
26	92.86	4.40	3.32	2.61	2.11	1.78	1.45	1.15	0.90	0.75	0.71	0.62	0.52	0.28
27	96.43	5.62	3.52	2.88	2.41	1.86	1.51	1.20	0.93	0.79	0.75	0.70	0.59	0.41

ANEXO #3, INTENSIDAD DE PRECIPITACION



SERVICIO NACIONAL DE ESTUDIOS TERRITORIALES

SERVICIO METEOROLOGICO NACIONAL



CENTRO DE INFORMACION Y AGROMETEOROLOGIA

INTENSIDAD DE PRECIPITACION MAXIMA ANUAL (ABSOLUTA)

En mm/min para diferentes períodos.

INDICE: U-6

ESTACION: SANTIAGO DE MARIA

LATITUD: 13° 26.6'

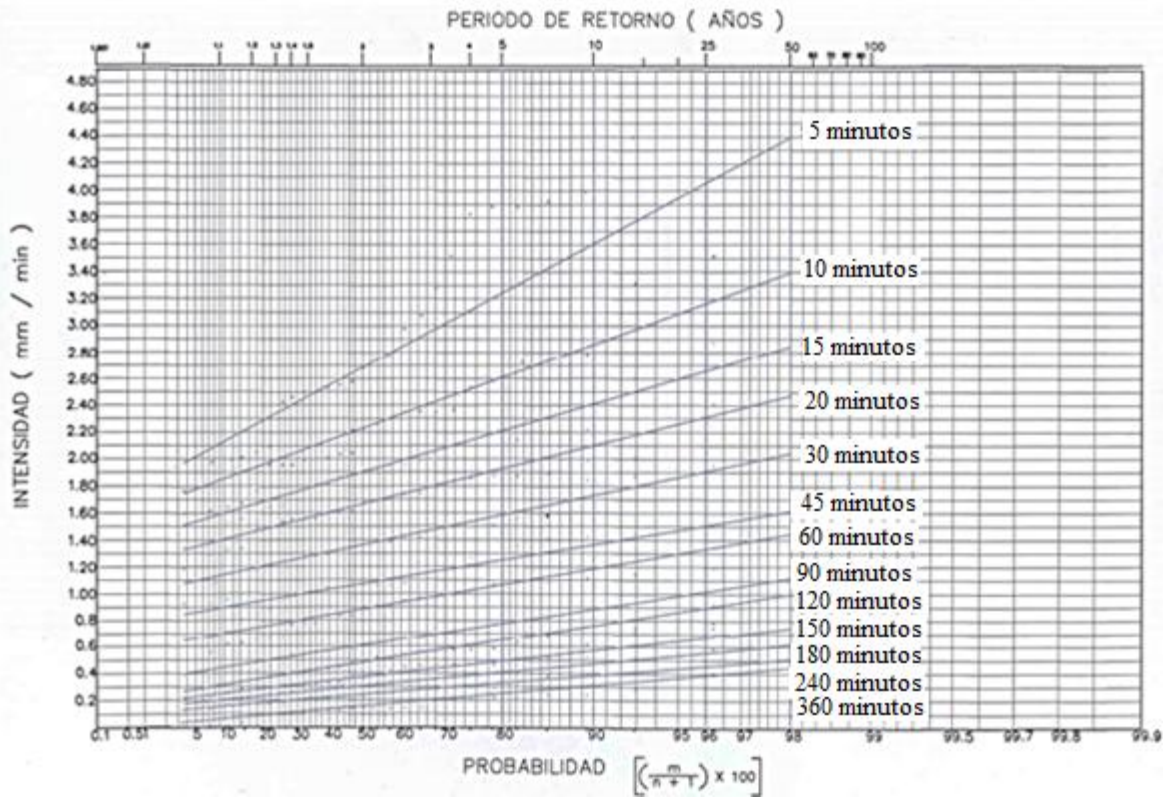
LONGITUD: 88° 28.3'

ELEVACION: 80 msnm

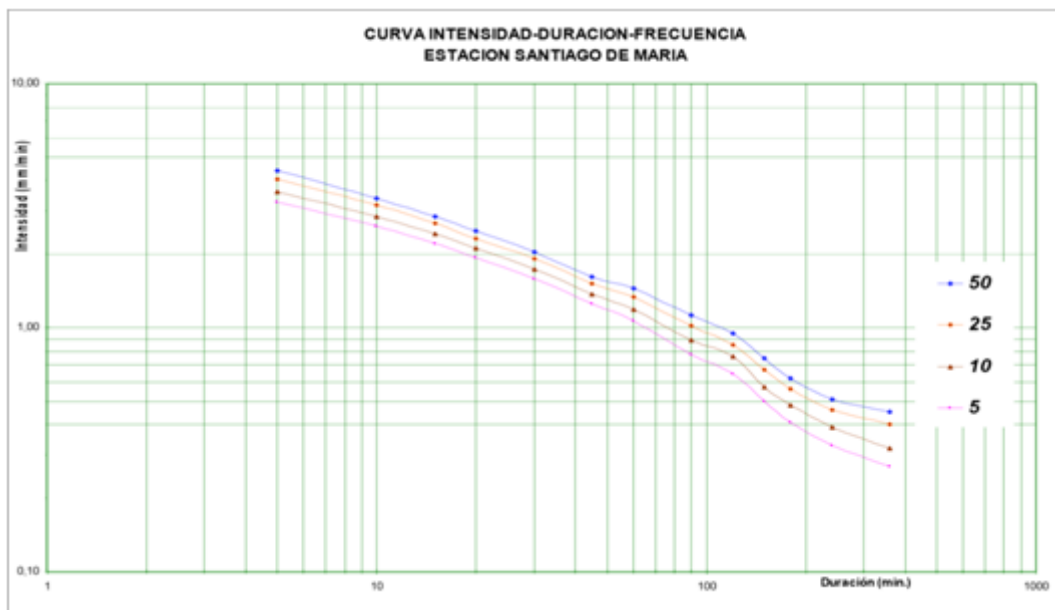
AÑO	Intensidad (mm/min)											
	5	10	15	20	30	45	60	90	120	150	180	240
1957	1.78	1.60	1.35	1.19	0.93	0.68	0.51	0.38	0.30	0.22	0.20	0.10
1958	1.96	1.64	1.41	1.30	0.93	0.71	0.56	0.40	0.31	0.24	0.21	0.14
1959	2.00	1.65	1.53	1.33	0.96	0.73	0.62	0.41	0.31	0.25	0.21	0.17
1960	2.02	1.67	1.56	1.34	1.06	0.81	0.63	0.44	0.34	0.29	0.22	0.17
1961	2.06	1.77	1.62	1.49	1.18	0.86	0.66	0.44	0.37	0.29	0.24	0.18
1962	2.10	1.96	1.65	1.50	1.21	0.89	0.67	0.45	0.38	0.30	0.25	0.18
1963	2.44	1.96	1.66	1.54	1.24	0.97	0.67	0.48	0.39	0.31	0.26	0.19
1964	2.46	1.96	1.75	1.56	1.25	1.00	0.77	0.54	0.41	0.32	0.27	0.20
1965	2.50	2.00	1.77	1.56	1.26	1.00	0.78	0.54	0.41	0.33	0.27	0.20
1966	2.52	2.02	1.81	1.56	1.29	1.02	0.78	0.56	0.43	0.33	0.27	0.20

1967	2.54	2.05	1.81	1.60	1.29	1.05	0.84	0.57	0.44	0.34	0.28	0.21
1968	2.56	2.06	1.87	1.61	1.30	1.05	0.84	0.59	0.45	0.34	0.31	0.21
1969	2.58	2.22	1.89	1.62	1.35	1.06	0.84	0.59	0.48	0.37	0.31	0.21
1970	2.68	2.23	1.93	1.69	1.37	1.07	0.91	0.64	0.50	0.37	0.31	0.23
1971	2.76	2.27	1.94	1.70	1.39	1.07	0.91	0.66	0.52	0.39	0.33	0.26
1972	2.76	2.31	1.95	1.72	1.39	1.07	0.92	0.68	0.52	0.42	0.34	0.26
1973	2.94	2.35	1.96	1.74	1.41	1.08	0.95	0.68	0.54	0.45	0.34	0.28
1974	3.08	2.36	1.99	1.75	1.42	1.10	0.97	0.68	0.55	0.46	0.35	0.29
1975	3.28	2.36	2.00	1.79	1.43	1.14	0.98	0.70	0.56	0.47	0.38	0.29
1976	3.54	2.37	2.04	1.84	1.50	1.19	1.00	0.73	0.58	0.47	0.39	0.30
1977	3.84	2.54	2.05	1.86	1.50	1.27	1.03	0.74	0.58	0.47	0.39	0.30
1978	3.88	2.59	2.05	1.88	1.51	1.30	1.07	0.78	0.59	0.47	0.40	0.30
1979	3.88	2.73	2.15	1.88	1.57	1.36	1.09	0.80	0.64	0.51	0.41	0.31
1980	3.94	2.74	2.20	1.90	1.58	1.41	1.10	0.84	0.69	0.53	0.48	0.38
1981	4.00	2.79	2.22	2.01	1.75	1.43	1.12	0.89	0.75	0.62	0.53	0.40
1982	4.40	3.32	2.61	2.11	1.78	1.45	1.15	0.90	0.75	0.71	0.62	0.52
1983	5.62	3.52	2.88	2.41	1.86	1.51	1.20	0.93	0.79	0.75	0.70	0.59

ANEXO #4, GRAFICO PROBABILISTICO DE GUMBEL



ANEXO #5A, GRAFICA IDF ESTACION SANTIAGO DE MARIA (U-6)



ANEXO #5B, INTERPRETACION DE GRAFICA IDF ESTACION SANTIAGO DE MARIA (U-

6)

DATOS DE INTENSIDAD (MM/MIN) POR AÑO Y POR DURACION DE LLUVIA				
Duración (min)	5 años	10 años	25 años	50 años
5	3.25	3.62	4.07	4.40
10	2.61	2.86	3.17	3.39
15	2.21	2.42	2.67	2.85
20	1.93	2.11	2.32	2.48
30	1.59	1.73	1.91	2.05
45	1.25	1.37	1.51	1.62
60	1.07	1.19	1.34	1.45
90	0.78	0.89	1.02	1.12
120	0.65	0.76	0.90	0.95
150	0.50	0.57	0.67	0.75
180	0.41	0.48	0.56	0.62
240	0.33	0.39	0.46	0.51
360	0.27	0.32	0.40	0.45

ANEXO #6, MAPA DE SUSCEPTIBILIDAD A INUNDACIONES PARA EL DEPARTAMENTODE USULUTAN

Mapa de susceptibilidad a inundaciones para el departamento de Usulután VIGEA



ANEXO #7, TABLA DE COEFICIENTES DE ESCORRENTIA

Tipo de superficie	Periodo de retorno (años)						
	2	5	10	25	50	100	500
Zonas urbanas							
Asfalto	0,73	0,77	0,81	0,86	0,90	0,95	1,00
Cemento, tejados	0,75	0,80	0,83	0,88	0,92	0,97	1,00
Zonas verdes (céspedes, parques, etc.)							
<i>Condición pobre (cobertura vegetal inferior al 50% de la superficie)</i>							
Pendiente baja (0-2%)	0,32	0,34	0,37	0,40	0,44	0,47	0,58
Pendiente media (2-7%)	0,37	0,40	0,43	0,46	0,49	0,53	0,61
Pendiente alta (> 7%)	0,40	0,43	0,45	0,49	0,52	0,55	0,62
<i>Condición media (cobertura vegetal entre el 50% y el 75% del área)</i>							
Pendiente baja (0-2%)	0,25	0,28	0,30	0,34	0,37	0,41	0,53
Pendiente media (2-7%)	0,33	0,36	0,38	0,42	0,45	0,49	0,58
Pendiente alta (> 7%)	0,37	0,40	0,42	0,46	0,49	0,53	0,60
<i>Condición buena (cobertura vegetal superior al 75%)</i>							
Pendiente baja (0-2%)	0,21	0,23	0,25	0,29	0,32	0,36	0,49
Pendiente media (2-7%)	0,29	0,32	0,35	0,39	0,42	0,46	0,56
Pendiente alta (> 7%)	0,34	0,37	0,40	0,44	0,47	0,51	0,58
Zonas rurales							
Campos de cultivo							
Pendiente baja (0-2%)	0,31	0,34	0,36	0,40	0,43	0,47	0,57
Pendiente media (2-7%)	0,35	0,38	0,41	0,44	0,48	0,51	0,60
Pendiente alta (> 7%)	0,39	0,42	0,44	0,48	0,51	0,54	0,61
Pastizales, prados, dehesas							
Pendiente baja (0-2%)	0,25	0,28	0,30	0,34	0,37	0,41	0,53
Pendiente media (2-7%)	0,33	0,36	0,38	0,42	0,45	0,49	0,58
Pendiente alta (> 7%)	0,37	0,40	0,42	0,46	0,49	0,53	0,60
Bosques, montes arbolados							
Pendiente baja (0-2%)	0,22	0,25	0,28	0,31	0,35	0,39	0,48
Pendiente media (2-7%)	0,31	0,34	0,36	0,40	0,43	0,47	0,56
Pendiente alta (> 7%)	0,35	0,39	0,41	0,45	0,48	0,52	0,58

ESTUDIO HIDRÁULICO

El proyecto “Evaluación de la instalación de un generador fotovoltaico para suministro de energía eléctrica a un sistema de reinyección por bombeo ubicado en Central Geotérmica de Berlín” comprende diferentes áreas tanto permeables (área donde será instalada los subcampos solares) como impermeables (área administrativa y calles).

La escorrentía que actualmente fluye sobre el área donde se desarrollará el proyecto tiene un sentido de sur a norte y hacia el nor-poniente en la parte más baja, en dirección hacia las vaguadas cercanas. Con el objeto de encausar la escorrentía superficial sobre el terreno y la que puede ingresar debido a

la topografía existente, se ha proyectado diseñar cordones cunetas en torno a las calles de accesos de manera de evitar estancamiento de aguas pluviales y finalmente se realizará la descargas sobre la parte baja del terreno en donde se podrá evacuar la escorrentía de manera natural.

Como el proyecto del no altera mucho las condiciones naturales de filtración de aguas lluvias en el terreno, la escorrentía natural no se verá afectada significativamente, por lo tanto no se deberá realizar obras de gran magnitud para la evacuación de aguas pluviales.

– Cálculos hidráulicos

Los cálculos de los caudales de diseño sobre el área del proyecto deriva en el uso de cordones cunetas sobre los accesos principales lo suficientemente grandes para que pueda captar la escorrentía que se desea evacuar, sin embargo, y para hacer un uso eficiente de los recursos, se plantea el cálculo de los caudales generados por cada una de las calles que se tendrán dentro del proyecto. Cada calle individual tendrá su descarga sobre vaguadas naturales que conducirán a las aguas pluviales hasta el cuerpo receptor más inmediato.

Para el diseño del cordón cuneta se ha tomado en cuenta hacerlo para cada calle de acceso.

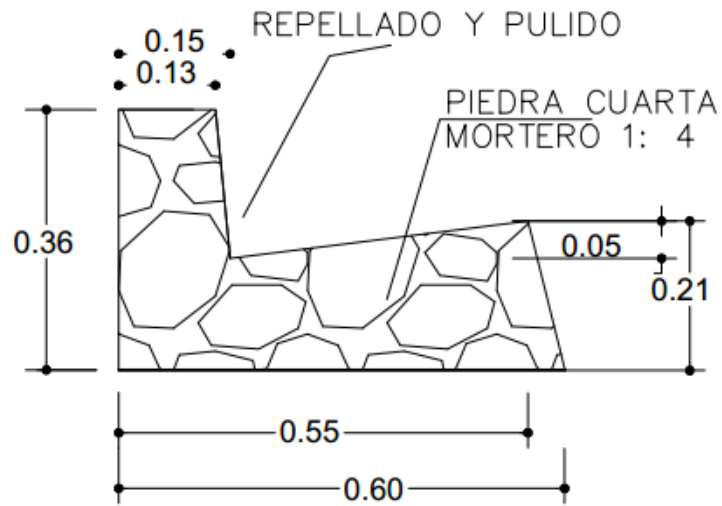
El método a utilizar para la determinación del área de requerimiento o influencia es el siguiente:

Se traza por cada intersección de ejes longitudinales de calles de la zona del proyecto, considerando que cada arteria conforma el área de recogimiento para cada calle. De esta forma el cálculo del área de recogimiento proporciona un balance en la aportación a la escorrentía de las distintas calles, con lo cual se puede prever cualquier modificación en la dirección de escurrimiento de los emplazamientos que contienen los paneles solares en el área a construir.

Tomando las consideraciones anteriores en las variables que intervienen en el diseño de cada elemento del subsistema artificial de drenaje, se determinan con ellas los caudales máximos de escorrentía, comenzando con los segmentos de áreas que se encuentran en la parte más alta del terreno y continuar con el análisis de lo que va ocurriendo aguas abajo, hasta llegar al punto de recogimiento total.

Nombre	Área de recogimiento(m ²)	Caudal esperado (L/s)
CALLE 1	7,373.08	239.63
CALLE 2	11,401.23	370.55
CALLE 3	6,441.31	209.35

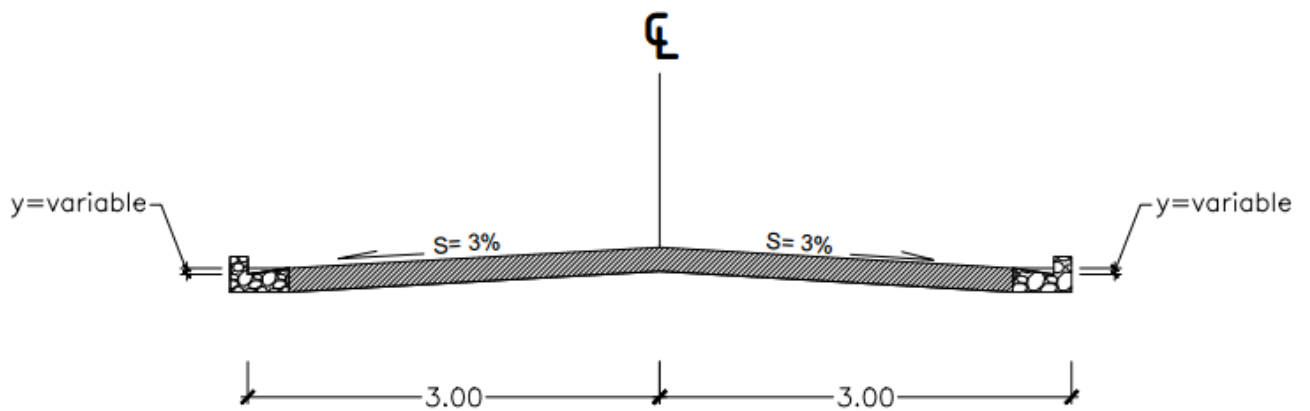
- o Detalle del diseño de cordón cuneta propuesto



Área hidráulica = 0.01 m²

Perímetro mojado = 0.4 m

- o Detalles de sección de calles



- o Cálculo de los caudales de escorrentía por calle

✓ TRAMO: CALLE 1

Se ha tomado un área de aporte hidráulica de 7,373.08 m², para determinar la pendiente se ha considerado los datos de campos obtenidos por el topógrafo y proporcionado por el profesional a cargo del proyecto.

$$\text{ÁREA DE APORTE} = 7,373.08 \text{ m}^2$$

Congruente a lo escrito anteriormente se asumirá una intensidad de lluvia de 3.25 mm/ min (I)

S=Pendiente de tramo a analizar = 1.40 %

L=Longitud de análisis del tramo más crítico= 66.46 m

n=Coefficiente de Maning para pavimento suave= 0.013

MEMORIA DE CÁLCULO:

De la fórmula racional para caudales de escorrentía se sabe que $Q = (16.667/1000) CIA$

Q = caudal m/s

C = coeficiente de escorrentía = 0.60

A = área m²

Área Total de recogimiento = 7,373.08 m²

Área de recogimiento por lado = 3,686.54 m²

Caudal máximo a evacuar por lado = $(3,686.54 \text{ m}^2 \times 3.25 \text{ mm/min} \times 0.6) \times 16.667/1,000 = 119.81$

L/s = 0.11981 m³/s

Revisión de nivel de agua en cordón cuneta

A partir de los caudales que se va a evacuar en cada tramo se procede a calcular los valores del nivel del agua en el cordón cuneta, este valor deberá *ser menor de 15 cm*. Se considera un

S_{sección} = 3 % y S_{tramo} = 1.40 %

Se considera un canal con una sección triangular

Calcular el valor de z

$$y / z = S_{\text{sección}}$$

$$z = y / 0.03 \quad \text{Suponiendo } y = 1$$

$$z = 1 / 0.03 = 33.3333$$

$$A_H = zy^2 = 33.3333y^2$$

$$R_H = 0.5 y$$

De la fórmula de Manning se sabe que:

$$Q = \frac{1}{n} A_H R_H^{2/3} S_{\text{ras}}^{1/2}$$

Dejando la ecuación en términos de y (Altura del nivel de agua en cordón cuneta) se obtiene:

$$Q = \frac{1}{n} (33.3333 y^2) (0.5y^{2/3}) (S_{\text{ras}}^{1/2})$$

Como se desea encontrar el valor de y en la ecuación anterior se tiene que:

$$y = \left(\frac{n Q}{20.998 S_{\text{tramo}}^{1/2}} \right)^{3/8}$$

Para el tramo 1 se tiene que:

$$y = \left(\frac{(0.013) \left(\frac{0.11981 \text{ m}^3}{\text{s}} \right)}{20.998 (0.014)^{1/2}} \right)^{3/8}$$

$$y = 0.0629 \text{ m} = 6.29 \text{ cm}$$

La altura de nivel de agua en el cordón cuneta es de 6.29 cm el cual es menor que 15 cm ya que si sobrepasa ese nivel empezaría a inundar la calle. Por lo que la sección propuesta cumple para evacuar las escorrentías.

- TRAMO: CALLE 2

Se ha tomado un área de aporte hidráulica de 11,401.23 m², para determinar la pendiente se ha considerado los datos de campos obtenidos por el topógrafo y proporcionado por el profesional a cargo del proyecto.

$$\text{AREA DE APORTE} = 11,401.23 \text{ m}^2$$

Congruente a lo escrito anteriormente se asumirá una intensidad de lluvia de 3.25 mm/ min (I)

$$S = \text{Pendiente de tramo a analizar} = 4.18 \%$$

$$L = \text{Longitud de análisis del tramo más crítico} = 187.06 \text{ m}$$

$$n = \text{Coeficiente de Maning para pavimento suave} = 0.013$$

MEMORIA DE CÁLCULO:

De la fórmula racional para caudales de escorrentía se sabe que $Q = (16.667/1000) CIA$

$$Q = \text{caudal m}^3/\text{s}$$

$$C = \text{coeficiente de escorrentía} = 0.60$$

$$A = \text{área m}^2$$

$$\text{Área Total de recogimiento} = 11,401.23 \text{ m}^2$$

$$\text{Área de recogimiento por lado} = 5,700.61 \text{ m}^2$$

$$\text{Caudal máximo a evacuar por lado} = (5,700.61 \text{ m}^2 \times 3.25 \text{ mm/min} \times 0.6) \times 16.667/1,000 = 185.27$$

$$L/s = 0.18527 \text{ m}^3/\text{s}$$

Revisión de nivel de agua en cordón cuneta

A partir de los caudales que se va a evacuar en cada tramo se procede a calcular los valores del nivel del agua en el cordón cuneta, este valor deberá *ser menor de 15 cm*. Se considera un

$$S_{\text{sección}} = 3 \% \text{ y } S_{\text{tramo}} = 4.18 \%$$

Se considera un canal con una sección triangular

Calcular el valor de z

$$y / z = S_{\text{sección}}$$

$$z = y / 0.03 \quad \text{Suponiendo } y = 1$$

$$z = 1 / 0.03 = 33.3333$$

$$A_H = zy^2 = 33.3333y^2$$

$$R_H = 0.5 y$$

De la fórmula de Manning se sabe que:

$$Q = \frac{1}{n} A_H R_H^{2/3} S_{\text{ras}}^{1/2}$$

Dejando la ecuación en términos de y (Altura del nivel de agua en cordón cuneta) se tiene:

$$Q = \frac{1}{n} (33.3333 y^2) (0.5y^{2/3}) (S_{\text{ras}}^{1/2})$$

Como se desea encontrar el valor de y en la ecuación anterior se tiene que:

$$y = \left(\frac{n Q}{20.998 S_{\text{tramo}}^{1/2}} \right)^{3/8}$$

Para el tramo 1 se tiene que:

$$y = \left(\frac{(0.013) \left(\frac{0.18527 \text{ m}^3}{\text{s}} \right)}{20.998 (0.0418)^{1/2}} \right)^{3/8}$$

$$y = 0.0604 \text{ m} = 6.04 \text{ cm}$$

La altura de nivel de agua en el cordón cuneta es de 6.04 cm el cual es menor que 15 cm ya que si sobrepasa ese nivel empezaría a inundar la calle. Por lo que la sección propuesta cumple para evacuar las escorrentías.

