



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO, EN EL  
POZO MECÁNICO DEL ZANJÓN DE LAS FLORES, PARA EL  
ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE EN LA ALDEA LAS TUNAS,  
JUTIAPA, JUTIAPA**

**Eduardo Luis Ramírez Gregorio**

Asesorado por el Ing. Wilder Rodolfo Sarceño Lemus

Guatemala, marzo de 2023



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO, EN EL  
POZO MECÁNICO DEL ZANJÓN DE LAS FLORES, PARA EL  
ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE EN LA ALDEA LAS TUNAS,  
JUTIAPA, JUTIAPA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**EDUARDO LUIS RAMÍREZ GREGORIO**

ASESORADO POR EL ING. WILDER RODOLFO SARCEÑO LEMUS

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MARZO DE 2023





UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton De León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Francisco Javier González López
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Edgar Estuardo Chaj Ramírez
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López



## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO, EN EL  
POZO MECÁNICO DEL ZANJÓN DE LAS FLORES, PARA EL  
ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE EN LA ALDEA LAS TUNAS,  
JUTIAPA, JUTIAPA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 15 de noviembre de 2020.



**Eduardo Luis Ramírez Gregorio**

Guatemala 26 de agosto de 2022

Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Ingeniero Moscoso:

Por este medio me permito dar aprobación al trabajo de graduación titulado: **"DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO, EN EL POZO MECÁNICO DEL ZANJÓN DE LAS FLORES, PARA EL ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE EN LA ALDEA LAS TUNAS, JUTIAPA, JUTIAPA"**, desarrollado por el estudiante Eduardo Luis Ramírez Gregorio con carné No.200924664, por considerar que cumple con los requisitos establecidos.

Por tanto, el autor de este trabajo de graduación y, yo, como su asesor, nos hacemos responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,



Wilder Rodolfo Sarceño Lemus  
Ingeniero Electricista  
Colegiado No. 4412

Ing. Wilder Rodolfo Sarceño Lemus  
Colegiado 4412  
Asesor

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

Guatemala, 24 de noviembre de 2022

Ingeniero  
Armando Alonso Rivera Carrillo  
Director  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO, EN EL POZO MECÁNICO  
DEL ZANJÓN DE LAS FLORES, PARA EL ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE EN LA  
ALDEA LAS TUNAS, JUTIAPA, JUTIAPA**

del estudiante EDUARDO LUIS RAMÍREZ GREGORIO, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Coordinador Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería

REF. EIME 21.2023.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de área, al trabajo de Graduación del estudiante Eduardo Luis Ramírez Gregorio: **DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO, EN EL POZO MECÁNICO DEL ZANJÓN DE LAS FLORES, PARA EL ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE EN LA ALDEA LAS TUNAS, JUTIAPA, JUTIAPA**, procede a la autorización del mismo.



Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 21 de marzo 2023

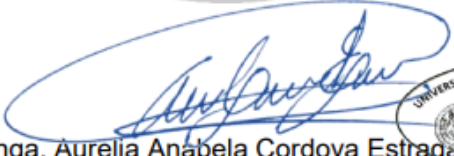


**Decanato**  
**Facultad de Ingeniería**  
24189101- 24189102  
secretariadecanato@ingenieria.usac.edu.gt

LNG.DECANATO.OI.282.2023

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **DISEÑO DE UN SISTEMA DE BOMBEO SOLAR FOTOVOLTAICO, EN EL POZO MECÁNICO DEL ZANJÓN DE LAS FLORES, PARA EL ABASTECIMIENTO DE AGUA POTABLE EN LA ALDEA LAS TUNAS, JUTIAPA, JUTIAPA**, presentado por: **Eduardo Luis Ramírez Gregorio**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

  
Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada  
Decana

The official stamp is an oval shape containing the text 'UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA' at the top, 'DECANA FACULTAD DE INGENIERÍA' in the center, and a small star at the bottom.