- TRAMO: CALLE 3

Se ha tomado un área de aporte hidráulica de 11,401.23 m², para determinar la pendiente se ha considerado los datos de campos obtenidos por el topógrafo y proporcionado por el profesional a cargo del proyecto.

$$\text{AREA DE APORTE} = 6,441.31 \text{ m}^2$$

Congruente a lo escrito anteriormente se asumirá una intensidad de lluvia de 3.25 mm/ min (I)

$$S = \text{Pendiente de tramo a analizar} = 2.94 \%$$

$$L = \text{Longitud de análisis del tramo más crítico} = 151.11 \text{ m}$$

$$n = \text{Coeficiente de Manning para pavimento suave} = 0.013$$

MEMORIA DE CÁLCULO:

De la fórmula racional para caudales de escorrentía se sabe que $Q = (16.667/1000) CIA$

$$Q = \text{caudal m}^3/\text{s}$$

$$C = \text{coeficiente de escorrentía} = 0.60$$

$$A = \text{área m}^2$$

$$\text{Área Total de recogimiento} = 6,441.31 \text{ m}^2$$

$$\text{Área de recogimiento por lado} = 3,220.65 \text{ m}^2$$

$$\text{Caudal máximo a evacuar por lado} = (3,220.65 \text{ m}^2 \times 3.25 \text{ mm/min} \times 0.6) \times 16.667/1,000 = 104.67$$

$$L/s = 0.10467 \text{ m}^3/\text{s}$$

Revisión de nivel de agua en cordón cuneta

A partir de los caudales que se va a evacuar en cada tramo se procede a calcular los valores del nivel del agua en el cordón cuneta, este valor deberá *ser menor de 15 cm*. Se considera un

$$S_{\text{sección}} = 3 \% \text{ y } S_{\text{tramo}} = 2.94 \%$$

Se considera un canal con una sección triangular

Calcular el valor de z

$$y / z = S_{\text{sección}}$$

$$z = y / 0.03 \quad \text{Suponiendo } y = 1$$

$$z = 1 / 0.03 = 33.3333$$

$$A_H = zy^2 = 33.3333y^2$$

$$R_H = 0.5 y$$

De la fórmula de Maning sabemos que:

$$Q = \frac{1}{n} A_H R_H^{2/3} S_{ras}^{1/2}$$

Dejando la ecuación en términos de y (Altura del nivel de agua en cordón cuneta) se tiene:

$$Q = \frac{1}{n} (33.3333 y^2) (0.5y^{2/3}) (S_{ras}^{1/2})$$

Como se desea encontrar el valor de y en la ecuación anterior se tiene que:

$$y = \left(\frac{n Q}{20.998 S_{tramo}^{1/2}} \right)^{3/8}$$

Para el tramo 1 se tiene que:

$$y = \left(\frac{(0.013) \left(\frac{0.10467 m^3}{s} \right)}{20.998 (0.0294)^{1/2}} \right)^{3/8}$$

$$y = 0.0521 m = 5.21 cm$$

La altura de nivel de agua en el cordón cuneta es de 5.21 cm el cual es menor que 15 cm ya que si sobrepasa ese nivel empezaría a inundar la calle. Por lo que la sección propuesta cumple para evacuar las escorrentías.

Tramo	Ubicación	Longitud de tramo (m)	Area de subcampos (m2)	Area de circulacion (m2)	Area TOTAL (m2)	Pendiente (%)	Velocidad (m/s)	Caudal por tramo (L/s)	Caudal a evacuar por lado (L/s)	Altura de nivel de agua en cordon (cm)	Máximo de 15 cm antes de invadir acera
1	Acceso 1	66.46	6,974.32	398.76	7,373.08	1.40	0.78	239.63	119.81	6.29	CUMPLE
2	Acceso 2	187.06	10,278.87	1,122.36	11,401.23	4.18	1.34	370.55	185.27	6.04	CUMPLE
3	Acceso 3	151.11	5,534.65	906.66	6,441.31	2.94	1.13	209.35	104.67	5.21	CUMPLE
TOTAL			22,787.84	2,427.78	25,215.62						

Coefficiente de escorrentia	0.6	
Intensidad de lluvia	3.25	mm/min
Area hidraulica de seccion propuesta	0.01	m ²
Coefficiente de maning para pavimento suave	0.013	
Perimetro hidraulico	0.4	m

– Resultados

- El caudal que fluye por toda el área del proyecto y que es drenado por los cordones cunetas, para un periodo de retorno de 5 años es de aproximadamente 0.819 m³/seg considerando el recogimiento de las calles.
- Las obras proyectadas tienen su vida útil por lo que será necesario proveer un mantenimiento adecuado.

CÁPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- De las curvas obtenidas del análisis de datos de irradiancia de los años 2010, 2011, 2012 y 2013 se obtuvo que la energía diaria promedio global incidente en los cantones cercanos al área de ejecución del proyecto es de 5.37 KWh/m² y la energía global anual incidente da un valor aproximado de 1996.81 KWh/m².
- El tipo de configuración que se instalará para satisfacer las necesidades energéticas de la bomba situada en TR1 será un sistema fotovoltaico conectado a red, ya que la energía producida durante las horas de insolación será canalizada a la red eléctrica y durante las horas de insolación escasa o nula, la carga será alimentada por la red.
- Los emplazamientos presentan un coeficiente de seguridad superior a 1 ($n = 44,882$), demostrándose su seguridad y firmeza.
- La energía producida por la planta fotovoltaica en condiciones reales (temperatura de operación del panel de 55°C y considerando pérdidas) es de 2404.0 MWh, el consumo anual del sistema de reinyección por bombeo es de 5622.3439 MWh, Por lo que, el campo solar no satisface la necesidad de consumo eléctrico del sistema de bombeo y no es factible conectarse de manera aislada al sistema, estableciendo finalmente la conexión del campo generador FV a la red.
- La tarifa designada para los precios de energía de Grandes Demandas, Mediana Tensión con medidor horario y cargo de energía en resto por KWh es de \$ 0.1823. El costo que representa el consumo del sistema de reinyección por bombeo a LaGeo en

todo el año es de \$ 1, 025,057.74. El valor monetario que representa la producción de energía eléctrica del campo generador es de \$ 438,297.28 al año, con esto LaGeo solo cancelaría la cantidad de \$ 586,760.46 anualmente.

- En concepto de potencia, el sistema fotovoltaico cubre el 42.76% de la demanda del sistema de reinyección por bombeo, por lo que, el generador no es factible técnicamente para la autosustentación eléctrica del sistema, proyectando al generador como un sistema de respaldo conectado a red.
- Las componentes solares representan el 56.70% del costo de la inversión inicial mientras que la instalación de estas constituyen el 23.37%. La construcción de línea primaria y subestación representan el 15.17%. Mientras que costos de malla perimetral, terracería, compra de terreno, transporte de componentes, estudios y tareas de restauración ambiental, entre otros solo el 4.76%.
- La VAN y TIR resultante en el escenario 1 (precio de venta de \$ 235.00) fue de \$ 5,386.70 y 8.82% respectivamente. Con este análisis el precio de venta sería atractivo para el ejecutor ya que obtendría una rentabilidad por encima de la exigida percibiendo ingresos pero no podría competir con los precios de mercado de otras fuentes de energía. Mientras que los valores obtenidos en el análisis precio de venta MRS del mercado (VAN de \$ -933,001.245 y TIR de 0.20%); se determina que el proyecto no es rentable, ya que no podría autosostener el financiamiento causando más egresos que ingresos.
- En cuanto a la factibilidad ambiental, el proyecto se categoriza como perteneciente al Grupo B categoría 1, que corresponde a las actividades, obras o proyectos con potencial impacto ambiental leve, determinando la factibilidad ambiental del proyecto.

RECOMENDACIONES

- Disponer de terrenos que presenten mejores condiciones para la instalación del campo generador para disminuir costos de terracería y cableado.
- Para fijación mecánica de emplazamientos se sugiere disminuir la cantidad inicial de patas a 6 en total: dos patas en cada costado y dos al medio.
- Para determinar bien la capacidad promedio de voltaje del panel se deberán realizar pruebas de funcionamiento durante un año y así seleccionar un inversor que este dentro de los rangos de voltaje máximo y mínimo que entregaría el subcampo.
- Se recomienda proyectar al campo FV como un generador que suministre energía eléctrica a la línea de subtransmisión a 46KV de EEO existente (entronque ubicado en TR10) siempre y cuando se aumente la potencia del generador y el terreno.
- Para tener un tiempo de recuperación de inversión inicial bajo, al momento de comprar las componentes fotovoltaicas se deben buscar los equipos que ofrezcan las mejores prestaciones y el precio más bajo. Permitiendo con esto que existan más años de aprovechamiento de las instalaciones FV una vez recuperada la inversión.
- Montar más capacidad de potencia del campo FV para bajar precio de venta de energía generada y así competir en el mercado de generadoras de energía eléctrica.
- La mano de obra para la realización del proyecto puede ser proporcionada a la población activa local dentro del término municipal afectado, generando un impacto positivo en la economía familiar.

BIBLIOGRAFÍA

- Astronomía Solar. Anexo A: Aspectos Básicos de la Radiación. (s.f.).
<http://tdx.cat/bitstream/handle/10803/6839/10Nvm10de17.pdf?sequence=11>
- Batlles Garrido, F. J.(2010) Modulo I: Evaluación de Recursos Energéticos Solares. España.
- Consejo Nacional de Energía. (2012) Resumen de documento Plan Maestro para el desarrollo de la Energía Renovable en El Salvador. (s.f.):
http://www.cne.gob.sv/index.php?option=com_phocadownload&view=category&id=41:pmer&Itemid=63
- De Délas de Mazarredo, F. A. (2009). Instalación fotovoltaica de 100kW de conexión a red en Lorca, Murcia. Tesis para optar al título de ingeniero industrial. Universidad Pontifica Comillas. Murcia.
- Jaramillo Salgado, O. A. (1998). Transporte de energía solar concentrada a través de fibras ópticas: Acoplamiento fibra-concentrador y estudio térmico. Texmico, Morelos. (s.f.) http://www.cie.unam.mx/~ojs/pub/Tesis_Maestria/TESIS_MES.pdf
- UNES. (2009). Hacia la Revolución Energética de El Salvador. (s.f.).
http://unes.org.sv/sites/default/files/documentos/2012/08/hacia_la_revolucion_energetica_en_el_salvador.pdf
- Unidad de Planeación Minero. (2015).
http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/9-Apendice_C.pdf. (Página web)

- LaGeo. Estudio de impacto ambiental de proyecto denominado Unidad Ciclo Binario 2. (2013)
- Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Reglamento Especial para el Manejo Integral de los Desechos Sólidos. (2000)
- Sandia National Laboratories. (1996). Informe SAND96-2797 UC-120
- Renewable Energy Advisors. (2015)
- Manual de SUNNY CENTRAL 500 CP-US 600V. (2014).
- Unidad de Planeación Minero Energetica. (2011)
- Unidad de Transacciones. Boletín Estadístico Segundo Trimestre. (2015)
[http://www.ut.com.sv/c/document_library/get_file?p_l_id=47416&folderId=10266
&name=DLFE-13807.pdf](http://www.ut.com.sv/c/document_library/get_file?p_l_id=47416&folderId=10266&name=DLFE-13807.pdf)
- Estándares para la construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica III. Capítulo VII. Estándar de construcción de líneas aéreas de distribución de energía eléctrica 13.2 KV. (2015)

GLOSARIO

Ampacidad: también conocida como corriente admisible, es la máxima intensidad de corriente que puede circular de manera continua por un conductor eléctrico sin que éste sufra daños. Esta corriente varía según las condiciones en que se encuentre el conductor, su sección, el material de su aislamiento y de la cantidad de conductores agrupados.

Autosustentabilidad: satisfacción de las necesidades presentes sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades.

Albedo: Es la relación entre la intensidad de la luz reflejada y la incidente por parte de un cuerpo celeste que no emite luz propia.

Ángulo de inclinación: es el valor del ángulo que forma la superficie de los paneles solares respecto al plano horizontal.

Ángulo cenital: es el ángulo que forma el eje vertical del aparato a partir del cenit con la dirección observada.

Azimut: es la dirección horizontal sobre la que se encuentra el Sol. Se mide en grados desde el Sur hacia el Oeste en el Hemisferio Norte y desde el Norte hacia el Este en el Hemisferio Sur.

Aislante: aquellos materiales en los que hay muy pocos electrones con libre movimiento.

Anodizado: proceso de oxidación basado en la electrólisis utilizada para incrementar el espesor de la capa natural de óxido en la superficie de piezas metálicas. Esta técnica suele emplearse sobre el aluminio para generar una capa de protección artificial mediante el óxido protector del aluminio, conocido como alúmina.

Constante solar: la radiación solar (flujo o densidad de potencia de la radiación solar) recogida fuera de la atmosfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares.

Curva año tipo: curva estándar o una curva patrón, que no es otra cosa que una referencia para determinar el comportamiento de una muestra incógnita mediante interpolación.

Cortocircuito: defecto de baja impedancia entre dos puntos de potencial diferente y produce arco eléctrico, esfuerzos electrodinámicos y esfuerzos térmicos.

Conductor: son aquellos materiales que ofrecen poca resistencia al movimiento de la carga eléctrica.

Corriente eléctrica: es la rapidez de flujo de carga.

Corriente directa: cuando se conecta un acumulador a un circuito la corriente pasa en forma continua en una dirección.

Corriente alterna: Es aquella corriente que invierte su dirección muchas veces por segundo y en general es senoidal.

Declinación solar: es el ángulo formado por el plano del ecuador y el plano de la órbita terrestre, debido a la inclinación del eje de la tierra.

Diferencia de potencial eléctrico o voltaje: entre dos puntos es el trabajo necesario para que una fuerza externa mueva una carga eléctrica entre los dos puntos.

Equinoccios: son los momentos del año, en los que la duración del día, es igual al de la noche; el equinoccio de otoño ocurre el 21 de septiembre y el de primavera el 21 de marzo, ambos establecen el comienzo de dichas estaciones.

Escarpe: vertiente de roca que corta el terreno. Interrumpe la continuidad del paisaje. La pendiente es mayor a 45°.

Estados financieros pro forma: Los estados financieros pro-forma son estados financieros proyectados. De otra forma dicho son el estado de resultados y balance “presupuestados”,

Para realizar debidamente el estado de resultados y el balance pro forma deben desarrollarse primero los presupuestos, de ahí elaborar el flujo para posteriormente realizar el estado financiero a una fecha determinada futura. Para esto es necesario contar con el detalle de los presupuestos, como ejemplo, presupuesto de ventas, de producción (para obtener el costo) de sueldos directos, gastos indirectos, gastos de administración, entre otros. Después para el flujo de efectivo se parte del presupuesto de caja. Para poder determinar las cuentas de balance.

Factibilidad: disponibilidad de los recursos necesarios para llevar a cabo los objetivos o metas señaladas. Generalmente la factibilidad se determina sobre un proyecto.

Factor K: es la relación que existe entre la irradiancia recibida en una superficie inclinada y la irradiación recibida en una superficie horizontal, este factor puede dar los niveles de pérdida o ganancia que se pueden obtener a lo largo del año con una inclinación determinada en los paneles solares.

Factor de planta: (también llamado factor de capacidad neto o factor de carga) de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

Frecuencia: es una magnitud que mide el número de repeticiones por unidad de tiempo de cualquier fenómeno o suceso periódico.

Fotogeneración: Generación de energía eléctrica por medio de energía solar.

Fotorresistencia: es un componente electrónico cuya resistencia disminuye con el aumento de intensidad de luz incidente.

Generador eléctrico: dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de sus puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica.

Hora solar verdadera: es la hora que marcaría un reloj de sol al que no se le ha aplicado ninguna corrección.

Hermético: Que se cierra de modo que no permite pasar el aire ni los fluidos.

Irradiancia Solar: es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética.

Irradiancia solar directa: es aquella que llega a la superficie colectora directamente del Sol.

Irradiancia solar difusa: es aquella cuya dirección ha sido modificada por diversas circunstancias (densidad atmosférica, partículas u objetos con los que choca, etc.).

Irradiancia global: es la suma de la irradiancia directa y de la irradiancia difusa.

Impedancia: es la oposición al paso de la corriente alterna. A diferencia de la resistencia, la impedancia incluye los efectos de acumulación y eliminación de carga (capacitancia) e/o inducción magnética (inductancia). Este efecto es apreciable al analizar la señal eléctrica implicada en el tiempo.

Neopreno: es la marca comercial para una familia de cauchos sintéticos basadas en el policloropreno (polímero del cloropreno). El neopreno, conocido originalmente como dupreno fue la primera goma sintética producida a escala industrial. Se usa en gran cantidad de entornos, como trajes húmedos de submarinismo, aislamiento eléctrico y correas para ventiladores de automóviles.

Potencia eléctrica: es la rapidez a la que se transforma la energía eléctrica.

Precintado: Colocar un precinto en un objeto o lugar para evitar que sean abiertos antes de tiempo o por una persona indebida.

Reinyección del agua de producción: proceso creado con el fin de redireccionar las aguas de producción hacia las formaciones en las profundidades del subsuelo, es decir, a su punto original. Esto, sumado a que se trata de un sistema cerrado diseñado para evitar filtraciones, previene la contaminación del medio ambiente y promueve la conservación del agua.

Relé: o relevador es un dispositivo electromecánico. Funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de una bobina y un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes.

Solsticios: El día más largo y más corto del año se denominan solsticios y suceden respectivamente el 21 de junio y 21 de diciembre. Igualmente establecen el comienzo de las estaciones de verano e invierno.

Semiconductor: es un elemento que se comporta como un conductor o como un aislante dependiendo de diversos factores, como por ejemplo el campo eléctrico o magnético, la presión, la radiación que le incide, o la temperatura del ambiente en el que se encuentre.

Tedlar: La tela TEDLAR es un material fluoruro de polivinilo (PVF). El contenido de flúor produce una mayor unión química que con polímeros normales, incrementando considerablemente la resistencia y la durabilidad. Así, TEDLAR es resistente a la radiación solar, a los disolventes, a los ácidos, la humedad y la oxidación. Es un material usado para aislar (cerrar) la matriz de celdas fotovoltaicas en la parte posterior del panel. El conjunto (matriz de celdas) es sellado con esta tela, de modo que, por los laterales no pueda entrar ni humedad ni aire y se le monta un marco de aluminio para protegerlo y facilitar su manipulación.

Transistor: es un dispositivo electrónico semiconductor utilizado para producir una señal de salida en respuesta a otra señal de entrada. Cumple funciones de amplificador, oscilador, conmutador o rectificador.

Tiristor: es un componente electrónico constituido por elementos semiconductores que utiliza realimentación interna para producir una conmutación.

ANEXOS

ANEXO 1

“Legislación para SFV en El Salvador.”

La demanda de energía sugieren que las energías renovables tienen cada vez más protagonismo. A tal grado que en la matriz energética de muchos países representan un porcentaje importante. Además existe un interés social creciente debido a la preocupación por preservar el medioambiente, dando un impulso al desarrollo de tecnologías que favorezcan la explotación de energías renovables.

Y bajo ese escenario es de gran importancia contar con un marco legal serio que regule y fomente las actividades dentro de una sociedad moderna. En El Salvador existe a partir de año 2007 la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad, que tiene por objeto promover la realización de inversiones en proyectos a partir del uso de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de los recursos hidráulico, geotérmico, eólico y solar, así como de la biomasa, para la generación de energía eléctrica.

Este marco legal incluye beneficios tales como³⁵:

Exención, durante los primeros diez años, del pago de los Derechos Arancelarios de Importación (DAI) de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre inversión y de inversión en la construcción de las obras

³⁵Ley de Incentivos Fiscales para el Fomento de las Energías Renovables en la Generación de Electricidad.

de las centrales para la generación de energía eléctrica, aplicable a proyectos de hasta 20 MW.

Exención del pago del Impuesto sobre la renta, por un período de cinco años en el caso de los proyectos entre 10 y 20 megavatios (MW), y de diez años en el caso de los proyectos de menos de 10 megavatios (MW); en ambos casos a partir de la entrada en operación comercial del Proyecto, correspondiente al ejercicio fiscal en que obtenga ingresos.

Exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE) en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercado de carbono, obtenidos por los proyectos calificados y beneficiados conforme a la ley y su reglamento.

Deducción del Impuesto sobre la Renta, por un período máximo de diez años, de todos los gastos o costos indispensables para la investigación, exploración y preparación de proyectos generadores de energía eléctrica con base en fuentes renovables de energía, así como proyectos de reinyección total del recurso geotérmico, todo ello para el caso de proyectos de más de 20 megavatios (MW).

Deducción de créditos fiscales contenidos en el Art. 65 de la ley de impuesto a la transferencia de bienes muebles y a la prestación de servicios, respecto de las labores de pre inversión y de inversión en la construcción de las obras necesarias e integrantes del proceso de generación de energía eléctrica.

En el mes de marzo de dos mil nueve, fue emitido el reglamento de la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad, el cual establece los lineamientos generales para el trámite de la certificación de los proyectos que estén interesados en obtener los beneficios de la referida ley.

En noviembre de dos mil once, la SIGET, en el acuerdo No. 584-E-2011 y por medio de la Gerencia de Electricidad y la Unidad de Asesoría Jurídica elaboró el documento de consulta de la normativa técnica para caracterizar los proyectos que aprovechan las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica, que tiene por objeto establecer las especificaciones técnicas de caracterización de los proyectos que aprovechan las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica, para gozar de los beneficios e incentivos fiscales, de conformidad con la ley de incentivos fiscales para el fomento de las energías Renovables en la generación de electricidad³⁶.

Finalmente en abril del 2012 se emite el Decreto Ejecutivo No. 80 (Reforma al Reglamento de la Ley General de Electricidad) que establece que:

Las centrales de generación de fuentes renovables de energía no convencional, tales como biomasa, eólica, solar y otra, tienen prioridad de despacho, para cuyos efectos se les considera con costos variables de operación igual a cero, salvo la excepción que para su efecto se establezca en el reglamento de operación del sistema de transmisión del mercado mayorista basado en costos de producción.³⁷

Y para esa misma fecha se emite el Decreto Ejecutivo No. 81 (Reforma Aplicable a las actividades de Comercialización de energía Eléctrica) que establece que:

En caso que un generador de fuentes renovables de hasta 20MW utilice la red de distribución para vender energía en cualquier punto de la red de bajo voltaje a nivel

³⁶Acuerdo No. 584-E-2011—Normativa Técnica para Caracterizar los Proyectos que Aprovechan las Fuentes Renovables en la Generación de Energía Eléctrica

³⁷ Decreto Ejecutivo No. 80 —Reforma al Reglamento de la Ley General de Electricidad

nacional, no pagará los cargos por el uso de la red de distribución, ni las pérdidas de energías asociadas³⁸.

³⁸ Decreto Ejecutivo No. 81 —Reforma Aplicable a las actividades de Comercialización de energía Eléctrica

**“Información general y especificaciones técnicas del piranómetro KIPP&ZONEN
CM-11”**

Un piranómetro CM-11, es modelo de piranómetro de KIPP&ZONEN clasificado por la OMM como de segunda clase.

El elemento sensible de este piranómetro es un disco cerámico (Al_2O_3) pintado de negro. La termopila está formada por 100 termopares, y está protegida del exterior por dos cúpulas de vidrio de 30 y 50 mm de diámetro, respectivamente que le proporcionan una excelente estabilidad frente a las variaciones de temperatura. La doble cúpula de cristal suprime más del 1.6% de la radiación incidente sobre el aparato. Esta disminución en la energía transmitida se puede compensar en la calibración del instrumento, de forma que, para el uso normal los errores derivados de la imperfecta transmisión del cristal pueden ser despreciados. La termopila está dotada de un circuito compensador de temperatura. La tabla 10.1 muestra las características técnicas del piranómetro CM-11.

Tabla A2-1. Características técnicas del instrumento

Modelo	CM-11
Tipo de sensor	Termoeléctrico
Rango Espectral	$(0.305 - 2.8)\mu m$
Sensibilidad	$(4 - 6)\mu V / m^2 / W$
Resistencia	$(700 - 1500)\Omega$
Tiempo de respuesta	$< 5s(99\%)$
Error de temperatura	$\pm 1\%(-10 a + 40)^\circ C$
No linealidad	$\pm 4\%$
Respuesta coseno	$< \pm 3\% a 10^\circ$
Resolución	$1 W / m^2$
Dimensiones	92 mm; φ 150 mm
Masa	830 g

ANEXO 3

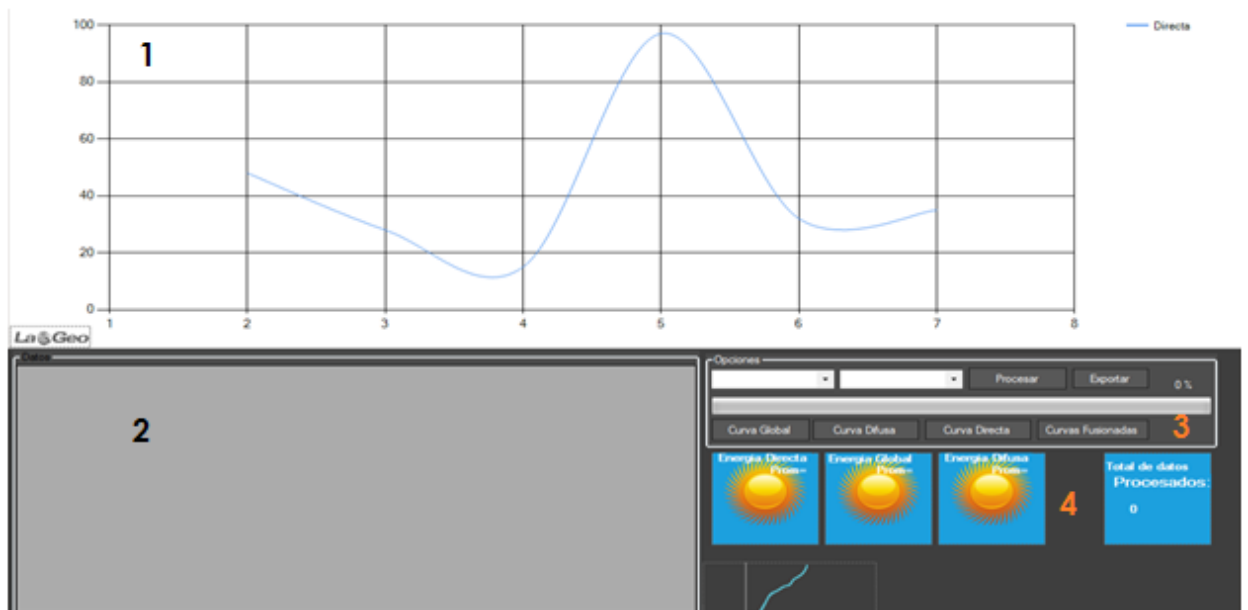
“Manual de sistema del programa Evaluación del recurso solar TR11”

El presente manual de sistema tiene como propósito explicar el funcionamiento del Programa de Evaluación de Recurso Solar TR11.