Guatemala, marzo de 2023

AACE/gaoc





## **ACTO QUE DEDICO A:**

<b>Dios</b>	Fuente de infinita inspiración, que nace de su poder para crear o destruir. La Gloria sea de él.
<b>Mi madre</b>	Alba Elizabeth Gregorio Virula de Ramírez, madre atenta que da calidez al hogar.
<b>Mi padre</b>	Luis Eduardo Ramírez López, hombre pragmático y madrugador, el maestro que enseña el camino de la rectitud con sus acciones, quien no empatiza con los pretextos.
<b>Mi abuela</b>	Valentina López (q.e.p.d.), mujer virtuosa, llena de amor y humildad.
<b>Mis hermanos</b>	Alba Eunice, Luisa Stefanie, José Pablo y Luis Eduardo, amigos de la infancia y adultez.
<b>Mis antepasados</b>	Constructores de la historia que forjaron el presente, estuvieron en tiempos dignos de vivir.



## **AGRADECIMIENTOS A:**

<b>Dios</b>	Por permitir mi existencia, sin el nada es posible.
<b>Mi padre</b>	Luis Eduardo Ramírez López, por financiar mis estudios académicos, pero aún más importante por instruirme en el camino de la verdad, Dios.
<b>Mi madre</b>	Alba Elizabeth Gregorio Virula de Ramírez, por ser un apoyo para mi padre.
<b>Mi hermana</b>	Eunice Ramírez, por ayudarme en diligencias administrativas.
<b>Los ingenieros</b>	Francisco González y Armando Gálvez, por sus enseñanzas del valor humano en la ingeniería.
<b>Mi asesor</b>	Ing. Wilder Sarceño por guiarme en mi trabajo de graduación.
<b>Los autores</b>	Por hacer contenido académico accesible al mundo, porque el objetivo de la vida es compartir el conocimiento.

***Meine Nympe***

Kelly Moreira, por su afecto, que sin duda personifica en mi vida el espíritu de la naturaleza, la belleza del bosque las montañas y los ríos.

**Personal administrativo  
de la USAC**

Por facilitar la información de los trámites y requisitos en las distintas etapas de mi formación.

**La Universidad de San  
Carlos de Guatemala**

Por permitir realizar mis estudios de pregrado en sus instalaciones.

**Facultad de Ingeniería**

Por mostrarme las herramientas básicas aplicadas a la ingeniería.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XIII
GLOSARIO .....	XV
RESUMEN .....	XIX
OBJETIVOS .....	XXI
INTRODUCCIÓN .....	XXIII
1. INFORMACIÓN GENERAL .....	1
1.1. Antecedentes .....	1
1.2. Definición del problema .....	2
1.3. Objetivos .....	2
1.4. Matriz de planificación del proyecto .....	3
1.5. Justificación .....	7
1.6. Alternativas de solución del problema .....	8
1.7. Monografía del municipio de Jutiapa .....	9
1.7.1. Geografía física .....	9
1.7.2. Estadística Sociodemográfica .....	11
1.7.3. Factores bióticos .....	12
1.8. Microlocalización del proyecto .....	12
2. ANÁLISIS SITUACIONAL .....	15
2.1. Estado actual del proyecto .....	15
2.1.1. Infraestructura .....	15
2.1.2. Financiación .....	15
2.1.3. Organización administrativa .....	15

2.1.4.	Sistemas pendientes o en desarrollo .....	15
2.2.	Tecnologías disponibles .....	16
2.3.	Eficiencia y estimación de costo inicial .....	17
2.4.	Gestión financiera y administrativa .....	21
2.5.	Gestión en cooperación técnica .....	23
3.	FUNDAMENTOS GENERALES .....	25
3.1.	Sistema hidráulico .....	25
3.1.1.	Pozo profundo .....	25
3.1.2.	Electrobomba sumergible .....	28
3.1.3.	Tubería de descarga .....	30
3.1.4.	Torre de agua .....	30
3.2.	Sistema fotovoltaico .....	31
3.2.1.	Radiación y trayectoria solar .....	31
3.2.2.	Consideraciones en los módulos solares .....	34
4.	DISEÑO DEL SISTEMA .....	37
4.1.	Análisis hidráulico .....	37
4.1.1.	Estimación del flujo diario promedio .....	37
4.1.2.	Especificaciones del pozo profundo .....	39
4.1.3.	Selección de la máquina centrífuga .....	40
4.1.4.	Cavitación y golpe de ariete .....	44
4.1.5.	Simulación del sistema hidráulico .....	48
4.2.	Estudio de carga eléctrica .....	50
4.2.1.	Dinámica de la máquina asíncrona .....	50
4.2.2.	Método de arranque .....	53
4.2.3.	Especificaciones del Inversor .....	56
4.3.	Generador fotovoltaico .....	57
4.3.1.	Potencia requerida .....	57

4.3.2.	Recurso energético .....	57
4.3.3.	Selección del módulo solar .....	58
4.3.4.	Arreglo fotovoltaico .....	60
4.3.5.	Seguimiento y orientación .....	64
4.3.6.	Disposición y sombra .....	64
4.3.7.	Sobreirradiación .....	66
4.4.	Aislamiento galvánico .....	67
4.4.1.	Transformador de aislamiento.....	67
4.4.2.	Grupo de conexión.....	68
4.4.3.	Refrigeración .....	68
4.5.	Acotación y ubicación de elementos .....	69
4.6.	Conductores eléctricos .....	70
4.6.1.	Cableado DC .....	70
4.6.2.	Cableado AC .....	73
4.7.	Canalización eléctrica .....	75
4.7.1.	Especificaciones del conducto .....	75
4.7.2.	Dimensión y características de la zanja .....	77
4.7.3.	Cajas de derivación .....	78
4.8.	Protección eléctrica y coordinación.....	81
4.8.1.	Protección DC.....	81
4.8.2.	Cuadro de alimentación AC .....	85
4.8.3.	Cuadro de bomba sumergible .....	87
4.8.4.	Diagrama unifilar .....	89
4.9.	Puesta a tierra .....	91
4.9.1.	Geometría de malla y consideraciones de diseño ...	91
4.9.2.	Resistividad de la capa superficial .....	91
4.9.3.	Resistividad del suelo .....	92
4.9.4.	Modelo de suelo uniforme .....	94
4.9.5.	Conductor de malla.....	95

4.9.6.	Análisis de resistencia y diseño de malla.....	97
4.9.7.	Tratamiento del suelo .....	101
4.9.8.	Conductor de puesta a tierra de equipo.....	102
4.10.	Protección contra rayos.....	103
4.10.1.	Gestión de riesgos.....	103
4.10.2.	Terminales aéreas.....	105
4.10.3.	Conductores de bajada.....	112
4.10.4.	Red de puesta a tierra .....	114
4.10.5.	Protección interna.....	114
4.11.	Sistema de control .....	116
4.11.1.	Mando y accionamiento.....	116
4.11.2.	Unidad de monitoreo y medición .....	117
4.12.	Subsistema autónomo de servicios auxiliares .....	118
4.12.1.	Consideraciones de diseño .....	118
4.12.2.	Consumo energético .....	119
4.12.3.	Banco de baterías .....	119
4.12.4.	Especificación del subsistema .....	121
4.13.	Análisis estructural .....	122
4.13.1.	Diseño de la estructura de montaje .....	122
4.13.2.	Comprensión y pandeo teóricos .....	125
4.14.	Cimentación .....	128
4.14.1.	Caracterización de suelos .....	128
4.14.2.	Especificación de soportes .....	129
5.	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	131
5.1.	Legislación ambiental de Guatemala.....	131
5.2.	Descripción y fases del proyecto .....	133
5.2.1.	Localización y aspectos generales .....	133
5.2.2.	Fase de construcción .....	134