El programa tiene como finalidad presentar las curvas y la energía promedios de irradiancia global, difusa y directa incidentes del lugar en estudio (el cual ha sido especificado dentro de la codificación del programa).

Este documento contiene una descripción detallada de la pantalla de ejecución del programa, donde se explica la codificación y función de cada segmento. Esto facilitará la comprensión y utilización de la aplicación.

➤ Módulo de presentación



Dentro de este módulo el usuario interactúa con el sistema, el cual a su vez se divide en cuatro segmentos:

- El segmento 1 muestra la gráfica de datos procesados, donde en el eje horizontal se ubican el valor de la HSV y en el eje vertical los valores de irradiancia resultante (la escala varía según los valores de irradiancia).
 - En el segmento 2 aparece la tabla de datos que se serán graficados por el programa.
 - Dentro del segmento 3 se encuentran las diversas opciones para definir las variables que el programa graficará y presentará.
 - En el segmento 4 se publican los valores totales promedios de energía seccionados por global, difusa y directa; tanto como el total de valores procesados para poder llegar a estos promedios.
- Descripción de códigos por segmento
- Sección de Grafica.

En esta sección la programación es meramente de carácter visual.

Descripción

- Letras verdes: comentarios que el programador utiliza dentro del código.
- Letras azules: palabras reservadas de Visual Basic.
- Letras negras: código que no es una palabra reservada.

```
'En este evento cuando el cursor del mouse entra en el objeto cambia el tipo de
grafica
Private Sub Chart1_MouseEnter(ByVal sender As Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Chart1.MouseEnter
'Recorre cada grafica dentro de nuestro objeto para cambiarle el tipo de
grafica
For Each s As Series In Chart1.Series
If s.IsVisibleInLegend = True Then
s.ChartType = SeriesChartType.SplineArea
End If
Next
End Sub
'En este evento cuando el cursor del mouse deja el objeto cambia el tipo de
grafica
Private Sub Chart1_MouseLeave(ByVal sender As Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Chart1.MouseLeave
'Recorre cada grafica dentro de nuestro objeto para cambiarle el tipo de
grafica
```

```

For Each s As Series In Chart1.Series
    If s.IsVisibleInLegend = True Then
        s.ChartType = SeriesChartType.Spline
    End If
Next
End Sub

```

– Sección de datos

En esta sección no se ha programado nada. Los datos se obtienen una vez que el programa termina de procesar los datos con el siguiente comando.

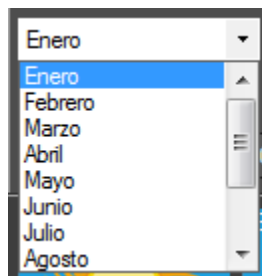
```

'Llenamos el objeto llamado DataGridView
Me.DataGridView1.DataSource = ds1.Tables("Promedio")
'Refrescamos el objeto llamado DataGridView para que se muestren los cambios realizados
Me.DataGridView1.Refresh()

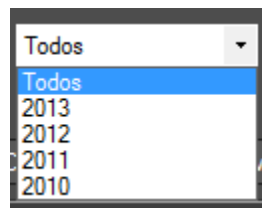
```

– Sección de opciones

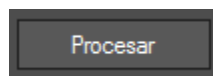
- *Control de meses.* En este control se selecciona el mes a procesar.



- *Control de años.* Control donde se delimita el año/s a procesar.



- *Botón de procesar.* Una vez delimitados los parámetros que se desean evaluar se da clic en este botón para iniciar el proceso del programa



```

Private Sub Button1_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button1.Click

    Dim enteroMes As Integer = intOfMoth(Me.ComboBox1.Text)
    Dim numeroDeDiasDeMes As Integer() = {0, 31, 28, 31, 30, 31, 30, 31, 31, 30,
31, 30, 31}
    Dim strAnoSql As String = sqlStringAnio(Me.ComboBox2.Text)

    Me.Button1.Enabled = False
    Me.ProgressBar1.Visible = True
    Me.ProgressBar1.Value = 100
    Me.ProgressBar1.Style = ProgressBarStyle.Marquee
    Me.ProgressBar1.Refresh()
    Me.Label1.Visible = True

    Dim c1 As Decimal = 6.09252224
    Dim pi As Decimal = Math.PI
    Dim constanteGlobalHorizontal As Decimal = 0.00851
    Dim constanteDifusaHorizontal As Decimal = 0.00897
    Dim Deg As Decimal = Math.PI / 180
    Dim latitudGeografica As Decimal = 16.536
    Dim borrador As New ArrayList
    Dim Declinacion As Decimal = 0
    Dim AnguloDiario As Decimal = 0
    Dim AnguloHorarioOrtoOcaso As Decimal = 0.0
    Dim negativo As Decimal = 0
    Dim positivo As Decimal = 0
    Dim DiaDelAño As New System.DateTime(2011, enteroMes, 15, 0, 0, 0)
    AnguloDiario = ((2 * pi) / 365) * (DiaDelAño.DayOfYear - 1)
    Declinacion = (0.006918 - 0.399912 * Cos(AnguloDiario) + 0.070257 *
Sin(AnguloDiario) - 0.006758 * Cos(2 * AnguloDiario) + 0.000907 * Sin(2 *
AnguloDiario) - 0.002697 * Cos(3 * AnguloDiario) + 0.00148 * Sin(3 * AnguloDiario))
* (180 / pi)

    AnguloHorarioOrtoOcaso = Acos((-Tan(latitudGeografica * Deg) *
Tan(Declinacion * Deg))) * (180 / pi)
    If AnguloHorarioOrtoOcaso >= 0 Then
        positivo = AnguloHorarioOrtoOcaso
        negativo = -1 * AnguloHorarioOrtoOcaso
    Else
        negativo = Val(AnguloHorarioOrtoOcaso)
        positivo = Val(-1 * AnguloHorarioOrtoOcaso)
    End If

    Dim stringWhere As String = "WHERE(Month(Datos.[Fecha]) = " & enteroMes & "
and Datos.[IdCentral]=2 " & strAnoSql & ")"
    If enteroMes = 2 Then
        stringWhere = "WHERE(Datos.[IdCentral]=2 and Month(Datos.[Fecha]) = " &
enteroMes & " " & strAnoSql & " and Day(Datos.[Fecha]) between 1 and 28)"
    End If
    Dim dato2 As Double = 0.00806
    Dim cambiaConstante As New System.DateTime(2009, 7, 16, 14, 20, 0)
    Dim cambiaConstante2 As New System.DateTime(2009, 12, 31, 23, 59, 59)
    Dim query As String = "SELECT second(Datos.[Fecha]) AS segundos,
minute(Datos.[Fecha]) AS minuto, Hour(Datos.[Fecha]) AS Hora, Day(Datos.[Fecha]) AS
Dia, Month(Datos.[Fecha]) AS Mes, AVG( Datos.[Dato]) AS IND, Year(Datos.[Fecha]) AS

```

```
Ano, AVG(Datos.[Dato2]) as Difusa, 0 as Directa FROM(Datos) " & stringWhere & "
GROUP BY Datos.[Fecha];"
```

```
Dim ds As New DataSet

cnn.Open()
Dim cmd As New OleDbCommand(query, cnn)
Dim da As New OleDbDataAdapter(cmd)
da.Fill(ds)
cnn.Close()
If Me.ProgressBar1.Style = ProgressBarStyle.Marquee Then
    Me.ProgressBar1.Style = ProgressBarStyle.Continuous
    Me.ProgressBar1.Value = 0
End If
If ds.Tables(0).Rows.Count <= 0 Then
    MsgBox("No hay datos de ese mes para procesar")
    Exit Sub
End If
Dim prom1 As Double = 0
Dim x As Integer
Dim myRow As DataRow
x = Int(ds.Tables(0).Rows.Count)
Dim j As Integer = 0
Dim HSV(x - 1) As System.DateTime
Dim IrradianciaDirecta(x - 1) As Decimal
Dim ano, dia, mes As Integer
Dim lop As Long

Dim coun As Long = Int(ds.Tables(0).Rows.Count - 1)
For Each myRow In ds.Tables(0).Rows
    Dim HC As New System.DateTime(Int(myRow.Item(6)), Int(myRow.Item(4)),
Int(myRow.Item(3)), Int(myRow.Item(2)), Int(myRow.Item(1)), Int(myRow.Item(0)))
    Dim HC2 As New System.DateTime(2011, Int(myRow.Item(4)),
Int(myRow.Item(3)), Int(myRow.Item(2)), Int(myRow.Item(1)), Int(myRow.Item(0)))

    Dim dn As Integer = HC2.DayOfYear
    Dim Et, horaMinuto, horaSegundo, horaTotal, EtplusC1, horaEtplusC1,
subHSV, getDecimalesM, minutosDecimales, getDecimalesS, segundosDecimales As Decimal
    Dim hHSV, mHSV, sHSV As Integer
    horaMinuto = Minute(HC) / 60
    horaSegundo = Second(HC) / 3600
    horaTotal = horaMinuto + horaSegundo + Hour(HC)
    Et = (0.000075 + (0.001868 * Cos(dn)) + (0.032077 * Sin(dn)) - (0.014615
* Cos(dn * 2)) - (0.04089 * Sin(dn * 2))) * 229.18
    EtplusC1 = Et + c1
    horaEtplusC1 = EtplusC1 / 60
    subHSV = horaTotal + horaEtplusC1
    hHSV = Int(subHSV)
    getDecimalesM = subHSV - hHSV
    minutosDecimales = getDecimalesM * 60
    mHSV = Int(minutosDecimales)
    getDecimalesS = minutosDecimales - mHSV
    segundosDecimales = getDecimalesS * 60
    sHSV = Convert.ToInt32(segundosDecimales)
    mes = HC.Month
    dia = HC.Day
    ano = HC.Year
    If sHSV >= 60 Then
```

```

        sHSV = sHSV - 60

        mHSV = mHSV + 1
    End If
    If mHSV >= 60 Then
        mHSV = mHSV - 60
        hHSV = hHSV + 1
    End If

    If hHSV >= 24 Then
        hHSV = hHSV - 24
        If dia < numeroDeDiasDeMes(enteroMes) Then
            dia = HC.Day + 1
        Else
            If mes = 12 Then
                mes = 1
                dia = 1
                ano = HC.Year + 1
            Else
                mes = HC.Month + 1
                dia = 1
            End If
        End If
    ElseIf hHSV < 0 Then
        hHSV = hHSV + 24

        If dia = 1 Then
            If mes = 1 Then
                mes = 12
                ano = HC.Year - 1
                dia = numeroDeDiasDeMes(12)
            Else
                mes = HC.Month - 1
                dia = numeroDeDiasDeMes(enteroMes - 1)
            End If
        Else
            dia = HC.Day - 1
        End If
    End If
    Me.Label3.Text = j.ToString
    HSV(j) = New DateTime(Int(ano), Int(mes), Int(dia), Int(hHSV),
Int(mHSV), Int(sHSV))
    If myRow.Item(7) Is DBNull.Value Then
        If HC >= cambiaConstante And HC <= cambiaConstante2 Then
            dato2 = 0.00825
        ElseIf HC < cambiaConstante Then
            dato2 = 0.00806
        End If
        IrradianciaDirecta(j) = Val(myRow.Item(5)) / dato2

    Else

        AnguloDiario = Math.Round(((2 * pi) / 365) * (dn - 1), 9)
        Declinacion = (0.006918 - 0.399912 * Cos(AnguloDiario) + 0.070257 *
Sin(AnguloDiario) - 0.006758 * Cos(2 * AnguloDiario) + 0.000907 * Sin(2 *
AnguloDiario) - 0.002697 * Cos(3 * AnguloDiario) + 0.00148 * Sin(3 * AnguloDiario))
        * (180 / pi)

```

```

        Dim w As New Decimal
        w = (subHSV - 12) * 15
        Dim cosTetaZ As Decimal = 0
        cosTetaZ = (Sin(Declinacion * pi / 180) * Sin(latitudGeografica * pi
/ 180)) + (Cos(Declinacion * pi / 180) * Cos(latitudGeografica * pi / 180) * Cos(w *
pi / 180))
        IrradianciaDirecta(j) = ((Val(myRow.Item(5)) /
constanteGlobalHorizontal) - (Val(myRow.Item(7)) / constanteDifusaHorizontal)) /
cosTetaZ

    End If
    If IrradianciaDirecta(j) < 10 Then
        IrradianciaDirecta(j) = 0
    ElseIf IrradianciaDirecta(j) > 1020 Then
        borrador.Add(j)
    Else
    End If

    myRow.Item(0) = Second(HSV(j))
    myRow.Item(1) = Minute(HSV(j))
    myRow.Item(2) = Hour(HSV(j))
    myRow.Item(3) = Day(HSV(j))
    myRow.Item(4) = Month(HSV(j))
    myRow.Item(5) = (Val(myRow.Item(5)) / constanteGlobalHorizontal)
    myRow.Item(6) = Year(HSV(j))
    myRow.Item(7) = (Val(myRow.Item(7)) / constanteDifusaHorizontal)
    myRow.Item(8) = Val(IrradianciaDirecta(j))
    lop = barradeprogreso(lop, coun)
    j = j + 1
Next
For i As Integer = 0 To borrador.Count - 1
    ds.Tables(0).Rows(Convert.ToInt32(borrador(i))).Delete()
    ds.Tables(0).Rows(Convert.ToInt32(borrador(i))).AcceptChanges()
    For ga As Integer = 0 To borrador.Count - 1
        borrador(ga) = borrador(ga) - 1
    Next
Next
'Creamos un nuevo Data Set "ds1" para promediar
Dim ds1 As New DataSet
Dim dt As New DataTable("Promedio")
ds1.Tables.Add(dt)
Dim dc1 As New DataColumn("Hora")
Dim dc2 As New DataColumn("Minuto")
Dim dc3 As New DataColumn("ValorDirecta")
Dim dc4 As New DataColumn("Cuenta")
Dim dc5 As New DataColumn("ValorGlobal")
Dim dc6 As New DataColumn("ValorDifusa")
dt.Columns.Add(dc1)
dt.Columns.Add(dc2)
dt.Columns.Add(dc3)

dt.Columns.Add(dc5)
dt.Columns.Add(dc6)
dt.Columns.Add(dc4)

'igualamos los datos de mi tabla de acces ya convertidos a una variable
Dim tabla = ds.Tables(0).AsEnumerable

```

```

    Dim resul = From elemento In tabla Group elemento By LinQHora = elemento(2),
linQMinuto = elemento(1)
        Into Group Select linQMinuto, linQAVGDirecta =
Group.Average(Function(elemento) Convert.ToDecimal(elemento(8))),
        linQAVGGlobal = Group.Average(Function(elemento)
Convert.ToDecimal(elemento(5))), linQAVGDifusa = Group.Average(Function(elemento)
Convert.ToDecimal(elemento(7))),
        LinQHora, linQDia = Group.Average(Function(elemento)
elemento(3)),
        cuenta = Group.Count() Order By LinQHora, linQMinuto

```

```

j = 0
For Each elemento In resul
    Dim dr As DataRow = dt.NewRow
    dr("Hora") = elemento.LinQHora
    dr("Minuto") = elemento.linQMinuto
    dr("ValorDirecta") = Val(elemento.linQAVGDirecta)
    dr("ValorGlobal") = Val(elemento.linQAVGGlobal)
    dr("ValorDifusa") = Val(elemento.linQAVGDifusa)
    dr("Cuenta") = elemento.cuenta
    dt.Rows.Add(dr)
    j = j + 1
Next
Dim u As Integer = ds1.Tables("Promedio").Rows.Count - 1
Dim fy(u) As System.DateTime
Dim yDirecta(u) As Decimal
Dim yGlobal(u) As Decimal
Dim yDifusa(u) As Decimal
For se As Integer = 0 To u
    fy(se) = New System.DateTime(2011, 1, 1,
Int(ds1.Tables("Promedio").Rows(se).Item("Hora")),
Int(ds1.Tables("Promedio").Rows(se).Item("Minuto")), 0)
    yDirecta(se) =
Convert.ToDecimal(ds1.Tables("Promedio").Rows(se).Item("ValorDirecta"))
    yGlobal(se) =
Convert.ToDecimal(ds1.Tables("Promedio").Rows(se).Item("ValorGlobal"))
    yDifusa(se) =
Convert.ToDecimal(ds1.Tables("Promedio").Rows(se).Item("ValorDifusa"))
Next

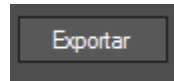
' Llenamos el objeto llamado DataGridView
Me.DataGridView1.DataSource = ds1.Tables("Promedio")
'Refrescamos el objeto llamado DataGridView para que se muestren los cambios
realizados
Me.DataGridView1.Refresh()

DibujarGraficas(fy, yDirecta, yGlobal, yDifusa)
'Energia promedio del mes
TotalPromedioEnergia(ds1)

End Sub

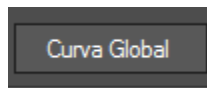
```

- *Botón Exportar.* El botón exportar solo se usara cuando se deseen agregar nuevos datos a la base de datos y posteriormente trabajar con ellos en el módulo actual.



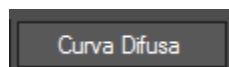
```
Private Sub Button2_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles Button2.Click
    'Instanciamos al Formulario ExportarERB para poder trabajar con el.
    Dim formulario As New ExportarERB
    'Con este codigo Mostramos el formulario que instanciamos en formulario.
    formulario.Show()
End Sub
```

- *Botón Curva Global.* En este botón se muestra solo la gráfica de la irradiancia global.



```
Private Sub btnIG_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As System.EventArgs)
Handles btnIG.Click
    'Instanciamos una funcion que limpia todos los datos graficados en nuestra
grafica.
    limpiarGrafica()
    'Pone visible el nombre de la leyenda que ocupamos en la grafica.
    Chart1.Series("Global").IsVisibleInLegend = True
    'Ingresamos los datos que vamos a graficar.
    Me.Chart1.Series("Global").Points.DataBindXY(XDirectaModulo, YGlobalModulo)
    'Indicamos cual es el punto maximo de la grafica.
    Chart1.Series("Global").Points.FindMaxByValue.Label = "Punto Maximo:" &
vbCrLf & Chart1.Series("Global").Points.FindMaxByValue().YValues(0).ToString
End Sub
```

- *Botón Curva Difusa.* En este botón se muestra solo la gráfica de la irradiancia difusa.



```
Private Sub bntIDif_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles bntIDif.Click
```



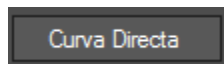
```

'Instanciamos una funcion que limpia todos los datos graficados en nuestra
grafica.
limpiarGrafica()
'Pone visible el nombre de la leyenda que ocupamos en la grafica.
Chart1.Series("Difusa").IsVisibleInLegend = True
'Ingresamos los datos que vamos a graficar.
Me.Chart1.Series("Difusa").Points.DataBindXY(XDirectaModulo, YDifusaModulo)
'Indicamos cual es el punto maximo de la grafica.
Chart1.Series("Difusa").Points.FindMaxByValue.Label = "Punto Maximo:" &
vbCrLf & Chart1.Series("Difusa").Points.FindMaxByValue().YValues(0).ToString

End Sub

```

- *Botón Curva Directa.* En este botón se muestra solo la gráfica de la irradiancia directa.



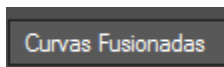
```

Private Sub btnIDir_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles btnIDir.Click
'Instanciamos una funcion que limpia todos los datos graficados en nuestra
grafica.
limpiarGrafica()
'Pone visible el nombre de la leyenda que ocupamos en la grafica.
Chart1.Series("Directa").IsVisibleInLegend = True
'Ingresamos los datos que vamos a graficar.
Me.Chart1.Series("Directa").Points.DataBindXY(XDirectaModulo,
YDirectaModulo)
'Indicamos cual es el punto maximo de la grafica.
Chart1.Series("Directa").Points.FindMaxByValue.Label = "Punto Maximo:" &
vbCrLf & Chart1.Series("Directa").Points.FindMaxByValue().YValues(0).ToString

End Sub

```

- *Botón Curvas Fusionadas.* En este botón se muestran todas las gráficas en un solo plano.



```

Private Sub btnAlltogether_Click(ByVal sender As System.Object, ByVal e As
System.EventArgs) Handles btnAlltogether.Click
'Instanciamos una funcion que limpia todos los datos graficados en nuestra
grafica
limpiarGrafica()
'Mostraremos los datos de todas las tres graficas.
Chart1.Series("Difusa").IsVisibleInLegend = True
Me.Chart1.Series("Difusa").Points.DataBindXY(XDirectaModulo, YDifusaModulo)

```

```

    Chart1.Series("Directa").IsVisibleInLegend = True
    Me.Chart1.Series("Directa").Points.DataBindXY(XDirectaModulo,
YDirectaModulo)
    Chart1.Series("Global").IsVisibleInLegend = True
    Me.Chart1.Series("Global").Points.DataBindXY(XDirectaModulo, YGlobalModulo)
    Chart1.Series("Global").Points.FindMaxByValue.Label = "Punto Maximo:" &
vbCrLf & Chart1.Series("Global").Points.FindMaxByValue().YValues(0).ToString
    Chart1.Series("Difusa").Points.FindMaxByValue.Label = "Punto Maximo:" &
vbCrLf & Chart1.Series("Difusa").Points.FindMaxByValue().YValues(0).ToString
    Chart1.Series("Directa").Points.FindMaxByValue.Label = "Punto Maximo:" &
vbCrLf & Chart1.Series("Directa").Points.FindMaxByValue().YValues(0).ToString

    End Sub

```

– Sección de Totales.

En esta sección se muestran los totales promedios de energía, segmentado por global, difusa y directa; tanto como el total de valores procesados para poder llegar a estos promedios.