5.2.3.	Fase de funcionamiento .....	135
5.2.4.	Fase de abandono .....	136
5.3.	Examen de alternativas .....	136
5.4.	Inventario Ambiental .....	137
5.4.1.	Área de estudio .....	137
5.4.2.	Factores ambientales .....	138
5.5.	Identificación y valoración de impactos ambientales .....	143
5.5.1.	Identificación de impactos .....	143
5.5.2.	Descripción de impactos .....	144
5.5.3.	Valoración y caracterización de impactos .....	145
5.6.	Medidas a implementar .....	147
5.6.1.	Medidas protectoras .....	147
5.6.2.	Medidas mitigadoras .....	148
5.6.3.	Medidas restauradoras .....	148
5.7.	Programa de vigilancia Ambiental.....	149
5.8.	Documento de síntesis .....	149
6.	GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y OPERATIVA.....	151
6.1.	Descripción administrativa .....	151
6.2.	Área operativa del proyecto .....	152
6.3.	Criterios de contratación de personal .....	152
6.3.1.	Detección de la necesidad de personal.....	153
6.3.2.	Perfil de puestos y oferta salarial .....	154
6.4.	Servicios externos requeridos.....	155
7.	MARCO LEGAL .....	157
7.1.	Aspectos regulatorios .....	157
7.1.1.	Medio ambiente .....	157
7.1.2.	Consideraciones laborales .....	158

7.1.3.	Aspectos tributarios .....	159
7.2.	Gestión de asociaciones civiles .....	160
8.	EVALUACIÓN FINANCIERA .....	161
8.1.	Panorama económico .....	161
8.2.	Punto de referencia de costos del sistema fotovoltaico .....	163
8.2.1.	Precios de inversores y relación DC/AC .....	163
8.2.2.	Precios de módulos solares.....	165
8.2.3.	Estructura del modelo fotovoltaico y supuestos ....	166
8.3.	Referencia de costos de almacenamiento de energía .....	169
8.3.1.	Modelo de almacenamiento residencial.....	169
8.3.2.	Modelo de costo del sistema de almacenamiento	170
8.4.	Análisis del rendimiento financiero .....	172
8.4.1.	Costo total instalado .....	172
8.4.2.	Costos de operación.....	173
8.4.3.	Costo de capital.....	174
8.4.4.	Incentivos .....	176
8.4.5.	Estructura de tarifas .....	176
8.4.6.	Valor presente neto .....	177
8.4.7.	Relación beneficio costo.....	179
8.4.8.	Análisis de sensibilidad.....	179
8.4.9.	Beneficios sociales .....	182
8.4.10.	Resumen de resultados.....	183
	CONCLUSIONES .....	185
	RECOMENDACIONES .....	187
	BIBLIOGRAFÍA .....	189
	APÉNDICES .....	193
	ANEXOS .....	201

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Árbol del problema .....	4
2.	Árbol de objetivos.....	5
3.	Irradiación normal directa en guatemala .....	8
4.	Ubicación del pozo.....	13
5.	Costo vs. eficiencia entre las diferentes generaciones .....	19
6.	Precios del mercado spot alemán módulos monocristalinos. ....	20
7.	Ofertas en el mercado alemán para inversores .....	21
8.	Reducción y recuperación de un caso de estudio .....	26
9.	Esquema de instalación de un pozo profundo .....	27
10.	Componentes de etapas de bomba sumergible .....	28
11.	Curvas de rendimiento de bomba serie xp-sk .....	29
12.	Punto de operación de una bomba .....	30
13.	Tanque de almacenamiento elevado estándar .....	31
14.	Efecto de escudo de la atmósfera. ....	32
15.	Pirheliómetro y piranómetro .....	33
16.	Carta solar. ....	34
17.	Efecto de luz y temperatura .....	35
18.	Variación de ángulo de inclinación con la latitud .....	36
19.	Jerarquía de necesidades de Abraham Maslow .....	37
20.	Datos generales del pozo profundo.....	39
21.	Curva resistente del sistema .....	41
22.	Curva de familia serie ssi acero inoxidable.....	42
23.	Curva de rendimiento 260ssi-6” .....	42

24.	Puntos de operación, nivel estático y dinámico.....	43
25.	Instalación de válvulas de retención .....	45
26.	Grafica Pma/Pfa vs. Y .....	47
27.	Modelo del sistema hidráulico.....	48
28.	Datos de la bomba.....	49
29.	Modelo de arranque directo .....	51
30.	Corrientes de estator en función del tiempo.....	52
31.	Frecuencia de giro en función del tiempo .....	52
32.	Torque electromagnético en función del tiempo.....	53
33.	Entrada de datos generales de motor y carga .....	54
34.	Datos de cálculo .....	54
35.	Resultado de arrancadores sugeridos .....	55
36.	Características del inversor trio-50.0-tl-outd .....	57
37.	Eficiencia nominal de módulos seleccionados .....	59
38.	Módulo lg380q1c-v5 en stc.....	60
39.	Simulación stc, 1 000 W/m <sup>2</sup> , 25 °C.....	62
40.	Simulación valores mínimos, 500 W/m <sup>2</sup> , 30 °C.....	63
41.	Resultados del diseño del sistema.....	63
42.	Seguimiento y orientación de módulos solares .....	64
43.	Disposición de módulos .....	65
44.	Modelado y perfil anual de pérdidas por sombra .....	65
45.	Conexión DYN11, D11-AC-Y0.....	68
46.	Acotación de la planta solar.....	70
47.	Curva característica i-t, para fusible e 9f pv .....	82
48.	Características de disparo del disyuntor s800pv-s.....	84
49.	Curvas tiempo-corriente del disyuntor mccb fórmula .....	85
50.	Conexión a red sin neutro.....	86
51.	Curvas disyuntor en rojo y relé térmico en naranja .....	88
52.	Coordinación del cuadro ac y del cuadro de bomba .....	88

53.	Diagrama unifilar de la planta fotovoltaica .....	90
54.	Método de los cuatro electrodos o de wenner .....	94
55.	Geometría para malla de puesta a tierra .....	98
56.	$R_G$ vs $L_T$ , Para varias geometrías de diseño.....	100
57.	Diseño final para malla de puesta a tierra .....	101
58.	Frecuencia de descargas atmosféricas, flashes/km <sup>2</sup> /year .....	103
59.	Modelo electrogeométrico, egm .....	105
60.	Modelo 3d a. Ips aislado y b. Ips no aislado .....	106
61.	L.P.S aislado en aplicaciones fotovoltaicas .....	107
62.	Modelo geométrico pararrayos a la misma altura .....	109
63.	Efecto sombra de los pararrayos.....	110
64.	Ubicación de las terminales aéreas.....	111
65.	Pararrayos directo opr, varilla simple .....	112
66.	Aumento máximo $\Delta T$ en K .....	114
67.	Ejemplo de conexión equipotencial principal .....	115
68.	Circuito de mando y potencia .....	116
69.	Cableado con sensor de corriente hall para medidor DC .....	117
70.	Medidor de energía siemens sentron pac3200.....	118
71.	Diagrama unifilar del subsistema autónomo.....	122
72.	Modelo estructural del sistema de montaje .....	123
73.	Detalle de los casos de carga .....	124
74.	Representación tridimensional de la estructura.....	124
75.	Estrés del perfil de soporte, beam 22 .....	125
76.	Desplazamiento relativo a escala aumentada .....	127
77.	Soporte con bloques de hormigón.....	130
78.	Localización del proyecto .....	133
79.	Área de estudio .....	137
80.	Tipos de clima en guatemala según köppen y geiger .....	138
81.	Profundidad simulada del nivel freático en metros .....	139