“Análisis estructural de soportes para emplazamientos”

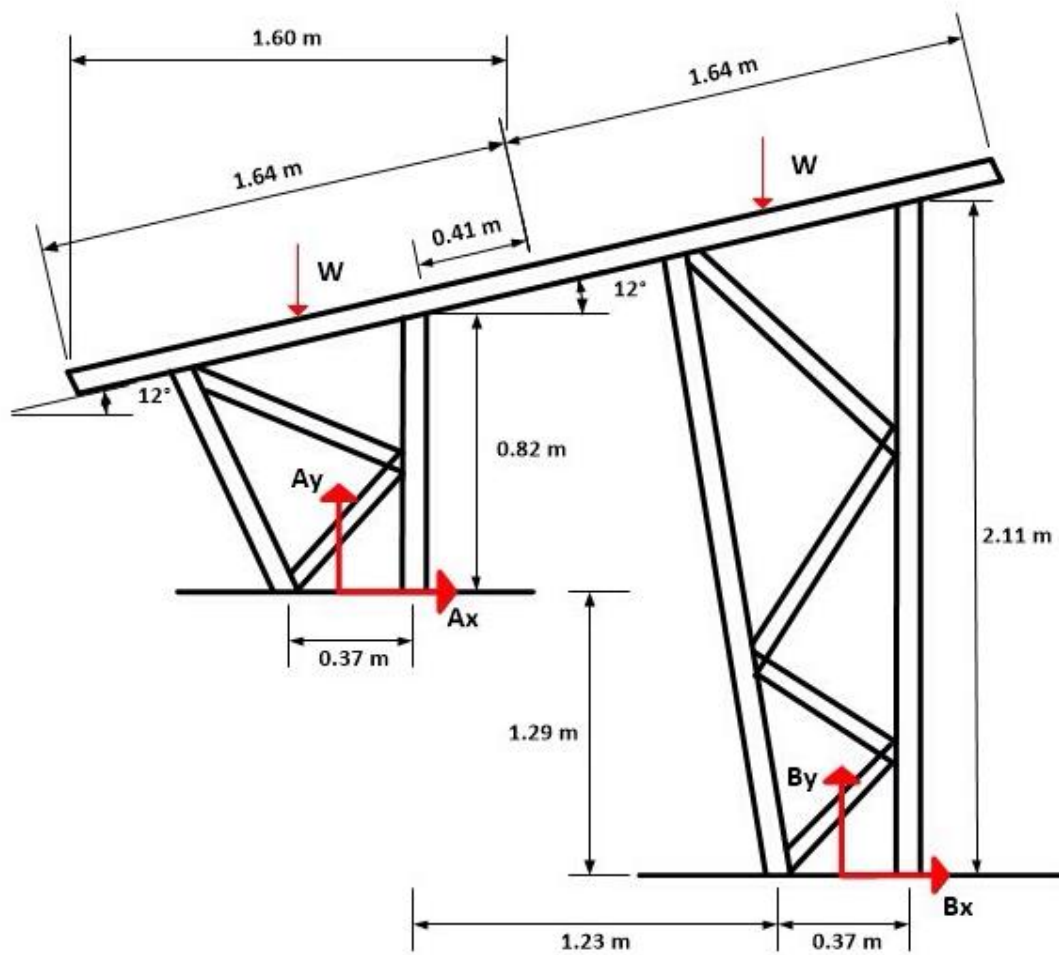


Figura A4-1. Diagrama de emplazamiento (para dos patas)

(Elaboración propia)

Acero galvanizado: material dúctil porque no presenta mucho carbono

$$m = 19.5 \text{ Kg}$$

n → Factor de seguridad

σ → Esfuerzo de la carga en el material

S_y → Esfuerzo de fluencia del material dúctil

$$F_v = A_p \cdot P \cdot cd$$

$F_v \rightarrow$ Fuerza del viento

$P \rightarrow$ Presión del viento

$cd =$ Coeficiente de resistencia

$cd = 2 \rightarrow$ para superficie plana (panel solar)

$$P = V^2 (0.0256) (\text{Factor de conversión})$$

$P \rightarrow$ Presión $\left(\frac{lb}{ft^2}\right)$

$v \rightarrow$ velocidad $\left(\frac{\text{millas}}{h}\right)$

Procedimiento

$$W = (19.5 \text{ Kg}) \left(9.81 \frac{m}{s^2}\right) = 191.3 \text{ N}$$

$$P = (0.75 \text{ mph})^2 (0.0256) = 0.0144 \frac{lb}{ft^2}$$

$$A = (0.99 \text{ m})(1.64 \text{ m}) = 1.623 \text{ m}^2 = 17.470 \text{ ft}^2$$

$$F_v = (17.470 \text{ ft}^2) \left(0.0144 \frac{lb}{ft^2}\right) (2) = 0.5031 \text{ lb} = 2.237 \text{ N}$$

$$\sum M_A = 0$$

$$B_y (1.6) - B_x (1.29) - F_v (0.905) - W (1.6) = 0$$

$$B_y (1.6) - B_x (1.29) = 305.1$$

$$\rightarrow^+ \sum F_x = 0$$

$$A_x + B_x = 2.23 \text{ N}$$

$$\uparrow^+ \sum F_y = 2W = B_y + A_y; B_y + A_y = 382.6$$

$$\sum M_B = 0$$

$$-A_y (1.6) + A_x(1.29) + W (1.6) - F_y (2.195) = 0$$

$$A_x (1.29) - A_y (1.6) = -301.19$$

$$A_x = 2.103 \text{ N}$$

$$A_y = 189.94 \text{ N}$$

$$B_x = 0.1209 \text{ N}$$

$$B_y = 192.66 \text{ N}$$

El punto B se considera porque es la condición crítica a la cual está sometida la estructura soporte.

$$\text{Esfuerzo axial} = \sigma_y = \frac{F}{A} = \frac{192.66 \text{ N}}{0.0376 \text{ m}^2} = 5,123.9 \text{ Pa}$$

$$\text{Esfuerzo entrante} = T = \frac{V}{A} = \frac{0.1209 \text{ N}}{0.0376 \text{ m}^2} = 3.215 \text{ Pa}$$

σ_1, σ_2 : Esfuerzos principales (permite el uso de teoría de esfuerzo constante máximo para materiales dúctiles)

$$\sigma_1 = \frac{\sigma_x}{2} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_x}{2}\right)^2 + T^2}$$

$$\sigma_2 = \frac{\sigma_x}{2} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_x}{2}\right)^2 + T^2}$$

$$\sigma_1 = 5,123.9 \text{ Pa}$$

$$\sigma_2 = -0.002 \text{ Pa}$$

Teoría de esfuerzo constante máximo para materiales dúctiles

$$n = \frac{S_y}{\sigma_1 - \sigma_2}$$

$S_y \rightarrow$ esfuerzo de fluencia del acero galvanizado

$S_y = 230 \text{ MPa} \rightarrow$ Fuente de internet, tabla de materiales

$$n = 44,882$$

$n < 1 \rightarrow$ falla material

$n = 1 \rightarrow$ a punto de fallar

$n > 1 \rightarrow$ no falla

Ya que el factor de seguridad del soporte es muchísimo mayor a uno, se concluye que el soporte es seguro. Este análisis solo fue desarrollado para 2 patas, lo que sugiere disminuir cantidad para beneficio económico. Disminuir a 6 patas en total y distribuirlas de la siguiente manera: dos patas en cada costado y dos al medio.

“Recomendaciones del NEC sobre el cableado en sistemas de energía fotovoltaica”

El cableado

- Conectores del módulo

Los conectores del módulo que se ocultan durante la instalación deben ser resistentes al ambiente, polarizados y capaces de soportar la corriente de cortocircuito. También deben ser de diseño cerrado y con los terminales protegidos. La puesta a tierra de los equipos debe ser lo primero en conectarse y lo último en desconectarse. El estándar UL también exige que los conectores para los conductores positivo y negativo no sean intercambiables.

- Acceso a la conexión del módulo

Deben ser accesibles todas las cajas de conexiones y demás lugares donde se hagan conexiones del cableado del módulo. Los módulos portátiles y el cableado visible pueden permitir la accesibilidad. Los módulos no deberían fijarse (soldarse) permanentemente a la estructura soporte y no debería usarse cableado rígido que pudiera romperse cuando se muevan los módulos para acceder a las cajas de conexiones. Los espacios libres detrás de los módulos permitirían el acceso a las cajas de conexiones.

- Uniones

Todas las uniones deben realizarse en cajas de conexiones aprobadas y con un método de unión aprobado. Los conductores deben retorcerse firmemente para hacer una buena conexión eléctrica y mecánica, después enlazarlos, soldarlos y cubrirlos. Se aceptan dispositivos de unión mecánica tales como conectores de tornillo partido o tiras de terminales. También se pueden usar uniones de conectores grimpados si se utilizan grimpadoras y dispositivos de unión homologados.

- Códigos de color en conductores

Los sistemas FV se instalan al amparo del NEC y, por tanto, deben cumplir las normas que se aplican a sistemas de energía, tanto continua como alterna. En un sistema donde exista toma de tierra, el aislamiento de todos los conductores puestos a tierra debe ser blanco o gris natural, o de cualquier color excepto verde, si está marcado con cinta de plástico o pintura blanca en ambas terminaciones. Los conductores usados para la puesta a tierra de la estructura soporte de los módulos y demás equipo metálico accesible, deben estar desnudos (sin aislamiento) o llevar un aislante o identificación de color verde, o verde con tiras amarillas.

El NEC exige que los conductores de tierra sean blancos. En la mayoría de los sistemas FV con puesta a tierra, el conductor de protección es el negativo. En un sistema FV donde el campo disponga de toma intermedia, esta toma intermedia o neutro debe ponerse a tierra, y éste se convierte en el conductor blanco. El NEC no especifica el color de los conductores que no estén a tierra, pero la regla es que los dos primeros conductores que no estén a tierra sean de color negro y rojo. Esto sugiere que en un sistema FV de dos conductores, con el negativo a tierra, el conductor positivo podría ser rojo o de cualquier color con una marca roja, excepto verde o blanco, y el conductor negativo de tierra debe ser blanco. En un sistema de tres conductores con toma intermedia, el conductor positivo podría ser rojo, la toma intermedia puesta a tierra debe ser de color blanco y el conductor negativo podría ser negro.

- Ampacidad de los conductores

En los cálculos de ampacidad de los conductores hay que tener en cuenta este aumento de corriente. Otro de los problemas de los sistemas FV es que los conductores pueden verse sometidos a temperaturas tan elevadas como 65-75°C cuando los módulos están montados

cerca de una estructura, no hace viento y la temperatura ambiente es elevada. Los valores de temperatura en las cajas de conexión del módulo suelen estar en este rango. Debido a esto, hay que disminuir la ampacidad de los conductores o corregirla con factores que figuran en las tablas. (Ver final de anexo)

La ampacidad de los conductores de los circuitos fuente del sistema FV debe ser al menos el 125% de la corriente de cortocircuito del módulo o módulos en paralelo. La ampacidad de los conductores de los circuitos de salida del sistema FV debe ser al menos el 125% de la corriente de cortocircuito de salida. La ampacidad de los conductores que entran o salen del inversor o sistema de acondicionamiento de potencia debe ser el 125% de la corriente de operación del dispositivo. De forma análoga, los demás conductores del sistema deberían tener una ampacidad del 125% de la corriente de operación, para permitir el funcionamiento prolongado a plena potencia. Con estas exigencias del NEC se asegura que los dispositivos de sobreintensidad o cuadros de mando, funcionan a menos del 80% de su ampacidad.

La ampacidad de los conductores y el dimensionado de los limitadores de corriente son aspectos que requieren especial atención por parte del diseñador / instalador del sistema FV. Cada instalación particular requiere sus métodos de cableado y temperaturas.

Empezar con el 125% del valor de I_{sc} para cumplir las exigencias de UL. Luego, usar un incremento adicional del 125% para el cumplimiento del código. Finalmente, disminuir la ampacidad del cable por causa de la temperatura.

Los dispositivos contra sobreintensidades pueden tener terminales especificados para la conexión de conductores de 60°C, siendo necesaria una reducción de la ampacidad del cable cuando se usan conductores de 75°C o 90°C.

- Protección contra sobreintensidades

El NEC exige que todos los conductores que no estén puestos a tierra se protejan por un limitador de corriente. En un sistema FV con múltiples fuentes de energía (módulos FV, baterías, cargadores de baterías, generadores, sistemas de acondicionamiento de potencia, etc.), el limitador de corriente debe proteger al conductor de la sobreintensidad de cualquier fuente conectada a ese conductor. Los diodos de bloqueo, reguladores de carga e inversores, no se consideran limitadores de corriente y deben considerarse como cables de resistencia nula cuando se valoran las fuentes de sobreintensidades. Si el sistema FV está conectado directamente a la carga sin batería de almacenamiento u otra fuente de energía, no se precisa ninguna protección contra sobreintensidades si los conductores se dimensionan al 156% de la corriente de cortocircuito.

Cuando se abren los circuitos en sistemas de continua, los arcos se mantienen más tiempo que en los sistemas de alterna. Esto supone cargas adicionales para los dispositivos de protección contra sobreintensidades especificados para funcionar en continua. Tales dispositivos deben soportar la corriente de carga y detectar situaciones de sobreintensidades, al igual que ser capaces de interrumpir las corrientes continuas de una forma segura. Los limitadores de corriente en alterna tienen las mismas exigencias, pero la función de interrupción es considerablemente más fácil.

- Capacidad

Los circuitos fuente del sistema FV deben tener limitadores de corriente con capacidad de al menos el 125% de la corriente de cortocircuito de los módulos en paralelo. Los limitadores de corriente de los circuitos de salida del sistema FV deben tener una capacidad de al menos el 125% de las corrientes de cortocircuito. En algunas instalaciones ha tenido lugar la fusión de fusibles y se han soltado terminales por razones desconocidas. Una buena

práctica de ingeniería consiste en aumentar la capacidad de estos limitadores de corriente y la ampacidad de los conductores a los que protegen, al 156% de la corriente de cortocircuito. Esta práctica concuerda con las exigencias UL mencionadas anteriormente ($1.25 \times 1.25 = 1.56$). Los fusibles con retardo de tiempo o los cortacircuitos deberían minimizar las fusiones o saltos molestos. En todos los casos, deben usarse dispositivos de continua que tengan la adecuada capacidad de tensión continua y deben dotarse de la ventilación adecuada. Todos los conductores que no estén puestos a tierra deben protegerse con limitadores de corriente.

Como los conductores y los limitadores de corriente se dimensionan para soportar el 125% de la corriente de cortocircuito para ese circuito particular, las sobreintensidades de esos módulos o fuentes del sistema FV, que están limitadas por la corriente de cortocircuito, no pueden hacer saltar el limitador de corriente de este circuito. Los limitadores de corriente en estos circuitos protegen a los conductores de las sobreintensidades de los conjuntos de módulos conectados en paralelo (fallo del diodo) o sobreintensidades del banco de baterías (fallo del diodo o del regulador de carga). En sistemas de apoyo o sistemas conectados a la red, estos limitadores de corriente del campo FV protegen al cableado del campo de las sobreintensidades de las filas de módulos conectadas en paralelo, de la batería, o del generador o potencia alterna de la red cuando el cargador de la batería o el inversor fallan.

A menudo, los módulos FV o las filas de módulos en serie se conectan en paralelo. Como el tamaño del conductor usado en el cableado del campo FV aumenta para adaptarse a la máxima corriente de cortocircuito de los módulos conectados en paralelo, cada tamaño de conductor debe protegerse por un limitador de corriente de tamaño apropiado. Estos dispositivos deben colocarse lo más cerca posible de todas las fuentes de posibles sobreintensidades para ese conductor

Como dispositivos limitadores se aceptan tanto fusibles como cortacircuitos, siempre que estén especificados para su uso esperado –es decir, que estén especificados para continua cuando se usen en circuitos de continua, que la ampacidad sea la correcta, y que puedan interrumpir las corrientes necesarias cuando ocurren.

Tablas técnicas: Capacidad de corriente permitida de los conductores³⁹

Tabla A5-1. Capacidad de corriente para conductores de Baja Tensión permitida en un rango de temperatura de 60 a 90°C

Capacidad de corriente (en amperes) permitida de conductores con aislamiento de 0 – 2000 V, 60° a 90°C; no más de tres conductores en una bandeja, cable o en entierro directo, en base a una temperatura ambiental de 30°C.

Tamaño del conductor AWG o KCMIL (MCM)	Rango de temperatura del conductor		
	60°C	75°C	90°C
18	-	-	14
16	-	-	18
14	20*	20*	25*
12	25*	25*	30*
10	30	35*	40*
8	40	50	55
6	55	65	75
4	70	85	95
3	85	100	110
2	95	115	130
1	110	130	150
1/0	125	150	170
2/0	145	175	195
3/0	165	200	225
4/0	195	230	260
250	215	255	290
300	240	285	320
350	260	310	350
400	280	355	380
500	320	380	430
600	355	420	475

³⁹ Código Eléctrico Nacional (NEC)

Nota: A menos que se permita específicamente en otra parte de este código, la protección de sobrecorriente para los tipos de cable marcados con (*) no deberá exceder 15 amperios para el calibre 14 AWG, 20 amperios para 12 AWG y 30 amperios para 10 AWG, después de haber aplicado cualquier factor de corrección para la temperatura ambiente y el número de conductores.

Tabla A5-2. Capacidad de corriente para conductores de Baja Tensión, corrección para temperaturas ambientes diferente a 30°C

Factores de corrección para temperatura ambiente diferentes a 30°C			
Temp. Ambiente en °C	60°C	75°C	90°C
21 – 25	1.08	1.05	1.04
26 – 30	1.00	1.00	1.00
31 – 35	0.91	0.94	0.96
36 – 40	0.82	0.88	0.91
41 – 45	0.71	0.82	0.87
46 – 50	0.58	0.75	0.82
51 – 55	0.41	0.67	0.76
56 – 60	-	0.58	0.71
61 – 70	-	0.33	0.58
71 – 80	-	-	0.41

Tabla A5-3. Capacidad de corriente para conductores de Baja Tensión, corrección para más de tres conductores en una bandeja o cable

Factores de corrección para más de tres conductores que llevan corriente en una bandeja o cable	
Número de conductores que llevan corriente	Factor de corrección
4 hasta 6	0.80
7 hasta 9	0.70
10 hasta 20	0.50
21 hasta 30	0.45
31 hasta 40	0.40
41 y mas	0.35

Tabla A5-4. Capacidad de corriente para conductores de Mediana Tensión XLPE 5 a 35 kV con pantalla de plomo y cubierta (tomado de Tablas técnicas Viakon)

MEDIA TENSIÓN XLPE-PB 5 kV							
Calibre	Área nominal de la sección transversal	Número de hilos	100% Nivel de Aislamiento Espesor de aislamiento=2,29		133% Nivel de Aislamiento Espesor de aislamiento=2,92		Capacidad de conducción de corriente*
			Diámetro total aproximado	Peso total aproximado	Diámetro total aproximado	Peso total aproximado	
AWG o kcmil	mm ²		mm	kg /100 m	mm	kg /100 m	Ampere
6	13,3	7	17,8	113	19,1	123	106
4	21,2	7	19,0	128	20,2	139	137
2	33,6	7	20,4	150	21,7	165	178
1	42,4	19	21,2	169	23,3	180	185
1/0	53,5	19	22,2	186	24,3	230	233
2/0	67,4	19	24,1	239	26,2	253	265
3/0	85,0	19	26,1	267	27,4	280	302
4/0	107,2	19	27,5	299	28,8	313	345
250	126,7	37	28,9	331	30,2	345	379
300	152,0	37	30,2	366	31,5	381	426
350	177,3	37	31,4	401	32,7	415	460
500	253,4	37	34,6	556	37,3	573	561
600	304,0	61	38,3	628	39,5	645	628
750	380,0	61	40,8	725	42,0	750	702
1 000	506,7	61	45,5	892	46,8	911	816


Nota: Las dimensiones y los pesos están sujetos a tolerancias de manufactura.

ANEXO 6

“Cotización construcción de malla perimetral”



10/18/2014
Sres. LA GEO

	BERLIN		
	CERCA PERIMETRAL		
Cantidad	Descripción	Precio Unitario	Total
1,015.17	Suministro de materiales para la hechura de una baranda perimetral con caño galvanizado de 2" y malla ciclón de 11x72 con 2 hiladas una de solera y otra de saltex, materiales y mano de obra	\$ 40.00	\$40,606.80
	TOTAL MANO DE OBRA Y MATERIALES		\$40,606.80
	Nota: los costos pueden variar de acuerdo a las condiciones del trabajo y el tipo de terreno, Para iniciar los trabajos se necesita el 50% de anticipo y el resto al finalizar el proyecto		
	PRECIOS NO INCLUYEN IVA.		
	En espera que dicho proyecto pueda ser adjudicado, de antemano ofrezco mi gratitud por la confianza mostrada.		
	Atte. Manuel Ulloa		
			
	<i>Manuel Emilio Ulloa Conde</i>		

ANEXO 7

“Costo de construcción de calles de acceso”

➤ *Actividad 1:* Apertura de Calle

- Ancho de calle: 6m
- Longitud de balastado: 404m

Actividad	Cantidad	Unidad
Apertura de Calle	2424.00	m ²

MANO DE OBRA

Ocupación	Cant.	Sal/diario	Días	Subtotal
Operador Rastra	1	\$ 13.45	1	\$ 13.45
Operador	1	\$ 14.60	1	\$ 14.60
				\$ 28.05

MAQUINARIA

Clase de Equipo	Cant.	Costo Diario		Días	Sub-Total
Rastra y Cabezal	1	\$ 516.65		1	\$ 516.65
Tractor D 6H	1	\$ 464.88		1	\$ 464.88
					\$ 981.53

MATERIALES

Material	Cant.	Und.	Precio /Unt	Subtotal
Diesel	90	Galones	\$ 4.10	\$ 369.00
Lubricantes	4	Galones	\$ 20.00	\$ 80.00
				\$ 449.00

COSTO TOTAL ACTIVIDAD 1: \$1458.58

➤ Actividad 2: Conformación de superficie de rodamiento y balastado parcial

Actividad	Cantidad	Unidad
Conformación de superficie de rodamiento	2424.00	m ²
Balastado Parcial	363.60	m ³

MANO DE OBRA

Ocupación	Cant.	Sal/diario	Días	Subtotal
Operador Rastra	1	\$ 13.45	1	\$ 13.45
Motoristas	3	\$ 13.45	2	\$ 80.70
Operador	3	\$ 14.60	2	\$ 87.60
				\$ 181.75

MAQUINARIA

Clase de Equipo	Cant.	Costo Diario	Días	Sub-Total
Cabezal y Rastra	1	\$ 516.56	1	\$ 516.56
Camión Volteo de 10 M ³	3	\$ 284.08	2	\$ 1,704.48
Cargador	1	\$ 413.28	2	\$ 826.56
Motoniveladora	1	\$ 413.28	1	\$ 413.28
Rodo Mixto	1	\$ 309.92	2	\$ 619.84
				\$ 4,080.72

MATERIALES

Material	Cant.	Und.	Precio /Unt	Subtotal
Diesel	260	Galones	\$ 4.10	\$ 1,066.00
Lubricantes	5	Galones	\$ 20.00	\$ 100.00
Material Selecto (Balasto)	364.00	m ³	\$ 4.00	\$ 1,456.00
				\$ 1,166.00

COSTO TOTAL ACTIVIDAD 2: \$5428.47

COSTO TOTAL DE OBRA

Actividad	Total
Apertura de Calle	\$ 1,458.58
Conformación de superficie de rodamiento y balastado parcial	\$ 5,428.47
	\$ 6,887.05

ANEXO 8

“Normas Técnicas RA8-004 para selección de ductería”

Número máximo de conductores en tubo conduit plástico y metálico

Tabla A8-1. Número máximo de conductores y de alambres para artefactos en tuberías eléctricas metálicas

CONDUCTORES											
Tipo	Conductor Calibre (AWG/kcmil)	Diámetro comercial (Pulgadas)									
		1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2	3	3 1/2	4
RH	14	6	10	16	28	39	64	112	169	221	282
	12	4	8	13	23	31	51	90	136	177	227
RHH	14	4	7	11	20	27	46	80	120	157	201
RHW	12	3	6	9	17	23	38	66	100	131	167
RHW-2											
RH RHH RHW RHW-2	10	2	5	8	13	18	30	53	81	105	135
	8	1	2	4	7	9	16	28	42	55	70
	6	1	1	3	5	8	13	22	34	44	56
	4	1	1	2	4	6	10	17	26	34	44
	3	1	1	1	4	5	9	15	23	30	38
	2	1	1	1	3	4	7	13	20	26	33
	1	0	1	1	1	3	5	9	13	17	22
	1/0	0	1	1	1	2	4	7	11	15	19
	2/0	0	1	1	1	2	4	6	10	13	17
	3/0	0	0	1	1	1	3	5	8	11	14
	4/0	0	0	1	1	1	3	5	7	9	12
	250	0	0	0	1	1	1	3	5	7	9
	300	0	0	0	1	1	1	3	5	6	8
	350	0	0	0	1	1	1	3	4	6	7
	400	0	0	0	1	1	1	2	4	5	7
	500	0	0	0	0	1	1	2	3	4	6
	600	0	0	0	0	1	1	1	3	4	5
	700	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	750	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	800	0	0	0	0	0	1	1	2	3	4
	900	0	0	0	0	0	1	1	1	3	3
	1000	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3
	1250	0	0	0	0	0	1	1	1	1	2
	1500	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1
1750	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
2000	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	
TW	14	8	15	25	43	58	96	168	254	332	424
	12	6	11	19	33	45	74	129	195	255	326
	10	5	8	14	24	33	55	96	145	190	243
	8	2	5	8	13	18	30	53	81	105	135

Primera edición: diciembre - 1985
Última publicación: junio - 2005

Dibujó: Centro de Información Redes Energía
Revisó: Área Ingeniería y Gestión
Autorizó: Subgerencia Redes Distribución

ANEXO 9

“Medición de longitud de cableado en planta FV (caja combinadora a recombinadora)”

- SUBCAMPO 1

Tabla A9-1. Cableado de emplazamientos de bloques de paneles a caja combinadora de subcampo 1

Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
1	1	26.40	2	52.8	1	26.4
	2	24.04	2	48.08	1	24.04
	3	23.20	2	46.4	1	23.2
	4	24.03	2	48.06	1	24.03
	5	26.38	2	52.76	1	26.38
	6	14.11	2	28.22	1	14.11
	7	8.95	2	17.9	1	8.95
	8	6.34	2	12.68	1	6.34
	9	8.91	2	17.82	1	8.91
	10	14.06	2	28.12	1	14.06
	11	10.52	2	21.04	1	10.52
	12	12.24	2	24.48	1	12.24
	13	16.38	2	32.76	1	16.38
SUMA				431.12		215.56

Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
2	1	29.92	2	59.84	1	29.92
	2	26.40	2	52.8	1	26.40
	3	24.04	2	48.08	1	24.04
	4	23.20	2	46.4	1	23.20
	5	24.03	2	48.06	1	24.03
	6	26.38	2	52.76	1	26.38
	7	8.95	2	17.9	1	8.95
	8	6.34	2	12.68	1	6.34
	9	8.91	2	17.82	1	8.91
	10	14.06	2	28.12	1	14.06
	11	12.24	2	24.48	1	12.24
	12	16.38	2	32.76	1	16.38
SUMA				441.7		220.85
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
3	1	25.98	2	51.96	1	25.98
	2	34.25	2	68.5	1	34.25
	3	19.93	2	39.86	1	19.93
	4	29.92	2	59.84	1	29.92

	5	14.11	2	28.22	1	14.11
	6	26.40	2	52.8	1	26.40
	7	8.95	2	17.9	1	8.95
	8	24.04	2	48.08	1	24.04
	9	6.34	2	12.68	1	6.34
	10	23.20	2	46.4	1	23.20
	11	8.91	2	17.82	1	8.91
	12	24.03	2	48.06	1	24.03
	13	14.06	2	28.12	1	14.06
SUMA				520.24		260.12
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
4	1	34.25	2	68.5	1	34.25
	2	19.93	2	39.86	1	19.93
	3	29.92	2	59.84	1	29.92
	4	8.95	2	17.9	1	8.95
	5	24.04	2	48.08	1	24.04
	6	6.34	2	12.68	1	6.34
	7	23.20	2	46.4	1	23.20
	8	8.91	2	17.82	1	8.91
	9	23.83	2	47.66	1	23.83
	10	14.06	2	28.12	1	14.06
	11	19.88	2	39.76	1	19.88
	12	25.92	2	51.84	1	25.92

SUMA				478.46		239.23
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
5	1	25.98	2	51.96	1	25.98
	2	19.93	2	39.86	1	19.93
	3	14.11	2	28.22	1	14.11
	4	8.95	2	17.9	1	8.95
	5	6.34	2	12.68	1	6.34
	6	8.91	2	17.82	1	8.91
	7	14.06	2	28.12	1	14.06
	8	19.88	2	39.76	1	19.88
	9	25.92	2	51.84	1	25.92
	10	21.58	2	43.16	1	21.58
	11	27.24	2	54.48	1	27.24
	12	37.16	2	74.32	1	37.16
SUMA				460.12		230.06
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
6	1	19.93	2	39.86	1	19.93
	2	14.11	2	28.22	1	14.11
	3	8.95	2	17.9	1	8.95

	4	6.34	2	12.68	1	6.34
	5	8.91	2	17.82	1	8.91
	6	14.06	2	28.12	1	14.06
	7	19.88	2	39.76	1	19.88
	8	27.24	2	54.48	1	27.24
	9	21.58	2	43.16	1	21.58
	10	16.38	2	32.76	1	16.38
	11	12.24	2	24.48	1	12.24
	12	10.52	2	21.04	1	10.52
	13	12.27	2	24.54	1	12.27
SUMA				384.82		192.41

- SUBCAMPO 2

Tabla A9-2. Cableado de emplazamientos de bloques de paneles a caja combinadora de subcampo 2

Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
A	1	32.11	2	64.22	1	32.11
	2	25.98	2	51.96	1	25.98
	3	19.93	2	39.86	1	19.93
	4	14.11	2	28.22	1	14.11
	5	8.95	2	17.9	1	8.95
	6	6.34	2	12.68	1	6.34

	7	8.91	2	17.82	1	8.91
	8	14.06	2	28.12	1	14.06
	9	19.88	2	39.76	1	19.88
	10	29.89	2	59.78	1	29.89
	11	26.38	2	52.76	1	26.38
	12	24.03	2	48.06	1	24.03
	13	23.20	2	46.4	1	23.20
SUMA				507.54		253.77
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
B	1	21.63	2	43.26	1	21.63
	2	16.42	2	32.84	1	16.42
	3	12.27	2	24.54	1	12.27
	4	10.52	2	21.04	1	10.52
	5	12.24	2	24.48	1	12.24
	6	16.38	2	32.76	1	16.38
	7	19.93	2	39.86	1	19.93
	8	14.11	2	28.22	1	14.11
	9	8.95	2	17.9	1	8.95
	10	6.34	2	12.68	1	6.34
	11	8.91	2	17.82	1	8.91
	12	14.06	2	28.12	1	14.06
	13	19.88	2	39.76	1	19.88
SUMA				363.28		181.64

Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
C	1	27.30	2	54.6	1	27.30
	2	21.63	2	43.26	1	21.63
	3	16.42	2	32.84	1	16.42
	4	12.27	2	24.54	1	12.27
	5	10.52	2	21.04	1	10.52
	6	12.24	2	24.48	1	12.24
	7	25.98	2	51.96	1	25.98
	8	19.93	2	39.86	1	19.93
	9	14.11	2	28.22	1	14.11
	10	8.95	2	17.9	1	8.95
	11	6.34	2	12.68	1	6.34
	12	8.91	2	17.82	1	8.91
	13	14.06	2	28.12	1	14.06
SUMA				397.32		198.66
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
D	1	12.27	2	24.54	1	12.27
	2	8.95	2	17.9	1	8.95
	3	24.04	2	48.08	1	24.04
	4	40.55	2	81.1	1	40.55

	5	10.52	2	21.04	1	10.52
	6	6.34	2	12.68	1	6.34
	7	23.20	2	46.4	1	23.20
	8	12.24	2	24.48	1	12.24
	9	8.91	2	17.82	1	8.91
	10	24.03	2	48.06	1	24.03
	11	16.38	2	32.76	1	16.38
	12	14.06	2	28.12	1	14.06
SUMA				402.98		201.49
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
E	1	19.93	2	39.86	1	19.93
	2	14.11	2	28.22	1	14.11
	3	8.95	2	17.9	1	8.95
	4	10.52	2	21.04	1	10.52
	5	6.34	2	12.68	1	6.34
	6	23.20	2	46.4	1	23.20
	7	12.24	2	24.48	1	12.24
	8	8.91	2	17.82	1	8.91
	9	24.03	2	48.06	1	24.03
	10	16.15	2	32.3	1	16.15
	11	14.06	2	28.12	1	14.06
	12	26.38	2	52.76	1	26.38
SUMA				369.64		184.82

Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
F	1	16.42	2	32.84	1	16.42
	2	14.11	2	28.22	1	14.11
	3	26.40	2	52.8	1	26.40
	4	12.27	2	24.54	1	12.27
	5	8.95	2	17.9	1	8.95
	6	24.04	2	48.08	1	24.04
	7	10.52	2	21.04	1	10.52
	8	6.34	2	12.68	1	6.34
	9	23.20	2	46.4	1	23.20
	10	12.24	2	24.48	1	12.24
	11	8.91	2	17.82	1	8.91
	12	13.33	2	26.66	1	13.33
SUMA				353.46		176.73

- SUBCAMPO 3

Tabla A9-3. Cableado de emplazamientos de bloques de paneles a caja combinadora de subcampo 3

Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
I	1	14.31	2	28.62	1	14.31
	2	26.91	2	53.82	1	26.91
	3	9.34	2	18.68	1	9.34
	4	24.63	2	49.26	1	24.63
	5	6.98	2	13.96	1	6.98
	6	23.84	2	47.68	1	23.84
	7	9.46	2	18.92	1	9.46
	8	24.68	2	49.36	1	24.68
	9	14.47	2	28.94	1	14.47
	10	27.00	2	54	1	27.00
	11	20.20	2	40.4	1	20.20
	12	30.46	2	60.92	1	30.46
SUMA				464.56		232.28
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
II	1	14.36	2	28.72	1	14.36

	2	26.91	2	53.82	1	26.91
	3	11.75	2	23.5	1	11.75
	4	9.36	2	18.72	1	9.36
	5	24.61	2	49.22	1	24.61
	6	41.13	2	82.26	1	41.13
	7	9.93	2	19.86	1	9.93
	8	6.93	2	13.86	1	6.93
	9	23.79	2	47.58	1	23.79
	10	40.65	2	81.3	1	40.65
	11	9.36	2	18.72	1	9.36
	12	24.61	2	49.22	1	24.61
	13	41.13	2	82.26	1	41.13
SUMA				569.04		284.52
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
III	1	16.05	2	32.1	1	16.05
	2	14.69	2	29.38	1	14.69
	3	27.24	2	54.48	1	27.24
	4	11.67	2	23.34	1	11.67
	5	9.70	2	19.4	1	9.70
	6	24.91	2	49.82	1	24.91
	7	9.68	2	19.36	1	9.68
	8	7.19	2	14.38	1	7.19
	9	24.04	2	48.08	1	24.04
	10	15.69	2	31.38	1	15.69

	11	14.29	2	28.58	1	14.29
	12	19.98	2	39.96	1	19.98
SUMA				390.26		195.13
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	# de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
IV	1	21.63	2	43.26	1	21.63
	2	16.42	2	32.84	1	16.42
	3	14.11	2	28.22	1	14.11
	4	12.27	2	24.54	1	12.27
	5	8.95	2	17.9	1	8.95
	6	10.52	2	21.04	1	10.52
	7	6.34	2	12.68	1	6.34
	8	12.24	2	24.48	1	12.24
	9	8.35	2	16.7	1	8.35
	10	16.38	2	32.76	1	16.38
	11	21.58	2	43.16	1	21.58
	12	27.24	2	54.48	1	27.24
SUMA				352.06		176.03
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
V	1	32.58	2	65.16	1	32.58

	2	26.46	2	52.92	1	26.46
	3	20.44	2	40.88	1	20.44
	4	14.66	2	29.32	1	14.66
	5	9.53	2	19.06	1	9.53
	6	6.77	2	13.54	1	6.77
	7	8.95	2	17.9	1	8.95
	8	13.90	2	27.8	1	13.90
	9	19.64	2	39.28	1	19.64
	10	21.03	2	42.06	1	21.03
	11	15.81	2	31.62	1	15.81
	12	11.68	2	23.36	1	11.68
	13	10.11	2	20.22	1	10.11
SUMA				423.12		211.56
Bloque	Emplazamiento	Longitud de conexión caja combinadora a recombinadora (m)	Número de conductores/conexión calibre 10 AWG	Total 10 AWG (m)	Número de conductores/ conexión calibre 8 AWG	Total (m)
VI	1	16.07	2	32.14	1	16.07
	2	11.80	2	23.6	1	11.80
	3	9.97	2	19.94	1	9.97
	4	11.78	2	23.56	1	11.78
	5	14.36	2	28.72	1	14.36
	6	9.35	2	18.7	1	9.35
	7	6.89	2	13.78	1	6.89
	8	9.32	2	18.64	1	9.32
	9	26.82	2	53.64	1	26.82
	10	24.58	2	49.16	1	24.58

	11	23.75	2	47.5	1	23.75
	12	24.57	2	49.14	1	24.57
	13	26.87	2	53.74	1	26.87
SUMA				432.26		216.13

“Cotización y ficha técnica de cajas combinadoras con sistema de desconexión”

**FW: Information about
Disconnected Combiner Box**

24 de noviembre de 2014, 10:08 a.m.

We don't have the 2-input combiner that you are requesting, but below includes our closest option (the 6-string combiner). We don't offer combiners without disconnects.

The 6 and 16-string combiners can accommodate fuses from 10A up-to 30A.

The recombiner includes 6 inputs. BUSS circuit breakers are available in 50A increments, so you have the option of either [250A](#) or [300A](#) breakers.

Eileen

<p>1000VDC GROUNDED COMBINER BOX W/INTEGRATED DISCONNECT</p> <ul style="list-style-type: none"> • 6 FINGER SAFE FUSE HOLDERS • 20A FUSES INSTALLED • 200A-1000VDC 100%-RATED LOAD BREAK DISCONNECT • M8 OUTPUT STUDS • LEXAN ARC SHIELD • LOCK OUT/TAG OUT DISCONNECT HANDLE] • SILK SCREENED POWDER COATED MOUNTING PANEL • INTEGRATED WIRE MANAGEMENT • PADLOCKABLE DOOR KIT • NEMA 4 COATED STEEL 16"x14"x8" ENCLOSURE • ETL LISTED TO UL1741 	1	\$545.00
--	---	----------

<p>1000VDC GROUNDED COMBINER BOX W/INTEGRATED DISCONNECT</p> <ul style="list-style-type: none"> • 16 FINGER SAFE FUSE HOLDERS • 30A FUSES INSTALLED • 200A-1000VDC 100%-RATED LOAD BREAK DISCONNECT • M8 OUTPUT STUDS • LEXAN ARC SHIELD • LOCK OUT/TAG OUT DISCONNECT HANDLE • SILK SCREENED POWDER COATED MOUNTING PANEL • INTEGRATED WIRE MANAGEMENT • PADLOCKABLE DOOR KIT • NEMA 4 COATED STEEL 20"x16"x8" ENCLOSURE • ETL LISTED TO UL1741 	1	\$695.00
<p>1000VDC GROUNDED BREAKER UNIVERSAL SAFETY SYSTEM (BUSS) RECOMBINER</p> <ul style="list-style-type: none"> • 06 x 300A 1000VDC 100% RATED OCPD CIRCUIT BREAKER • 1/2-INCH INPUT STUD (NEMA BOLT PATTERN) • 1/2-INCH OUTPUT HOLE LOCK OUT/TAG OUT CB HASP • POWDER COATED STEEL DEAD FRONT • STANDARD FAN & FILTER KIT • GROUNDED BUS BAR • PAD LOCKABLE DOOR HANDLE • NEMA 3R FREE STANDING ENCLOSURE 79" x 39" x 24" • TUV LISTED TO UL 1741 	1	\$11,995.00

Tabla A10-1. Precios de cajas combinadoras PV cotizados

PV combiner box, 4 inputs, 8.22 Amps, 1000 VCD	\$ 290.00	Bentek 4 poles
PV combiner box, 6 inputs, 8.22 Amps, 1000 VCD	\$ 435.00	Bentek 8 poles
PV Recombiner box, 6 inputs, 32.88 amps, 1000 VCD	\$ 700.00	Bentek 6 poles + Disconnect
PV Recombiner box, 6 inputs, 49.32 amps, 1000 VCD	\$ 700.00	Bentek 6 poles + Disconnect
PV Recombiner box, 5 inputs, 32.88 amps, 1000 VCD	\$ 700.00	Bentek 6 poles + Disconnect

Fuente: Estudio financiero PV. Área de Energías Renovables. LaGeo.



FUSED WALL - AND ROOF-MOUNT RECOMBINERS

Our Recombiners provide the ideal interface to the inverter for your commercial and industrial PV systems. The flexible design allows configurability and ease of installation while providing the value and quality you've come to expect from Bentek.

Standard Product Features

- ▶ 600VDC.
- ▶ Fuse sizes in the following amperages: 50A, 60A, 70A, 80A, 100A, 110A, 125A, 150A, 200A, 225A, 250A, 300A, 400A.
- ▶ Up to 8 input circuits, depending on fuse sizes.
- ▶ Standard internal busing supports continuous current to 1125A or 2250A.
- ▶ Safety covers on live components.
- ▶ 600kcmil outputs.
- ▶ Terminals support both aluminum and copper wire.
- ▶ NEMA-4 powder-coated steel enclosures.
- ▶ Lockable exterior door.
- ▶ Vertical or horizontal mounting.
- ▶ Flexible design allows wiring from top, side, or bottom of enclosure.
- ▶ Eyebolts for lifting.
- ▶ ETL Listed to UL 1741, CSA Std. 22.2 No. 107.
- ▶ ISO 9001:2008 Quality Certified.

Configurations

Recombiners from Bentek Solar offer a selection of input, output and ampacity configurations to meet the needs of the professional solar plant designer. Bentek sales engineers are available to help you specify the optimal product for your application.

Optional Product Features

- ▶ Zone Current Monitoring via Modbus protocol with RS-485 or Ethernet output connection.
- ▶ 90° C terminals and custom lug configurations.
- ▶ Mixed fuse sizes supported.

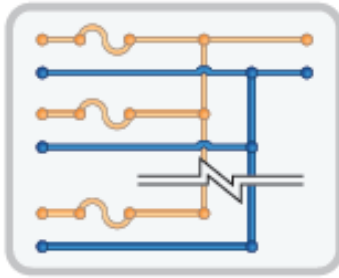


Fully assembled in our facility
in San Jose, California.

Contact Bentek: **1-866-505-0303**

Bentek Support: **1-888-202-5009**

CIRCUIT BREAKER WALL- AND ROOF-MOUNT RECOMBINERS



The Bentek Solar Advantage

Bentek Solar products meet the rigorous demands of premier commercial and utility scale power plant designers and installers.

Strict engineering design rules assure uncompromised safety and reliability. Our world-class manufacturing processes guarantee long product life in challenging environments. A wide range of options enables BOS optimization for all system configurations.

Bentek stands behind its products with the maintenance, service, and support needed to protect your investment.

Our products are NEC and UL compliant.

Bentek Solar Fused Wall-Mount Recombiner	Max. Voltage	Input Circuits	Max. Fuse Capacity (A)	Input Conductor Size	Output Type	Enclosure Size
BTK6-08yyyM-CS-Sx	600V	Up to 8	Up to 100	250MCM	600MCM	36"x36"x12"
BTK6-05yyyM-CS-Sx		Up to 5	110 to 200			
BTK6-05yyyM-CS-Sx		Up to 5	225 to 400			

yyy=amperage of fuses; CS = Carbon Steel enclosure; Sx = Current Monitoring (optional) (S1 - Ethernet and S2 - RS-485 connections).
Specifications subject to change without notice.



ABOUT BENTEK

Founded in 1985, Bentek is an industry leader in engineered electromechanical and power distribution solutions for industrial applications. We design and manufacture products such as wiring harnesses, electrical combiner boxes, and custom OEM assemblies for the solar energy and semiconductor markets. Bentek is an ISO certified company.



INTEGRATED DISCONNECT COMBINERS FOR USE IN GROUNDED SYSTEMS

Commercial and utility-scale combining, **simplified:** Bentek has perfected the string combiner for commercial and utility-scale power plants. Standard designs reduce configuration exercises and pre-wired options simplify installation. Lower project costs while retaining the quality and reliability you've come to expect from Bentek.

Standard Product Features

- ▶ 600VDC or 1000VDC.
- ▶ 200A, 250A, 360A and 400A.
- ▶ Maximum fuse size of 30A; fuses supplied to specification.
- ▶ Up to 32 input circuits.
- ▶ 90° C output terminals with M8 stud for compression lugs (NEMA bolt pattern).
- ▶ NEMA-4 steel or 4X fiberglass or polycarbonate enclosures.
- ▶ Lock out/tag out functionality on disconnect handle.
- ▶ Safety covers on live components.
- ▶ Lockable door.
- ▶ Touch-safe fuse holders with maintenance-free spring terminals.
- ▶ Terminals support both aluminum and copper wire.
- ▶ Unique serial number on each unit.
- ▶ Labeling to meet NEC code requirements.
- ▶ ETL Listed to UL 1741; CSA certified to C22.2 STD No. 107.1 & referenced STD 14 for 1000VDC.
- ▶ ISO 9001:2008 Quality Certified.

Optional Product Features

- ▶ Surge suppression (overvoltage).
- ▶ Pre-installed DC input whips.
- ▶ Blown-fuse indicators on fuse holders.
- ▶ Mechanical output lugs.
- ▶ Pre-installed mounting strut.
- ▶ Breather vent.

Configurations

The Utility-Scale Disconnect combiners from Bentek Solar offer a comprehensive selection of input, output and ampacity configurations to meet the needs of the professional solar plant designer. Bentek sales engineers are available to help you specify the optimal product for your application.

MADE IN USA

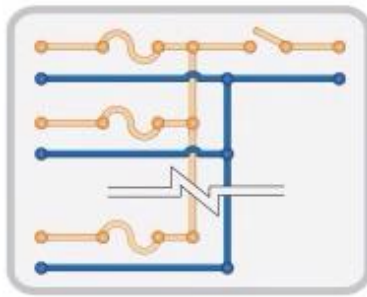


Fully assembled in our facility in San Jose, California.

Contact Bentek: **1-866-505-0303**
Bentek Support: **1-888-202-5009**



INTEGRATED DISCONNECT COMBINERS FOR USE IN GROUNDED SYSTEMS



The Bentek Solar Advantage

Bentek Solar products meet the rigorous demands of premier commercial and utility scale power plant designers and installers.

Strict engineering design rules assure uncompromised safety and reliability. Our world-class manufacturing processes guarantee long product life in challenging environments. A wide range of options enables BOS optimization for all system configurations.

Bentek stands behind its products with the maintenance, service, and support needed to protect your investment.

Our products are NEC and UL complaint.

Disconnect Combiner Models for Grounded Systems	Max Voltage (VDC)	Max. Input Circuits	Input Fuses (A)	Integrated Disconnect Ampacity (A)	Input Type	Output Type	Enclosure Size
BTKv-UTS-G-0615-D200-zz-OV-W	600/1000	6	Up to 30A; standard is 15A	200	14-6AWG	M8 stud (NEMA bolt pattern)	16"x14"x8"
BTKv-UTS-G-1215-D200-zz-OV-W		12		200			20"x16"x8"
BTKv-UTS-G-1615-D200-zz-OV-W		16		200			20"x16"x8"
BTKv-UTS-G-2015-D250-zz-OV-W		20		250			24"x24"x8"
BTKv-UTS-G-2415-D360-zz-OV-W		24		360			24"x24"x8"
BTKv-UTS-G-3215-D360-zz-OV-W		32		360			24"x24"x8"
BTKv-3015-D400-zz-OV-W		30		400			30"x24"x8**

* Not available in polycarbonate.
 v=voltage (6-600V, 10-1000V)—Specifying 600V configures overvoltage and fuse voltage;
 G=Grounded; zz=Enclosure material (CS-carbon steel, FB-fiberglass, PC-polycarbonate, SS-stainless steel);
 OV=Overvoltage/surge protection (optional); W=Whips (optional)—Contact your Bentek Sales Engineer for details. Specifications subject to change without notice.



ABOUT BENTEK

Founded in 1985, Bentek is an industry leader in engineered electromechanical and power distribution solutions for industrial applications. We design and manufacture products such as wiring harnesses, electrical combiner boxes, and custom OEM assemblies for the solar energy and semiconductor markets. Bentek is an ISO certified company.



BREAKER UNIVERSAL SAFETY SYSTEM FOR USE IN GROUNDED SYSTEMS

Safety and flexibility in a simple, single package.

The Bentek Solar Breaker Universal Safety System (BUSS) series is the universal solution for utility-scale, circuit protection, disconnect and recombining. Eliminate the cost and roadblocks associated with inverter DC input limitations, and keep the quality and reliability you've come to expect from Bentek.

Standard Product Features

- ▶ 1000V Circuit Breakers.
- ▶ Up to 14 circuit breaker inputs.
- ▶ 100%-rated load-break circuit breaker ampacity options: 125A, 150A, 175A, 200A, 225A, 250A, 300A, 350A, 400A.
- ▶ Provides NEC 690-16 compliance (independent disconnecting means for source circuits).
- ▶ NEMA-3R powder-coated enclosure.
- ▶ Removable enclosure sides and bottom for ease of wire routing.
- ▶ Exterior door supports padlock.
- ▶ Dead fronts for arc flash protection.
- ▶ Lock out/tag out functionality for each circuit breaker.
- ▶ Ungrounded and grounded common busbars.
- ▶ 90° C terminals, dual-lug compatible input and output: up to 1000MCM.
- ▶ Fan with vent and thermostat.
- ▶ Zone Current Monitoring via Modbus protocol with RS-485 or Ethernet output connection.
- ▶ TÜV SÜD listed to UL 1741.
- ▶ ISO 9001:2008 Quality Certified.

Configurations

The BUSS is comprised of multiple UL-rated 1000VDC circuit breakers contained in one easy-to-install compact enclosure. Each breaker switches only the ungrounded circuit. The BUSS provides an unmatched safe and convenient means of isolating and diagnosing individual DC portions of a grounded PV system for routine maintenance and troubleshooting. Bentek sales engineers are available to help you specify the optimal product for your application.

MADE IN USA



Fully assembled in our facility in San Jose, California.

Optional Product Features

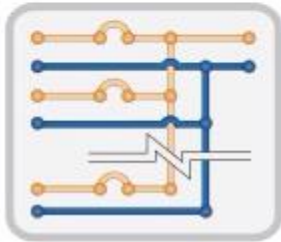
- ▶ Mixed amperage breakers.
- ▶ Heater and hygrosat for environments with high humidity or below -20° C.
- ▶ Extended warranties.

Contact Bentek: **1-866-505-0303**

Bentek Support: **1-888-202-5009**



BREAKER UNIVERSAL SAFETY SYSTEM FOR USE IN GROUNDED SYSTEMS



The Bentek Solar Advantage

Bentek Solar products meet the rigorous demands of premier commercial and utility scale power plant designers and installers.

Strict engineering design rules assure uncompromised safety and reliability. Our world-class manufacturing processes guarantee long product life in challenging environments. A wide range of options enables BOS optimization for all system configurations.

Bentek stands behind its products with the maintenance, service, and support needed to protect your investment.

Our products are NEC and UL compliant.

BUSS Models for Grounded Systems	Max. Inputs	Circuit Breaker Amperage (A) (yyy)	Max. No. of Outputs	Enclosure size
BTK10-BUSS-GC-12yyy-CS-Ex	12	125-400A	One ungrounded busbar and one grounded busbar, each with four two-hole connection points. Sufficient clearance for two back-to-back compression lugs at each connection point provides for a total of eight compression lugs on each busbar.	79"x39"x24"
BTK10-BUSS-GC-14yyy-CS1-Ex	14			87"x39"x24"
BTK10-BUSS-GC-12yyy-CS-Ex-Sx	12			79"x39"x24"
BTK10-BUSS-GC-14yyy-CS1-Ex-Sx	14			87"x39"x24"

GC=Grounded with common busbar; yyy=amperage of circuit breakers (M following the amperage indicates mixed breaker sizes are present); Ex=fan/heater (E1 - fan only, E4 - fan and heater).

Sx=Current Monitoring (S1 - Ethernet, S2 - RS-485)

Specifications subject to change without notice.

* 100% rated CBs are listed for continuous operation at their nameplate rating. They are sized based on the current calculated in NEC 690.8(A), or 1.25 x Isc.

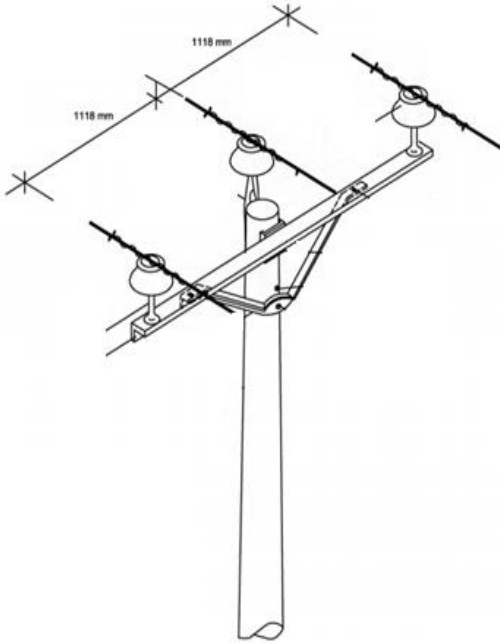


ABOUT BENTEK

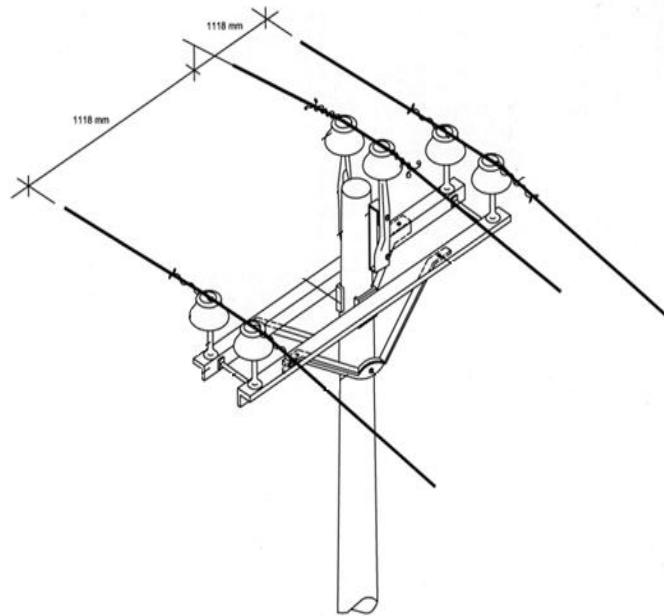
Founded in 1985, Bentek is an industry leader in engineered electromechanical and power distribution solutions for industrial applications. We design and manufacture products such as wiring harnesses, electrical combiner boxes, and custom OEM assemblies for the solar energy and semiconductor markets. Bentek is an ISO certified company.

“Estructuras principales para líneas primarias”

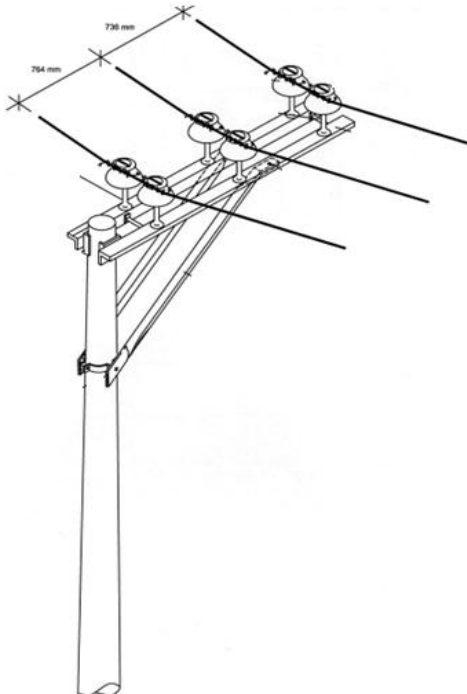
a) Tangente sencilla



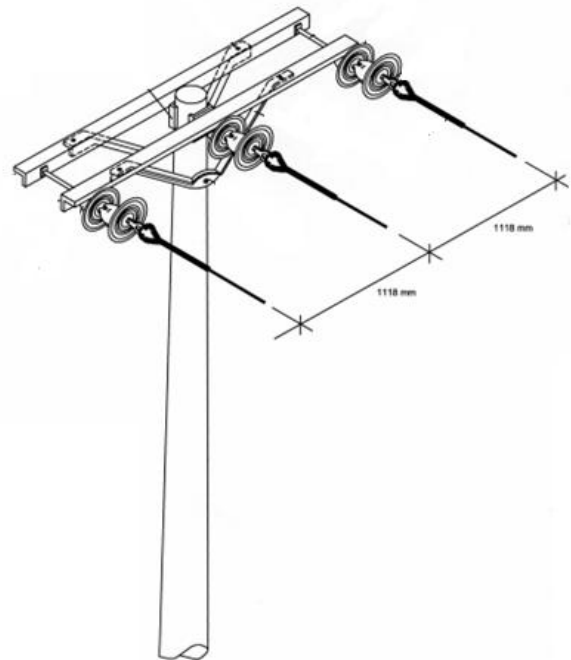
b) Tangente



c) Volado doble



d) Remate horizontal



e) Cruce horizontal doble remate

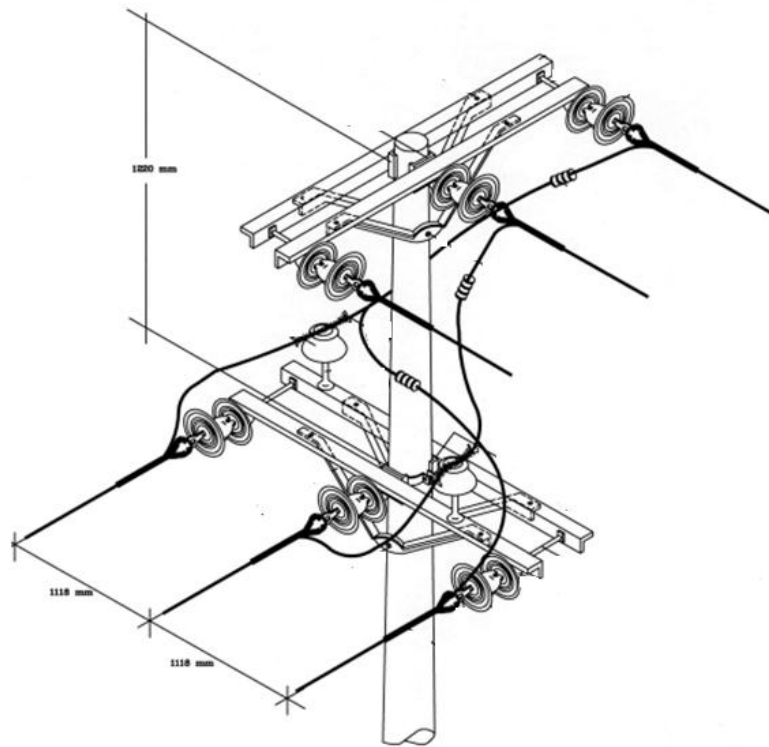


Figura A11-1. Estructuras principales de líneas primarias.

Modificadas de: (www.siget.gob.sv)

“Determinación de radiación media diaria para una inclinación β ”

Para determinar la radiación media diaria para una inclinación β que este orientada hacia el Sur se puede utilizar el factor k (si es conocido) de ese lugar. Conociendo dicho valor se puede realizar una proyección de producción de energía a lo largo del año. En cambio si este valor es desconocido pero se tienen registros de valores de irradiación inclinada y horizontal es posible determinar el valor del factor k y calcular las pérdidas que se generan sobre la superficie inclinada a lo largo del año y también conocer la ganancia de energía en el año al estar inclinado los módulos fotovoltaicos.

$$\text{factor } k = \frac{\text{irradiancia inclinada}}{\text{irradiancia horizontal}}$$

Existen datos teóricos ya elaborados para el factor k, que pueden encontrarse en diferentes fuentes bibliográficas, estos valores pueden mostrar el comportamiento de las perdidas por inclinación a lo largo del año para diferentes inclinaciones y latitudes. Así por ejemplo se tienen las tablas del factor k para las latitudes 10° a 13° (que abarcan la mayor parte del área centroamericana).

A continuación se presenta una tabla que permite observar el comportamiento del factor k a lo largo del año para inclinaciones de los paneles que van desde 0° (completamente horizontal) hasta 45° (inclinarse más de este valor causaría pérdidas mayores) para El Salvador (latitud 13°).

Tabla A12-1. Valores teóricos del factor k para una latitud de 13°⁴⁰

Meses	Inclinación									
	0°	5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°
Enero	1.00	1.03	1.06	1.08	1.10	1.10	1.10	1.10	1.09	1.07
Febrero	1.00	1.02	1.04	1.05	1.04	1.06	1.03	1.03	1.01	0.98
Marzo	1.00	1.01	1.02	1.01	1.02	0.99	0.94	0.94	0.91	0.87
Abril	1.00	1.00	0.99	0.97	0.99	0.92	0.84	0.84	0.79	0.74
Mayo	1.00	0.98	0.96	0.93	0.96	0.86	0.76	0.76	0.70	0.64
Junio	1.00	0.98	0.95	0.92	0.95	0.83	0.72	0.72	0.66	0.60
Julio	1.00	0.98	0.96	0.93	0.96	0.85	0.75	0.75	0.69	0.63
Agosto	1.00	1.00	0.99	0.97	0.99	0.91	0.83	0.83	0.78	0.73
Septiembre	1.00	1.01	1.02	1.02	1.02	0.99	0.94	0.94	0.91	0.87
Octubre	1.00	1.03	1.05	1.07	1.05	1.08	1.05	1.05	1.03	1.01
Noviembre	1.00	1.04	1.07	1.10	1.07	1.13	1.13	1.13	1.12	1.10
Diciembre	1.00	1.04	1.07	1.10	1.07	1.13	1.14	1.14	1.13	1.11
Promedio	1.00	1.01	1.02	1.01	1.02	0.99	0.94	0.94	0.90	0.86

Es de mencionar que los datos que aparecen en esta tabla oscilan entre 0.60 y 1.11 esto indica que, cuando un dato es menor que 1 se tienen pérdidas por inclinación; en cambio si el dato es mayor que 1 se tienen el efecto contrario, es decir, se tiene ganancia de energía por inclinación de los paneles fotovoltaicos.

La tabla no presenta datos para inclinaciones de 12° (definida para factibilidad técnica) por lo que se realizará una interpolación para obtener datos teóricos para ese valor.

Uno de los métodos de interpolación más sencillos es cuando se considera una grafica para obtener un dato que no se ha medido directamente, pero que está entre el rango de datos que si lo han sido y de esta manera obtener la ecuación general del gráfico.

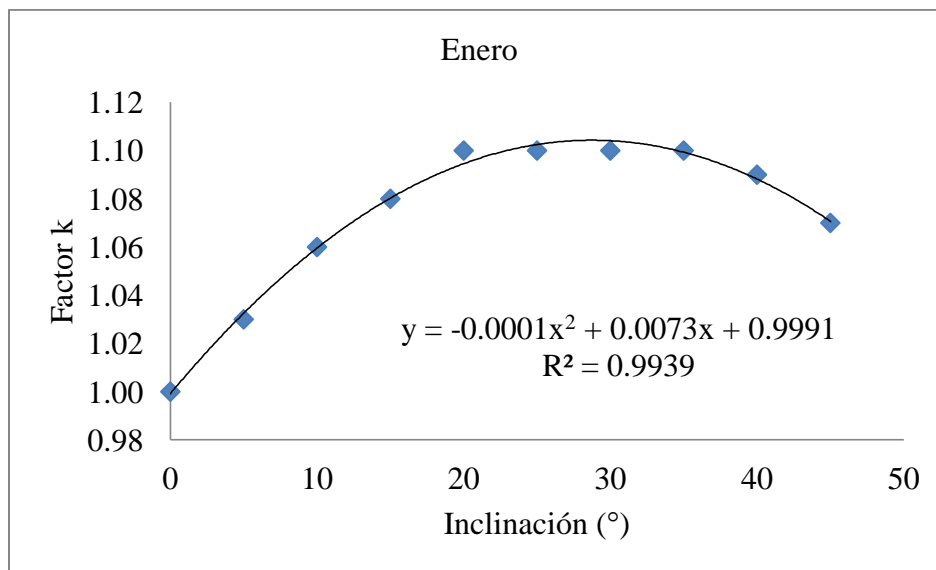
A continuación se presenta el procedimiento llevado a cabo para obtener el factor k para una latitud de 13° e inclinación de 12°.

⁴⁰Fuente:<http://www.cleanenergysoalr.com/2011/09/15/tutorial-tablas-factor-de-correccion-de-k/>

Tabla A12-2. Valores de factor k para el mes de enero

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	1.03
10	1.06
15	1.08
20	1.10
25	1.10
30	1.10
35	1.10
40	1.09
45	1.07

Gráfico A12-1. Factor k para el mes de enero vs Inclinación



Sustituyendo 12° como la variable x en la ecuación de gráfico

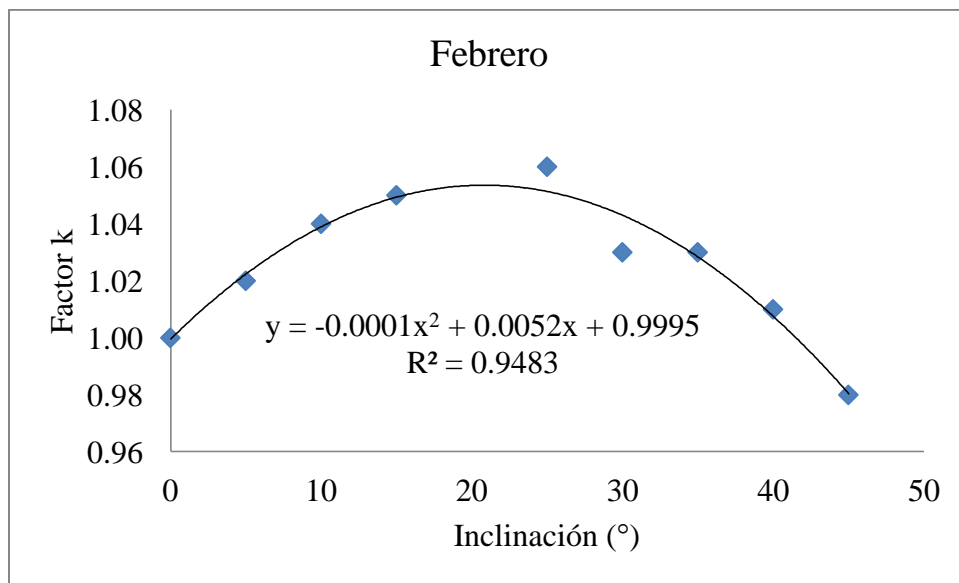
$$y = -0.0001(12)^2 + 0.0073(12) + 0.9991$$

$$y = 1.07$$

Tabla A12-3. Valores de factor k para el mes de febrero

Inclinación	factor k
0	1.00
5	1.02
10	1.04
15	1.05
20	1.04
25	1.06
30	1.03
35	1.03
40	1.01
45	0.98

Gráfico A12-2. Factor k para el mes de febrero vs Inclinación



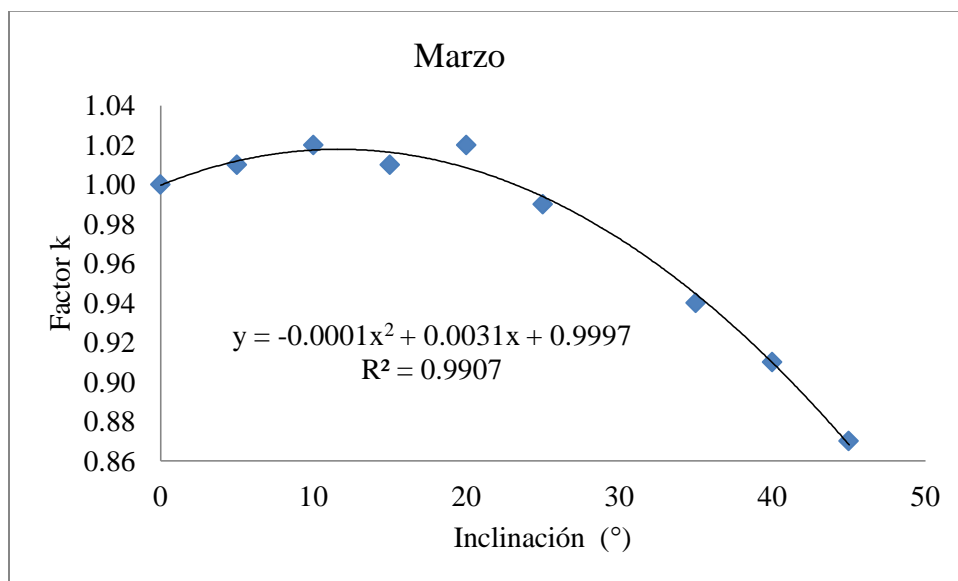
$$y = -0.0001 (12)^2 + 0.0048 (12) + 1.0003$$

$$y = 1.04$$

Tabla A12-4. Valores de factor k para el mes de marzo

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	1.01
10	1.02
15	1.01
20	1.02
25	0.99
30	0.94
35	0.94
40	0.91
45	0.87

Gráfico A12-3. Factor k para el mes de marzo vs Inclinación



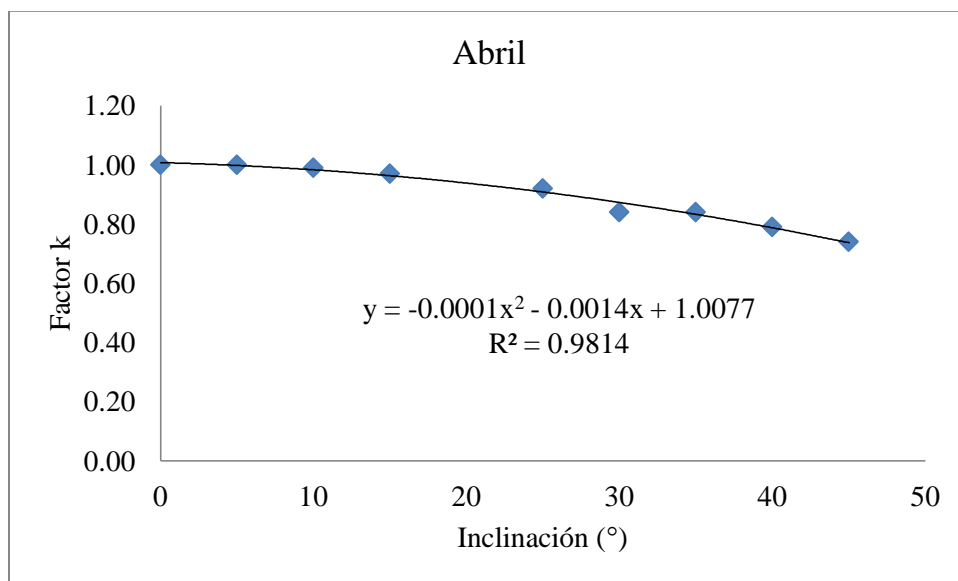
$$y = -0.0001 (12)^2 + 0.0031 (12) + 0.9997$$

$$y = 1.02$$

Tabla A12-5. Valores de factor k para el mes de abril

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	1.00
10	0.99
15	0.97
20	0.99
25	0.92
30	0.84
35	0.84
40	0.79
45	0.74

Gráfico A12-4. Factor k para el mes de abril vs Inclinación



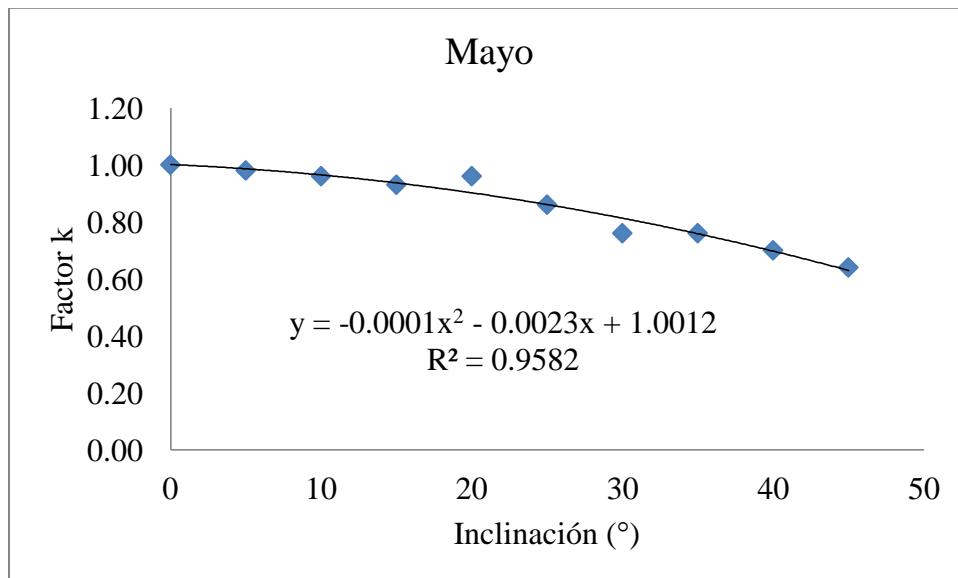
$$y = -0.0001 (12)^2 - 0.0014 (12) + 1.0077$$

$$y = 1.01$$

Tabla A12-6. Valores de factor k para el mes de mayo

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	0.98
10	0.96
15	0.93
20	0.96
25	0.86
30	0.76
35	0.76
40	0.70
45	0.64

Gráfico A12-5. Factor k para el mes de mayo vs Inclinación



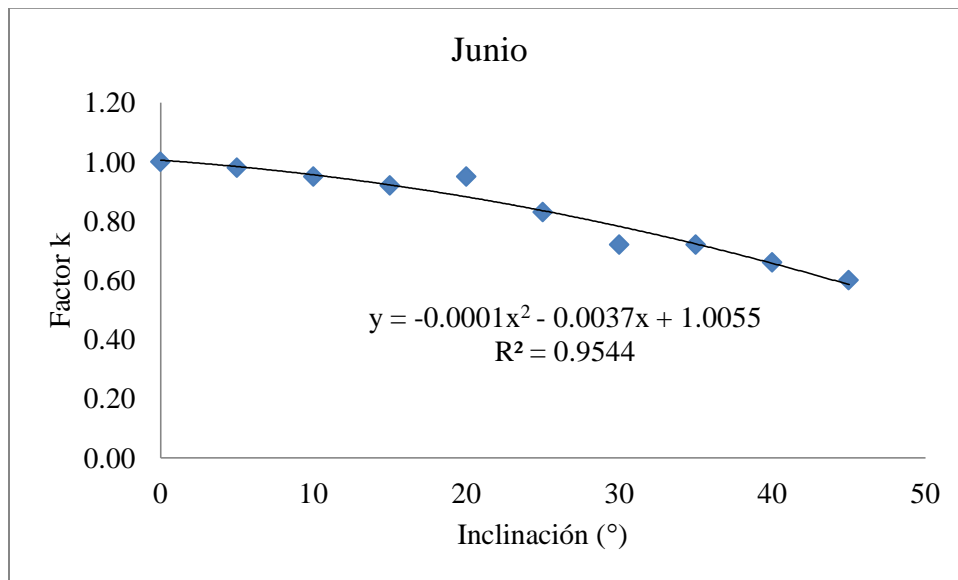
$$y = -0.0001 (12)^2 - 0.0023 (12) + 1.0012$$

$$y = 0.96$$

Tabla A12-7. Valores de factor k para el mes de junio

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	0.98
10	0.95
15	0.92
20	0.95
25	0.83
30	0.72
35	0.72
40	0.66
45	0.60

Gráfico A12-6. Factor k para el mes de junio vs Inclinación



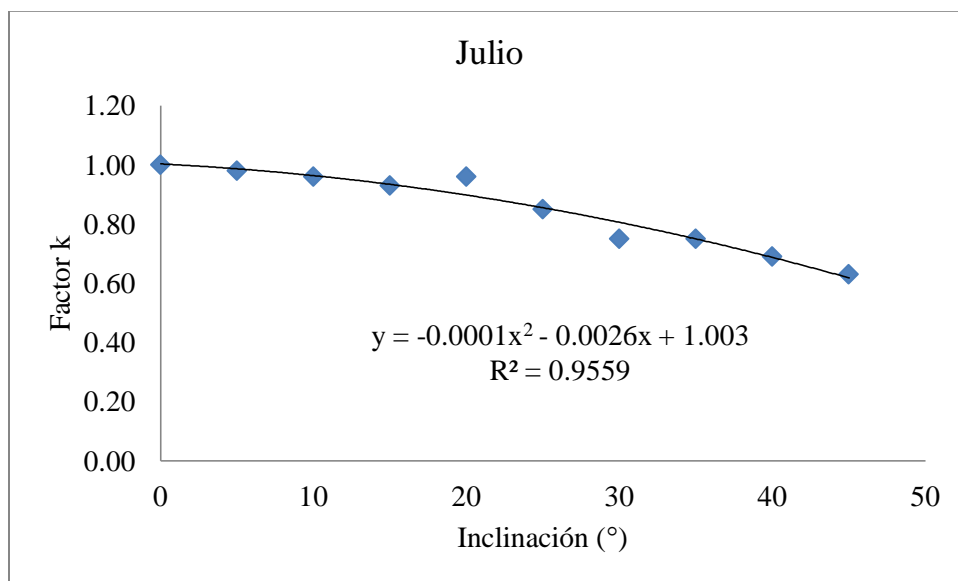
$$y = -0.0001 (12)^2 - 0.0037 (12) + 1.0055$$

$$y = 0.95$$

Tabla A12-8. Valores de factor k para el mes de julio

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	0.98
10	0.96
15	0.93
20	0.96
25	0.85
30	0.75
35	0.75
40	0.69
45	0.63

Gráfico A12-7. Factor k para el mes de julio vs Inclinación



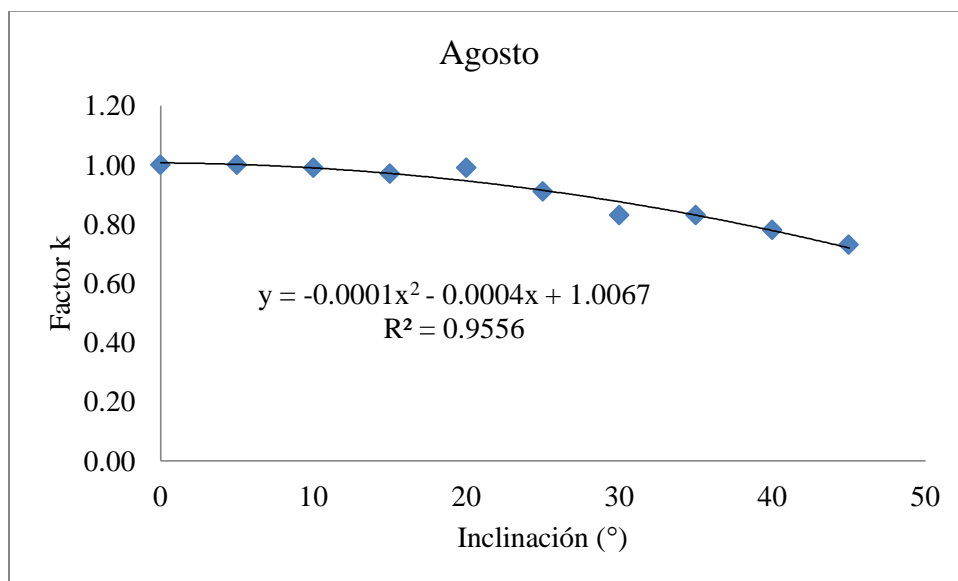
$$y = -0.0001 (12)^2 - 0.0026 (12) + 1.003$$

$$y = 0.96$$

Tabla A12-9. Valores de factor k para el mes de agosto

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	1.00
10	0.99
15	0.97
20	0.99
25	0.91
30	0.83
35	0.83
40	0.78
45	0.73

Gráfico A12-8. Factor k para el mes de agosto vs Inclinación



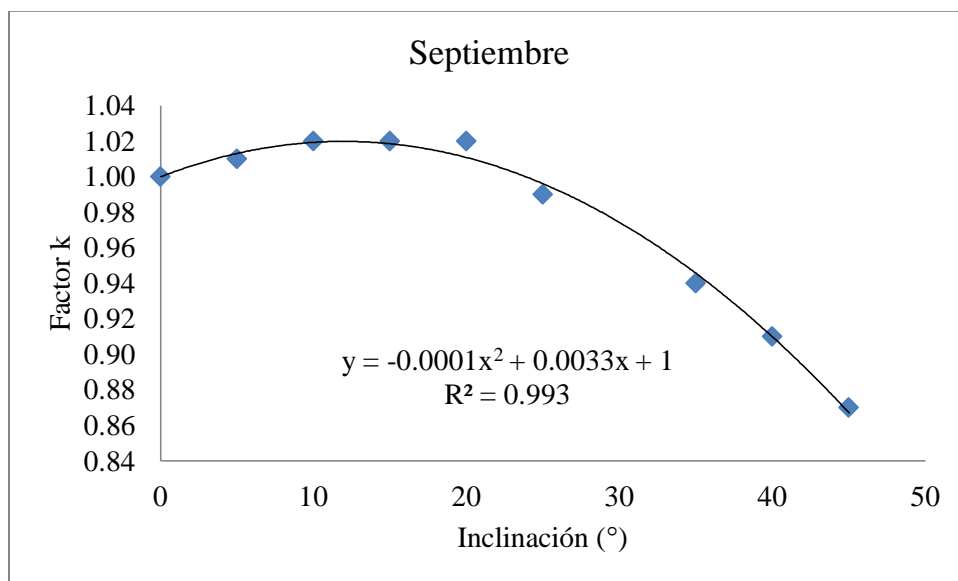
$$y = -0.0001 (12)^2 - 0.0004 (12) + 1.0067$$

$$y = 0.99$$

Tabla A12-10. Valores de factor k para el mes de septiembre

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	1.01
10	1.02
15	1.02
20	1.02
25	0.99
30	0.94
35	0.94
40	0.91
45	0.87

Gráfico A12-9. Factor k para el mes de septiembre vs Inclinación



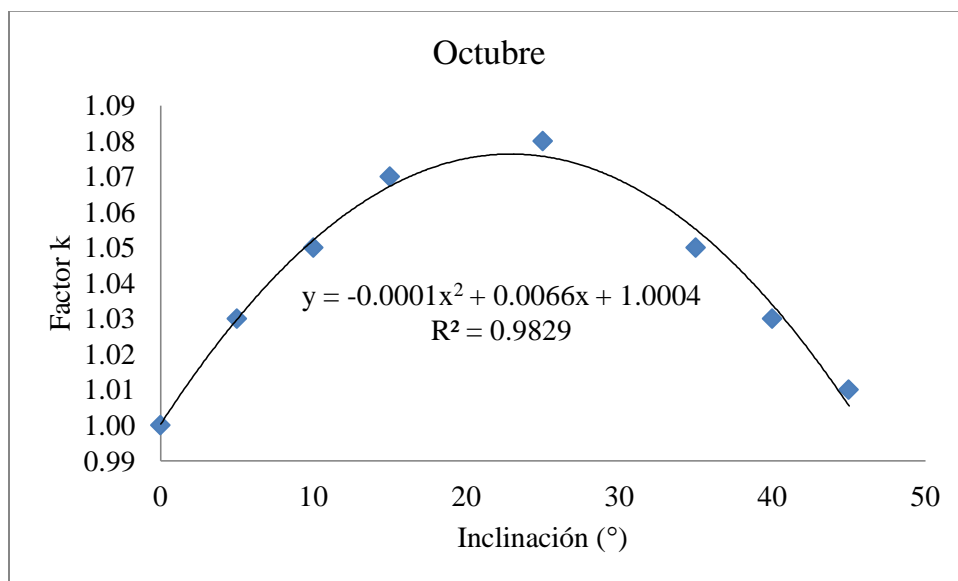
$$y = -0.0001 (12)^2 + 0.0033 (12) + 1$$

$$y = 1.02$$

Tabla A12-11. Valores de factor k para el mes de octubre

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	1.03
10	1.05
15	1.07
20	1.05
25	1.08
30	1.05
35	1.05
40	1.03
45	1.01

Gráfico A12-10. Factor k para el mes de octubre vs Inclinación



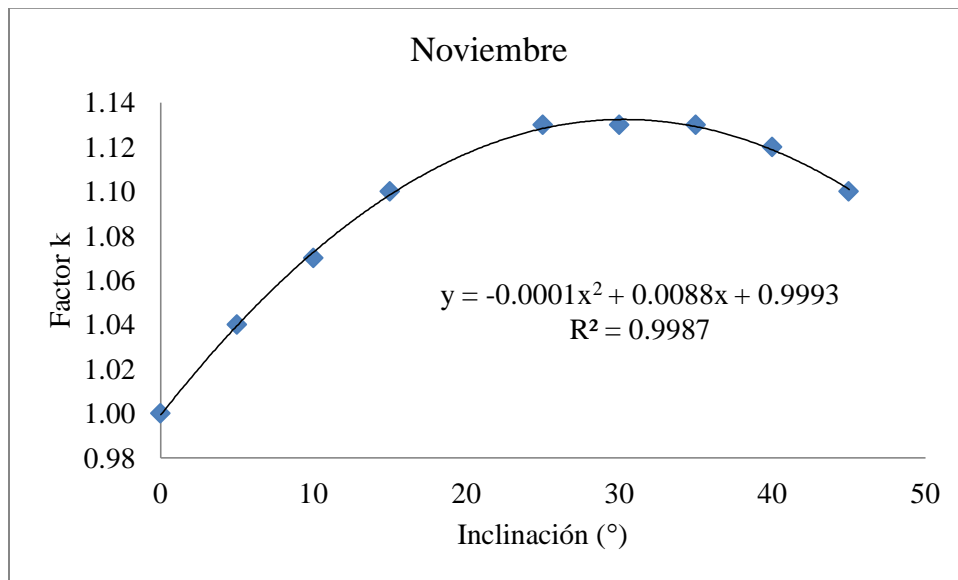
$$y = -0.0001 (12)^2 + 0.0066 (12) + 1.0004$$

$$y = 1.06$$

Tabla A12-12. Valores de factor k para el mes de noviembre

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	1.04
10	1.07
15	1.10
20	1.07
25	1.13
30	1.13
35	1.13
40	1.12
45	1.10

Gráfico A12-11. Factor k para el mes de noviembre vs Inclinación



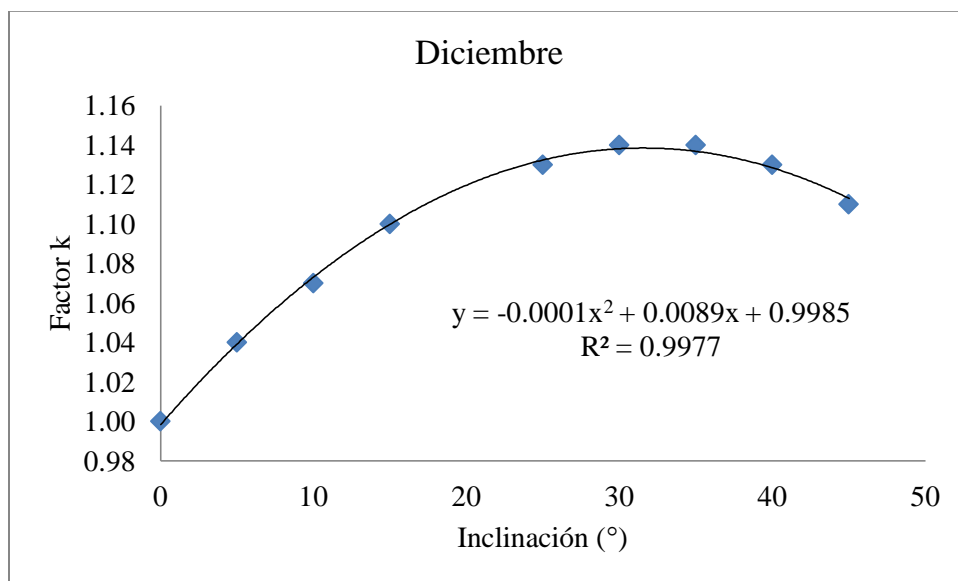
$$y = -0.0001 (12)^2 + 0.0088 (12) + 0.9993$$

$$y = 1.09$$

Tabla A12-13. Valores de factor k para el mes de diciembre

Inclinación	Factor k
0	1.00
5	1.04
10	1.07
15	1.10
20	1.07
25	1.13
30	1.14
35	1.14
40	1.13
45	1.11

Gráfico A12-12. Factor k para el mes de diciembre vs Inclinación



$$y = -0.0001 (12)^2 + 0.0089 (12) + 0.9985$$

$$y = 1.09$$

En la tabla se observan los valores obtenidos por la interpolación:

Tabla A12-14. Valores de factor k para una latitud de 13° e inclinación de 12°⁴¹

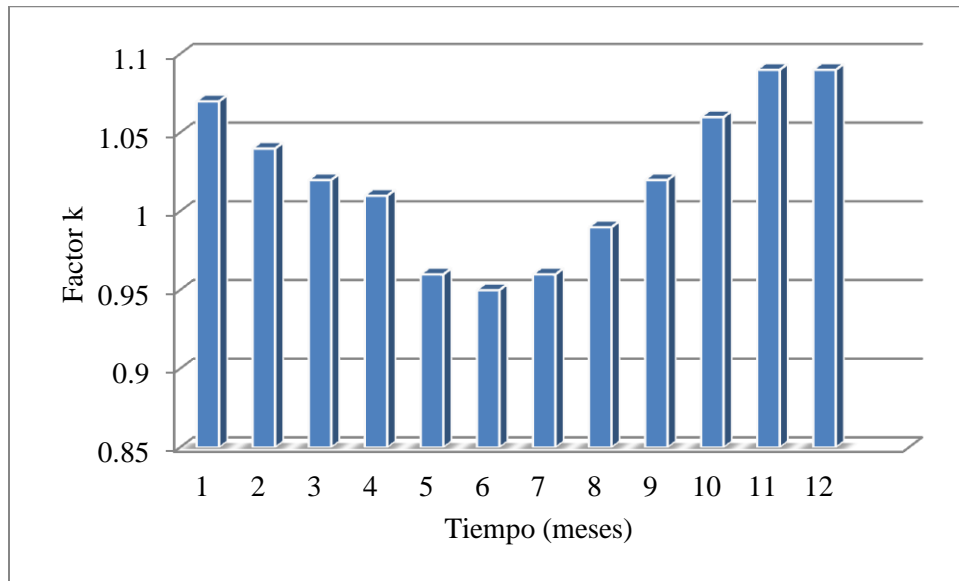
Mes	Factor k
Enero	1.07
Febrero	1.04
Marzo	1.02
Abril	1.01
Mayo	0.96
Junio	0.95
Julio	0.96
Agosto	0.99
Septiembre	1.02
Octubre	1.06
Noviembre	1.09
Diciembre	1.09
Promedio	1.01

Los datos de esta tabla se pueden interpretar de la siguiente manera:

- Los meses donde el factor k es menor que uno, son los meses donde se obtienen pérdidas de energía.
- Los meses donde el factor k es mayor que uno, se obtiene ganancia de energía.

⁴¹ En las graficas de Febrero, Marzo, Abril, Septiembre, Octubre, Noviembre y Diciembre se eliminaron los datos que se observaban alejados de la tendencia de la curva

Gráfico A12-13. Factor k con una inclinación de 12° en El Salvador durante los meses de Enero a Diciembre



El gráfico muestra que, con una inclinación de 12° un sistema fotovoltaico en El Salvador tiene pocas pérdidas de energía, pues durante los meses de Mayo a Agosto se registran pérdidas mientras que en los meses restantes se obtiene ganancia de energía.

ANEXO 13

**“Pliego tarifario vigente a partir del 15 de enero de 2015 emitido por
Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones”**

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

TARIFAS

**PRECIOS MAXIMOS PARA EL SUMINISTRO ELECTRICO
VIGENTES A PARTIR DEL 15 DE ENERO DE 2015**

I. PEQUEÑAS DEMANDAS (0 < kW < 10)

BAJA TENSION

a) Tarifa Residencial para consumos menores de 99 kWh/mes - BT

Bloque 1: Primeros 99 kWh/mes

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.879704	0.987318	0.836763	0.948525	0.945049	2.054538	0.977690	0.877572
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.171722	0.175614	0.176657	0.178429	0.178464	0.176347	0.161702	0.165753
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.030290	0.050201	0.062340	0.068408	0.077423	0.084540	0.037946	0.037186

Bloque 2: Consumos entre 100 kWh/mes y 199 kWh/mes

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.879704	0.987318	0.836763	0.948525	0.945049	2.054538	0.977690	0.877572
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.171680	0.175173	0.176590	0.177892	0.178682	0.173853	0.162180	0.164612
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.033071	0.060140	0.027561	0.035360	0.036602	0.072354	0.033631	0.040702

Bloque 3: Consumos mayores o iguales a 200 kWh/mes

	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.879704	0.987318	0.836763	0.948525	0.945049	2.054538	0.977690	0.877572
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.171725	0.175042	0.176644	0.177653	0.178740	0.174010	0.162157	0.164138
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.041845	0.070552	0.078520	0.078532	0.078394	0.078201	0.035508	0.042371

Uso General

	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.879704	0.987318	0.836763	0.948525	0.945049	2.054538	0.977690	0.877572
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.172103	0.175334	0.176978	0.178775	0.179499	0.173272	0.162406	0.165138
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.033774	0.041793	0.039314	0.059693	0.059167	0.062899	0.035096	0.033520

Alumbrado Público

	CAESS	DELSUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.879704	0.987318	0.836763	0.948525	0.945049	2.054538	0.977690	0.877572
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.142027	0.139282	0.134824	0.136090	0.131127	0.169867	0.159657	0.151506
Cargo de Distribución:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.035028	0.051150	0.063205	0.073471	0.072274	0.061162	0.042041	0.033541

II. MEDIANA DEMANDA (10 < KW < 50)
BAJA TENSION CON MEDICIÓN DE POTENCIA

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.879704	0.987318	0.836763	0.948525	0.945049	2.054538	0.977690	0.877572
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.171965	0.175680	0.177636	0.179448	0.180829	0.172258	0.162646	0.165774
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	13.304088	21.639345	21.867417	27.372541	26.927457	36.470660	15.344973	19.827528

MEDIA TENSION CON MEDICIÓN DE POTENCIA

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.879704	0.987318	0.836763	0.948525	0.945049	2.054538	0.977690	0.877572
Cargo de Energía:									
Cargo Variable	US\$/kWh	0.159465	0.160806	0.161507	0.159816	0.159537	0.160113	0.154596	0.154766
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	6.329066	6.939401	12.176678	17.575254	16.788060	16.644027	6.913688	5.108547

BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Atención al Cliente	US\$/Usuario-m	0.879704	0.987318	0.836763	0.948525	0.945049	2.054538	0.977690	0.877572
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/kWh	0.172113	0.176770	0.176083	0.177922	0.177211	0.176095	0.165253	0.165099
Energía en Restc	US\$/kWh	0.173327	0.176946	0.179426	0.180944	0.182041	0.174470	0.162642	0.162203
Energía en Valle	US\$/kWh	0.165508	0.168220	0.168539	0.171656	0.171430	0.163909	0.154495	0.126669
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	13.304088	21.639345	21.867417	27.372541	26.927457	36.470660	15.344973	19.827528

MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	0.879704	0.987318	0.836763	0.948525	0.945049	2.054538	0.977690	0.877572
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/kWh	0.159446	0.161815	0.160587	0.158653	0.157062	0.163433	0.157074	0.145917
Energía en Restc	US\$/kWh	0.160570	0.161977	0.163637	0.161348	0.161343	0.161924	0.154592	0.143358
Energía en Valle	US\$/kWh	0.153326	0.153989	0.153707	0.153066	0.151938	0.152122	0.146849	0.111952
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	6.329066	6.939401	12.176678	17.575254	16.788060	16.644027	6.913688	5.108547

III. GRANDES DEMANDAS (>50 KW)
BAJA TENSION CON MEDIDOR HORARIO

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Atención al Cliente	US\$/Usuario-m	13.195557	14.809779	12.551438	14.227873	14.175746	17.967374	14.545391	6.743104
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/kWh	0.172113	0.176770	0.176083	0.177922	0.177211	0.176095	0.165253	0.165099
Energía en Restc	US\$/kWh	0.173327	0.176946	0.179426	0.180944	0.182041	0.174470	0.162642	0.162203
Energía en Valle	US\$/kWh	0.165508	0.168220	0.168539	0.171656	0.171430	0.163909	0.154495	0.126669
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	13.304088	21.639345	21.867417	27.372541	26.927457	36.470660	15.344973	19.827528

MEDIA TENSION CON MEDIDOR HORARIO

	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO	
Cargo de Comercialización:									
Cargo Fijo	US\$/Usuario-m	13.195557	14.809779	12.551438	14.227873	14.175746	17.967374	14.545391	6.743104
Cargo de Energía:									
Energía en Punta	US\$/kWh	0.159446	0.161815	0.160587	0.158653	0.157062	0.163433	0.157074	0.145917
Energía en Restc	US\$/kWh	0.160570	0.161977	0.163637	0.161348	0.161343	0.161924	0.154592	0.143358
Energía en Valle	US\$/kWh	0.153326	0.153989	0.153707	0.153066	0.151938	0.152122	0.146849	0.111952
Cargo de Distribución:									
Potencia	US\$/KW-mes	6.329066	6.939401	12.176678	17.575254	16.788060	16.644027	6.913688	5.108547

ANEXO 14

“Procedimiento PVWatt”

Location and Station Identification

Requested Location	San Salvador, El Salvador
Weather Data Source	(INTL) ILOPANGO/S SALVADOR, EL SALVADOR 6.6 mi
Latitude	13.7° N
Longitude	89.12° W

PV System Specifications *(Commercial)*

DC System Size	1501.92 kW
Module Type	Standard
Array Type	Fixed (open rack)
Array Tilt	12°
Array Azimuth	0°
System Losses	14%
Inverter Efficiency	96%
DC to AC Size Ratio	1

RESULTS

 [Print Results](#)

2,108,284 kWh per Year *

Month	Solar Radiation (kWh / m ² / day)	AC Energy (kWh)	Energy Value (\$)
January	4.57	156,008	N/A
February	5.26	164,204	N/A
March	5.96	205,395	N/A
April	6.34	211,750	N/A
May	5.63	196,981	N/A
June	5.20	176,686	N/A
July	5.79	202,407	N/A
August	5.54	193,826	N/A
September	4.69	160,448	N/A
October	4.33	152,706	N/A
November	4.34	146,559	N/A
December	4.11	141,315	N/A

“Procedimiento Sunny Design Web”

Introducción de datos del proyecto

Introduzca aquí los datos de su proyecto. Los datos ampliados del proyecto tienen preasignados valores típicos. Revíselos y modifíquelos en caso necesario. Los campos marcados con un asterisco (*) son obligatorios.

[Ir a la configuración de la planta FV](#)

▼ Datos del proyecto

Nombre del proyecto*

Emplazamiento* Mostrar datos meteorológicos Crear emplazamiento propio

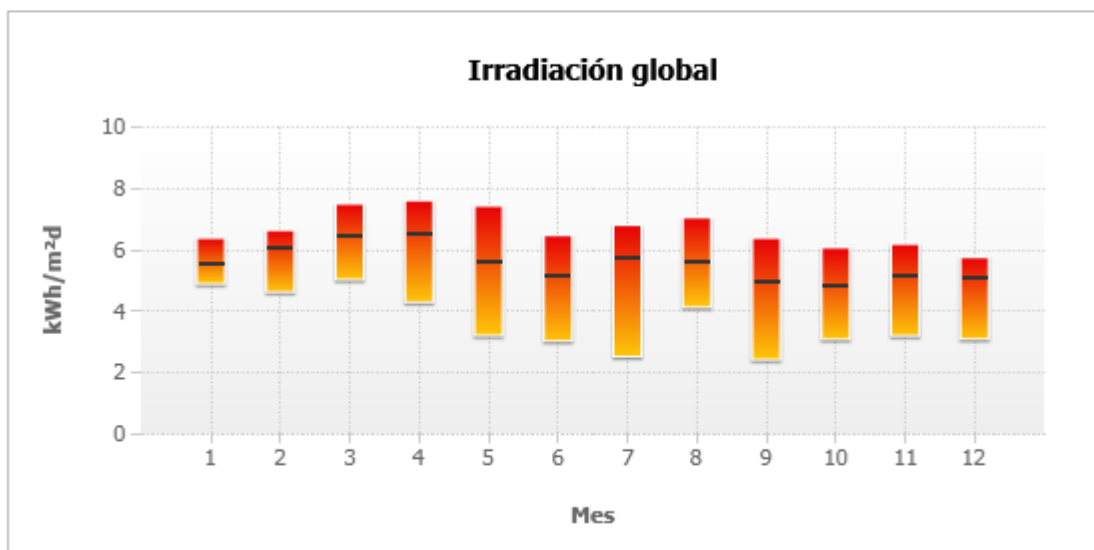
Región* **País*** **Localidad***

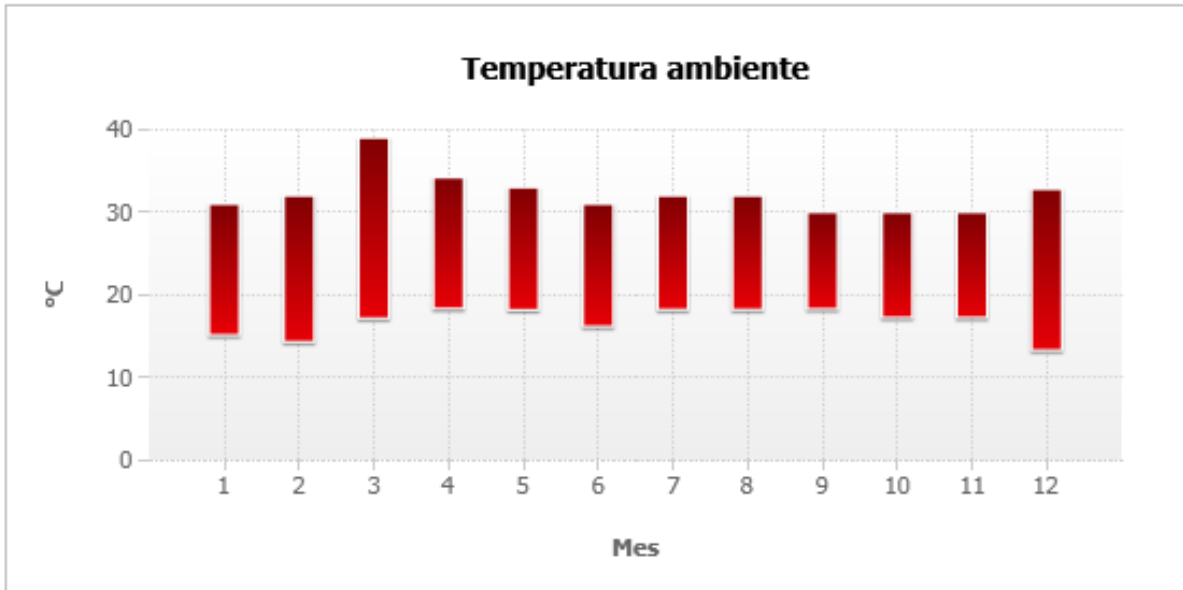
Nivel de tensión* Baja tensión Media tensión **Conexión a la red de los inversores***

Datos meteorológicos

El emplazamiento está en **Ciudad Arce, El Salvador (North America and the Caribbean)**

La suma anual de la irradiación global es **1.995,16 kWh/m²a**





Ajustes de temperatura

- Se utiliza la **Temperatura ambiente**
- La temperatura mínima es de **13 °C**
- La temperatura de diseño es de **26 °C**
- La temperatura máxima es de **39 °C**

Introducción de datos del proyecto

Introduzca aquí los datos de su proyecto. Los datos ampliados del proyecto tienen preasignados valores típicos. Revíselos y modifíquelos en caso necesario. Los campos marcados con un asterisco (*) son obligatorios.

[Ir a la configuración de la planta FV](#)

▼ Datos del proyecto

Nombre del proyecto*

Emplazamiento* [Mostrar datos meteorológicos](#) [Crear emplazamiento propio](#)

Región* **País*** **Localidad***

Nivel de tensión* **Baja tensión** **Media tensión** **Conexión a la red de los inversores***



Ajustes del emplazamiento

- El emplazamiento está en **San Salvador, El Salvador (North America and the Caribbean)**
- La altitud sobre el nivel del mar es de **650 m**



Detalles del proyecto

- Nombre del proyecto: **Berlin**
- Número del proyecto **no introducido**
- Comentario **no introducido**
- Cliente **no introducido**



Ajustes de temperatura

- Se utiliza la **Temperatura de las células**
- La temperatura mínima es de **-10 °C**
- La temperatura de diseño es de **50 °C**
- La temperatura máxima es de **70 °C**



Conexión a la red del inversor

- **Baja tensión** con una tensión de red de **480V (277V / 480V)**
- La tolerancia de tensión es de **+/-10 %**
- **Inyección trifásica**
- No se tiene en cuenta la carga desequilibrada máxima de **0,00 kVA**
- Factor de desfase $\cos \varphi$ no especificado
- Sin limitación de la potencia activa prefijada



Pérdidas de línea

- Las pérdidas de línea de CC no se tienen en cuenta en la previsión de rendimiento.
- Las pérdidas de línea de CA no se tienen en cuenta en la previsión de rendimiento.

Configurar planta

Aquí puede introducir la información sobre la planta fotovoltaica proyectada. Para ello debe configurarse al menos un generador fotovoltaico seleccionando el tipo de módulo fotovoltaico y el número de módulos o la potencia pico. A continuación puede diseñarse el inversor.

PVBerlin Cambiar el nombre + Añadir un subproyecto + Añadir alternativa

▼ Generadores FV

Nombre	Fabricante/módulo FV	Número de módulos FV/potencia pico	Orientación/tipo de montaje
1 Generador FV 1	Atersa A-240P GS (12/2013)	6258 módulos FV 1,50 MWp	0° 12°

+ Añadir un generador

▼ Diseño del inversor

Aquí puede modificar los ajustes predefinidos para el diseño automático y las propuestas de diseño.

Filtro de inversores Diseño manual Propuestas de diseño Diseño automático

▼ Inversores

Tipo	1. Generador FV 1	2.	3.	Factor de desfase cos ϕ	Limitación de la potencia activa de CA
3 x SC 500U Advertencia: No certificado para el país seleccionado.	6258 / 6258 A: 149 x 14			1,00	500,00 kW

▼ Detalles Potencia pico: 1,50 MWp Ratio de potencia nominal: 103 % Factor de aprovecham. de energía: 99,5 %

Rendimiento ✔ Compatible con FV/inversor

Parámetros	Inversor	Entrada A	Entrada B	Entrada C
Ratio de potencia nominal: 103 %				
Eficiencia del inversor: 97 % 				
Rendimiento energético anual (aproximado):	2.548,97 MWh			
Rendimiento energético especial (aproximado):	1697 kWh/kWp			
Coefficiente de rendimiento (aproximado):	84,7 %			
Pérdidas de línea (% de la energía):	---			
Potencia de CC máx.	516,00 kW	500,64 kWp		
Tensión de CC mín.	330 V	345 V		
Tensión FV normal		✔ 378 V		
Tensión de CC máx. (Inversor)	600 V	✔ 580 V		
Corriente de CC máx. (A)	1600 A	✔ 1192,0 A		

Dimensionar el cableado

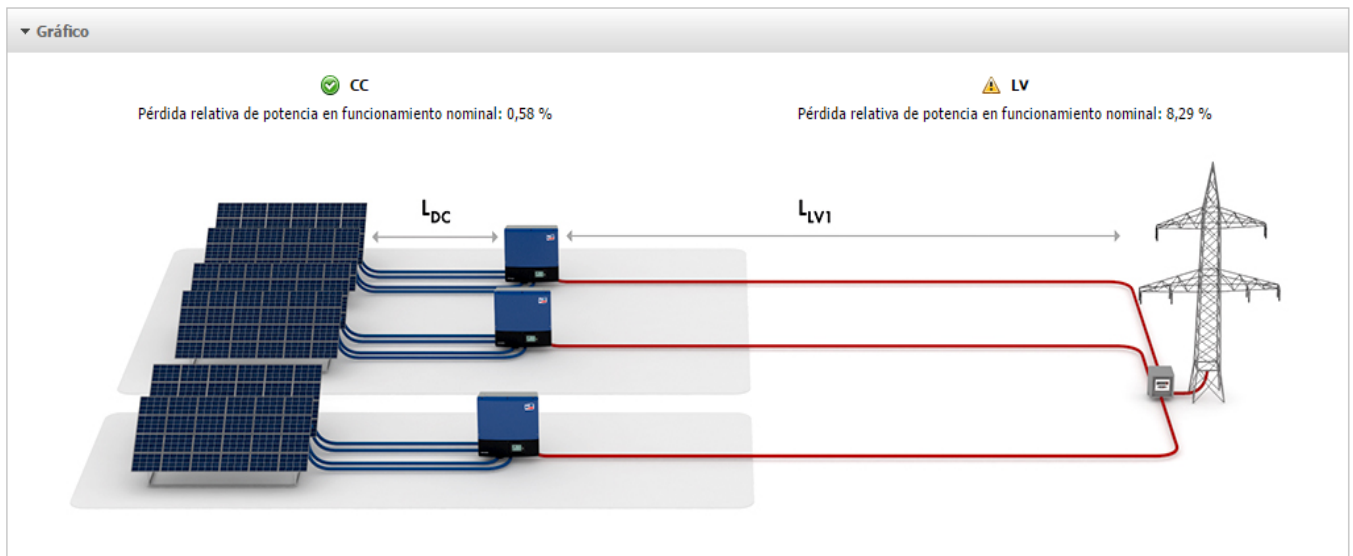
Aquí puede calcularse la pérdida de potencia de las dimensiones de cable seleccionadas. SMA Solar Technology AG recomienda una pérdida relativa de potencia inferior al 1% en el lado de CA y en el lado de CC en caso de funcionamiento nominal. En caso de conexión trifásica, no se tiene en cuenta la influencia de distintos factores de desfase. A la hora de elegir las secciones de cable, tenga en cuenta las normativas nacionales e internacionales (por ejemplo, VDE, NEC, etc.).

▼ Vista general

Distribución secundaria del proyecto existente (LV3)

Las distribuciones secundarias del subproyecto (LV2) pueden configurarse en la pestaña "Cables LV2".

	✓ CC	⚠ LV	⚠ Total
Pérdida de potencia en funcionamiento nominal	9,01 kW	124,42 kW	133,44 kW
Pérdida relativa de potencia en funcionamiento nominal	0,58 %	8,29 %	8,88 %
Longitud total del cable	8940,00 m	30,00 m	8970,00 m
Secciones de cable	1,5 mm ²	1,5 mm ²	1,5 mm ²



Cables de CC
 Cables LV1
 Cables LV2
 Cable LV3


	Material de los cables	Longitud simple	Sección	Corriente	Tensión	Caída de tensión	Pérdida relativa de potencia	
▼ Berlin							0,58 % ✓	
▼ PVBerlin							0,58 % ✓	
3 x SC 500U	A	Cobre	10,00 m	1,5 mm ²	1397,22 A	369,3 V	2,2 V	0,58 % ✓

▼ **Diseño**


La función "Diseño automático" le permite crear automáticamente una propuesta de diseño para la monitorización de la planta basada en los datos que ha indicado. Asimismo, es posible seleccionar otras alternativas de diseño o añadir manualmente más productos de comunicación.

Tener en cuenta solo los productos de comunicación actuales




▼ **Resultado**

 **El diseño de la monitorización de la planta está incompleto o es incorrecto.**
Modifique el diseño manualmente o cree un diseño automático.


PVBerlin

 3 x SC 500U

Interno de la planta

 1 x Sunny SensorBox con Bluetooth® Power Injector  

Externo



1 x Sunny Portal

Pasos siguientes

En el siguiente paso podrá analizar la rentabilidad de la planta fotovoltaica.

Deshacer cambios

Costes del sistema FV

Aceptar los cambios

Indique aquí los costes de los distintos componentes del sistema fotovoltaico. Los campos marcados con un asterisco (*) son obligatorios.

Módulos FV	Costes por unidad*	Costes totales*
Atersa A-240P G5	<input type="text" value="135,00"/> EUR x 6258	<input type="text" value="844830,00"/> EUR
Costes totales módulos FV		844.830,00 EUR
Degradación media de la potencia de los módulos FV por año		<input type="text" value="0,50"/> %
<hr/>		
Inversores y monitorización de la planta	Costes por unidad*	Costes totales*
SC 500U	<input type="text" value="145000,00"/> EUR x 3	<input type="text" value="435000,00"/> EUR
Productos de monitorización de la planta		<input type="text" value="0,00"/> EUR
Costes totales inversores y monitorización de la planta		435.000,00 EUR
<hr/>		
Planificación, instalación y funcionamiento		Costes totales
Planificación e instalación		<input type="text" value="1000000,00"/> EUR
Costes fijos anuales		<input type="text" value="0,00"/> EUR

▼ Estructura de costes

Costes del sistema FV

- Los costes totales de los módulos fotovoltaicos ascienden a **844.830,00 EUR**
- La degradación media de la potencia de los módulos fotovoltaicos es del **0,50 %**
- Los costes totales de los inversores y la monitorización de la planta ascienden a **435.000,00 EUR**
- Los costes de planificación e instalación ascienden a **1.000.000,00 EUR**
- Los costes fijos anuales ascienden a **0,00 EUR**
- La inversión total asciende a **2.279.830,00 EUR**
- El CAPEX específico asciende a **1.517,94 EUR/kWp**

Financiación

- La moneda es **EUR**
- La cuota de capital propio es del **100 %**
- La cuota de capital ajeno es del **0 %**
- La subvención asciende a **0,00 EUR**
- La tasa de inflación es del **3,00 %**
- El periodo de análisis de la rentabilidad es de **20 año(s)**
- Tipo de crédito elegido: **Préstamo a interés fijo**
- La duración del crédito es de **10 año(s)**
- El periodo de carencia es de **0 año(s)**
- El tipo de interés es del **4,0 %**

Costes de consumo eléctrico y remuneración

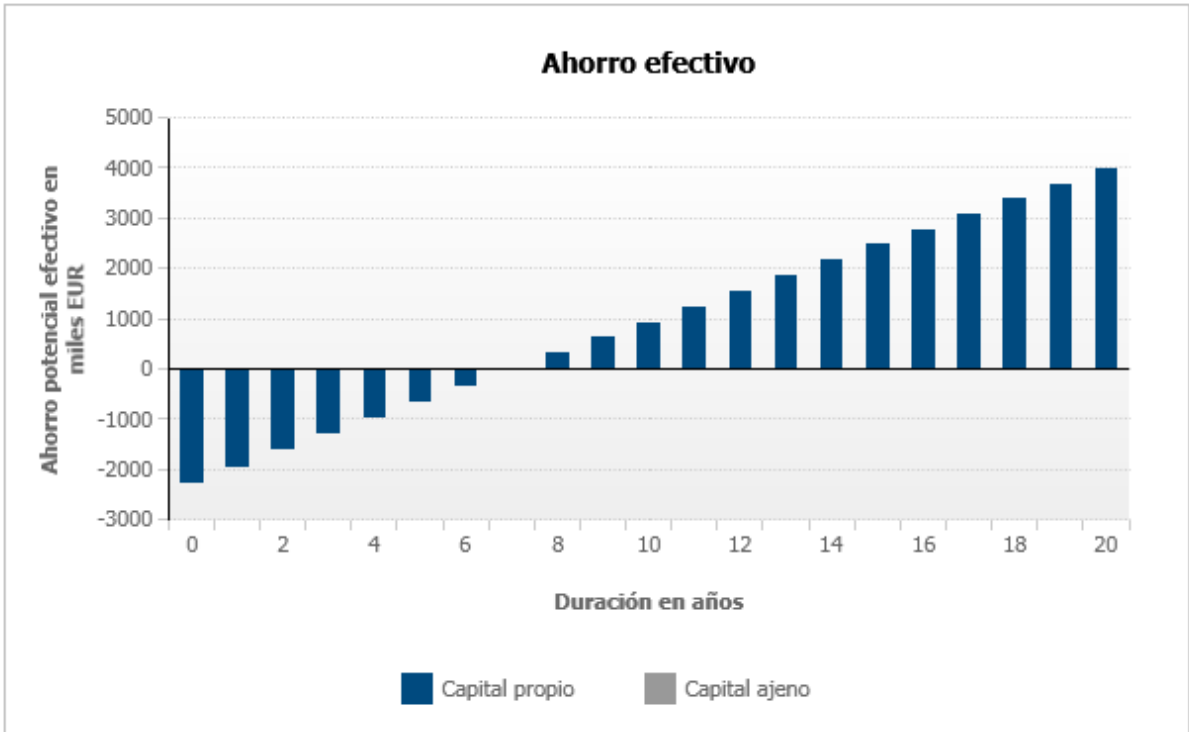
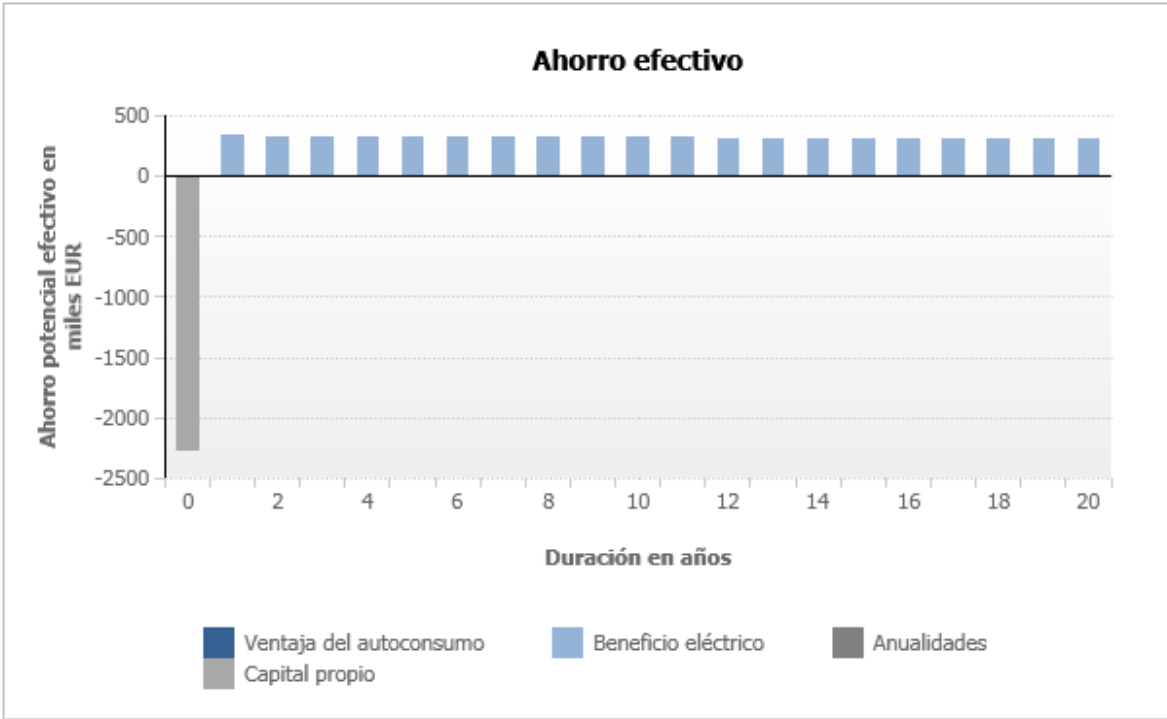
- El precio del consumo eléctrico asciende a **0,280 EUR/kWh**
- No se tienen en cuenta las tarifas especiales
- La inflación eléctrica anual es del **3,0 %**
- La remuneración asciende a **0,129 EUR/kWh**
- La remuneración tiene una duración de **20 año(s)**
- El beneficio eléctrico una vez transcurrido el periodo de remuneración asciende a **0,050 EUR/kWh**

▼ Resultados

En este resumen puede analizar la rentabilidad de la planta fotovoltaica.

Beneficio total de la inyección a red al cabo de 20 año(s) (aprox.)
6.241.764 EUR

Tiempo de amortización estimado en años (aprox.)
8



Vista general

Esta vista general muestra los datos introducidos, los resultados y las indicaciones actuales para el diseño de la planta fotovoltaica. Por favor, revise los datos.

▼ Información del proyecto			
Cantidad total de módulos	6258	Rendimiento energético anual (aproximado)	2.548,97 MWh
Potencia pico	1,50 MWp	Factor de aprovecham. de energía	99,5 %
Número de inversores	3	Coefficiente de rendimiento (aproximado)	84,7 %
Potencia nominal de CA	1,50 MW	Rendimiento energético especial (aproximado)	1697 kWh/kWp
Potencia activa de CA	1,50 MW	Pérdidas de línea (% de la energía)	---
Relación de la potencia activa	99,9 %	Carga desequilibrada	0,00 VA

▼ Indicaciones (2 advertencias, 0 errores)	
▼ ⚠ Berlin	
▼ ✅ PVBerlin (0 advertencias, 0 errores)	
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="margin-right: 10px;"> ✅ 3 x SC 500U </div> <div> <p>Aclare con el operador de red local si puede utilizarse este inversor.</p> <p>Este inversor ya no se suministra.</p> </div> </div>	

▼ Datos del proyecto	
Ajustes del emplazamiento <ul style="list-style-type: none"> El emplazamiento está en San Salvador, El Salvador (North America and the Caribbean) La altitud sobre el nivel del mar es de 650 m 	Detalles del proyecto <ul style="list-style-type: none"> Nombre del proyecto: Berlin Número del proyecto no introducido Comentario no introducido Cliente no introducido
Ajustes de temperatura <ul style="list-style-type: none"> Se utiliza la Temperatura de las células La temperatura mínima es de -10 °C La temperatura de diseño es de 50 °C La temperatura máxima es de 70 °C 	Conexión a la red del inversor <ul style="list-style-type: none"> Baja tensión con una tensión de red de 480V (277V / 480V) La tolerancia de tensión es de +/-10 % Inyección trifásica No se tiene en cuenta la carga desequilibrada máxima de 0,00 kVA Factor de desfase $\cos \varphi$ no especificado Sin limitación de la potencia activa prefijada

▼ Resultados					
Planta FV	Conexión a la red	Rendimiento	Exportar		
		Número de inversores	Potencia nominal de CA	Cantidad total de módulos	Potencia pico
▼ ⚠ Berlin		3	1,50 MW	6258	1,50 MWp
▼ ✅ PVBerlin		3	1,50 MW	6258	1,50 MWp
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="margin-right: 10px;"> ✅ 3 x SC 500U </div> </div>		3	1,50 MW	6258	1,50 MWp

▼ Dimensionado del cableado				
	✅ CC	⚠ LV	✅ MV	⚠ Total
Pérdida de potencia en funcionamiento nominal	9,01 kW	124,42 kW	---	133,44 kW
Pérdida relativa de potencia en funcionamiento nominal	0,58 %	8,29 %	---	8,88 %
Longitud total del cable	8940,00 m	30,00 m	---	8970,00 m
Secciones de cable	1,5 mm ²	1,5 mm ²	---	1,5 mm ²

▼ Resultados

Planta FV	Conexión a la red	Rendimiento				Exportar
		Carga desequilibrada	L1	Fases L2	L3	Factor de desfase cos φ
▼ ⚠ Berlin		0,00 VA	500,00 kW	500,00 kW	500,00 kW	
▼ ✅ PVBerlin		0,00 VA	500,00 kW	500,00 kW	500,00 kW	
✅ 📄 3 x SC 500U		0,00 VA	3	3	3	1

▼ Dimensionado del cableado

	✅ CC	⚠ LV	✅ MV	⚠ Total
Pérdida de potencia en funcionamiento nominal	9,01 kW	124,42 kW	---	133,44 kW
Pérdida relativa de potencia en funcionamiento nominal	0,58 %	8,29 %	---	8,88 %
Longitud total del cable	8940,00 m	30,00 m	---	8970,00 m
Secciones de cable	1,5 mm ²	1,5 mm ²		1,5 mm ²

▼ Resultados

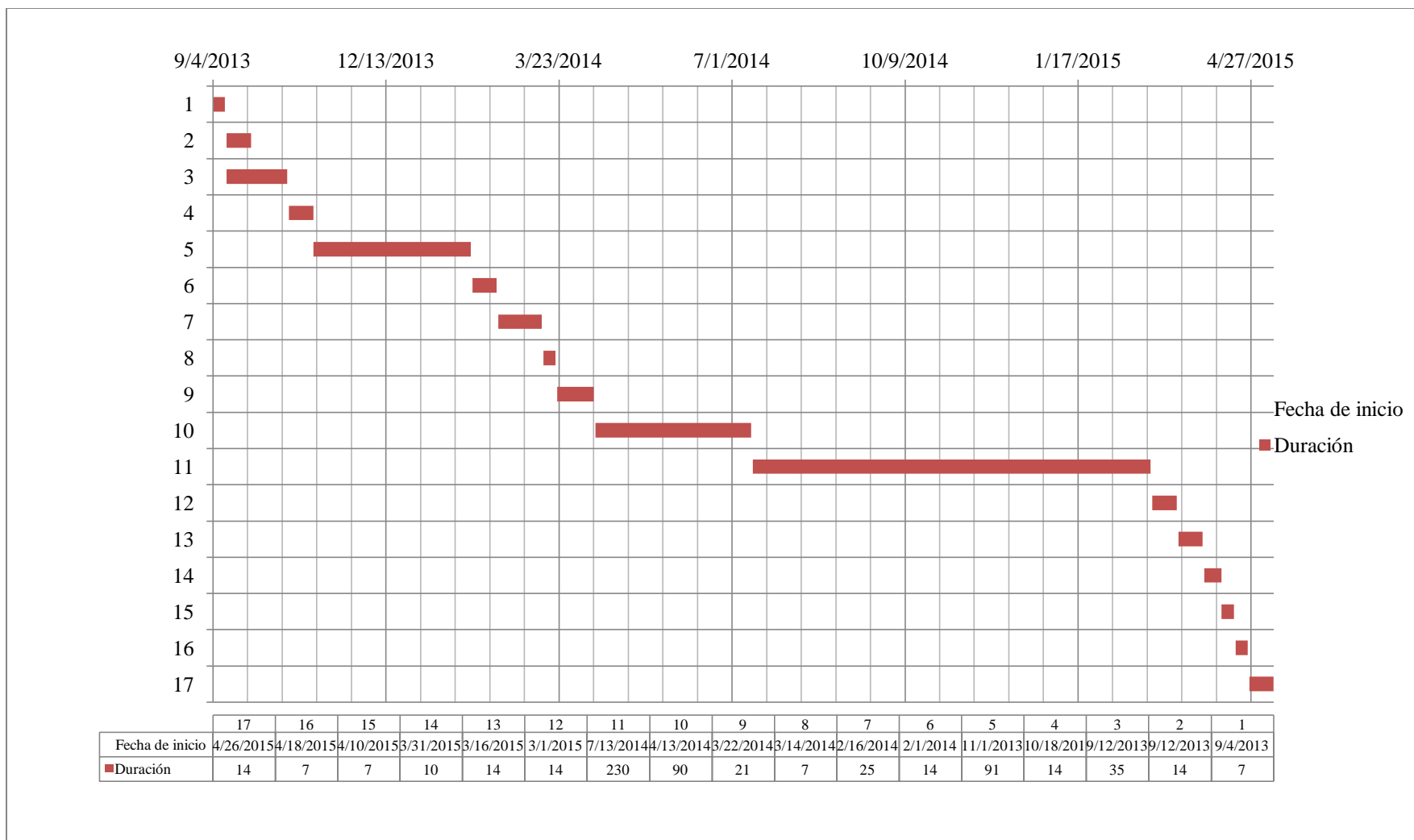
Planta FV	Conexión a la red	Rendimiento				Exportar	
		Rendimiento energético anual (aproximado)	Rendimiento energético especial (aproximado)	Coficiente de rendimiento (aproximado)	Factor de aprovecham. de energía	Eficiencia del inversor	Pérdidas de línea (% de la energía)
▼ ⚠ Berlin		2.548,97 MWh	1697 kWh/kWp	84,7 %	99,5 %	97 %	---
▼ ✅ PVBerlin		2.548,97 MWh	1697 kWh/kWp	84,7 %	99,5 %	97 %	---
✅ 📄 3 x SC 500U		2.548,97 MWh	1697 kWh/kWp	84,7 %	99,5 %	97 %	---

▼ Dimensionado del cableado

	✅ CC	⚠ LV	✅ MV	⚠ Total
Pérdida de potencia en funcionamiento nominal	9,01 kW	124,42 kW	---	133,44 kW
Pérdida relativa de potencia en funcionamiento nominal	0,58 %	8,29 %	---	8,88 %
Longitud total del cable	8940,00 m	30,00 m	---	8970,00 m
Secciones de cable	1,5 mm ²	1,5 mm ²		1,5 mm ²

ANEXO 16

“Cronograma de actividades”



Fase	Actividad	Actividad	Fecha de inicio	Duración (días)	Fecha de finalización
I	Identificación de requerimientos	1	09/04/2013	7	9/11/2013
	Redacción del título tentativo de la investigación	2	09/12/2013	14	9/26/2013
	Recolección de bibliografía	3	09/12/2013	35	10/17/2013
	Redacción de perfil	4	10/18/2013	14	11/01/2013
	Elaboración de protocolo	5	11/01/2013	91	01/31/2014
	Revisión y correcciones	6	02/01/2014	14	02/15/2014
	Rediseño de protocolo	7	02/16/2014	25	03/13/2014
	Exposición 1	8	03/14/2014	7	03/21/2014
II	Evaluación del recurso solar	9	03/22/2014	21	04/12/2014
	Selección y dimensionamiento de campo generador	10	04/13/2014	90	07/12/2014
	Análisis e interpretación de resultados	11	07/13/2014	230	02/28/2015
	Conclusiones y recomendaciones	12	03/01/2015	14	03/15/2015
	Revisión 2 y correcciones	13	03/16/2015	14	03/30/2015
	Organización y reproducción de trabajo	14	03/31/2015	10	04/10/2015
	Exposición 2	15	04/10/2015	7	04/17/2015
III	Defensa de trabajo final	16	04/18/2015	7	04/25/2015
	Informe final corregido	17	04/26/2015	14	05/10/2015