82.	Mapa de suelos de Guatemala .....	140
83.	Garrobo, Ctenosaura Similis .....	141
84.	Gavilán pollero, Rupornis Magnirostris .....	142
85.	Codorniz, Coturnix Coturnix.....	142
86.	Tacuazín, Didelphis Marsupialis .....	142
87.	Conejo de monte, Sylvilagus Floridanus .....	143
88.	Impacto global de las acciones impactantes .....	147
89.	Organigrama.....	153
90.	Tasa de inflación anualizada a mayo de 2022 LATAM .....	161
91.	Precios de inversores sin mlpe en usd/WAC .....	163
92.	Precios de inversores mlpe en USD/WAC .....	164
93.	Precios spot globales y de ee.uu. módulos de silicio .....	165
94.	Costos totales del mercado de módulos residenciales.....	166
95.	Costo del sistema fotovoltaico en la azotea .....	167
96.	Costo del sistema fotovoltaico montado en el suelo.....	169
97.	Costo instalado del sistema de almacenamiento .....	171
98.	Costo instalado de almacenamiento por tamaño .....	171
99.	Perfil VPN base .....	178
100.	Perfiles VPN, variación de tarifa, $i = 9,11 \%$ .....	181

## TABLAS

I.	Matriz de marco lógico.....	6
II.	Mejores eficiencias reportadas de células solares .....	18
III.	Costos en el mercado europeo .....	20
IV.	Factores de capacidad .....	38
V.	Especificaciones de supresor de golpe de ariete .....	47
VI.	Datos de la tubería .....	49
VII.	Especificaciones de motor trifásico, 60 hz, 3 450 rpm .....	51

VIII.	Perfiles horarios promedio, Wh/m <sup>2</sup> .....	58
IX.	Conductor solarflex®-x pv1-f, equivalente awg .....	72
X.	Conductor solarflex®-x pv1-f.....	73
XI.	Conductor sumergible.....	74
XII.	Conductores aislados y alambres para accesorios .....	76
XIII.	PVC rígido, cédula 40, conducto de hdpe .....	76
XIV.	Serie ovr pv para protectores de sobretensión .....	83
XV.	Serie 100...250a otdc s1.0 .....	83
XVI.	Detalles de orden s800pv-s.....	84
XVII.	Tabla de selección de interruptor diferencial .....	86
XVIII.	Rango de resistividad del suelo .....	92
XIX.	Resultados de diseño para la malla.....	100
XX.	Nivel de protección vs. clase del sistema de protección .....	104
XXI.	Resultados de diseño del LPS.....	110
XXII.	Datos de carga .....	119
XXIII.	Calibre del conductor de batería.....	121
XXIV.	Tubería hss3x2x0.125 .....	126
XXV.	Matriz de leopold de alternativa 1 .....	144
XXVI.	Matriz de valoración de impactos.....	146
XXVII.	Programa de vigilancia .....	149
XXVIII.	Perfil general de puesto laboral y oferta salarial .....	154
XXIX.	Ritmo inflacionario gt 1996-2022 .....	162
XXX.	Conversión de precio del inversor, 2018 USD .....	164
XXXI.	Modelo de entradas y suposiciones .....	168
XXXII.	Modelo de almacenamiento residencial .....	170
XXXIII.	Flujo de efectivo base .....	178
XXXIV.	Sensibilidad para 6 casos de tarifas .....	180
XXXV.	Flujo de efectivo, i = 9,11 %, ingreso anual fijo de \$ 27 500 .....	181
XXXVI.	Variación del costo de capital .....	182





## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>A</b>	Amperio
<b>Ah</b>	Amperio hora
<b>HP/hp</b>	Caballo de fuerza
<b>NPSH</b>	Carga de succión neta positiva
<b>CIGS/CIS</b>	Célula solar de selenuro de cobre, indio y galio
<b>DSSC/DSC</b>	Célula solar sensibilizada por colorante
<b>SPD</b>	Dispositivo de protección contra sobretensiones
<b>\$</b>	Dólar, moneda estadounidense
<b>€</b>	Euro
<b>°C</b>	Grados Celsius
<b>h</b>	Hora
<b>k</b>	Kilo
<b>m</b>	Metro
<b>ms.n.m.</b>	Metros sobre el nivel del mar
<b>Pa</b>	Pascal
<b>ft</b>	Pie
<b>%</b>	Porcentaje
<b>in</b>	Pulgada
<b>Q</b>	Quetzal
<b>RPM/rpm</b>	Revoluciones por minuto
<b>a-Si</b>	Silicio amorfo
<b>mc-Si</b>	Silicio policristalino
<b>LPS</b>	Sistema de protección contra rayos

<b>TIR</b>	Tasa interna de retorno
<b>CdTe</b>	Telururo de cadmio
<b>VPN</b>	Valor presente neto
<b>VFD</b>	Variador de frecuencia
<b>V</b>	Voltio
<b>VA</b>	Voltio amperio
<b>W</b>	Watt

## GLOSARIO

<b>AWG</b>	<i>American Wire Gauge</i> – Sistema de calibre para conductores eléctricos estandarizado escalonado logarítmicamente utilizado desde 1857.
<b>COCODE</b>	Consejo comunitario de desarrollo, se configura como el ente coordinador de participación a nivel comunal. Están conformados por los residentes de la comunidad correspondiente.
<b>CPV</b>	<i>Concentrator photovoltaics</i> - energía fotovoltaica de concentración: sistema fotovoltaico que utiliza lentes o espejos curvos para enfocar la luz solar en células solares de unión múltiple, MJ altamente eficientes.
<b>CSP</b>	<i>Concentrated solar power</i> - energía solar concentrada: sistema que utiliza espejos o lentes para reflejar y concentrar la luz solar en un receptor para calentar un fluido a alta temperatura.
<b>DLR</b>	<i>Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt</i> -Centro Aeroespacial Alemán: centro de investigación nacional para aviación y vuelos espaciales de Alemania y de la agencia espacial alemana.

- GIZ** *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH*-Sociedad Alemana de Cooperación Internacional: agencia alemana, especializada en la cooperación técnica para el desarrollo sostenible en todo el mundo.
- IEEE** *Institute of Electrical and Electronics Engineers*: asociación profesional 501(c)(3) de ingeniería electrónica e ingeniería eléctrica y disciplinas asociadas.
- NEC** *National Electrical Code*: Estándar adoptable a nivel regional para la instalación segura de cableado y equipos eléctricos en los Estados Unidos.
- NEMA** *National Electrical Manufacturers Association*-Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos: Es la asociación comercial más grande de fabricantes de equipos eléctrico en los Estados Unidos. Fundada en 1926, aboga por la industria y publica estándares para productos eléctricos.
- PV** *Photovoltaics* – energía fotovoltaica: Sistema fotovoltaico convencional que emplea módulos solares, instalados en suelo o azotea.

**PVC**

Polyvinyl chloride – Cloruro de polivinilo: producto de la polimerización del monómero de cloruro de vinilo, es el tercer polímero sintético de plástico más producido en el mundo (después del polietileno y el polipropileno).

**STC**

*Standard Test Conditions* – Condiciones de prueba estándar: es el estándar de la industria para las condiciones bajo las cuales se prueba un panel solar; con una temperatura de 25 °C y una irradiación solar de 1 000 W/m<sup>2</sup>.



## RESUMEN

El presente documento de tesis tiene por objetivo diseñar un sistema de bombeo solar fotovoltaico, en el pozo mecánico del zanjón de las Flores, para el abastecimiento de agua potable en la aldea las Tunas, Jutiapa, Jutiapa. Considerando el potencial energético solar de la región sur oriental de Guatemala, recurso que puede ser aprovechado en proyectos eco-sociales en un modelo sustentable.

Para el desarrollo del trabajo se ha empleado el proceso de diseño de ingeniería, La técnica de investigación se basó en la retroingeniería para evaluar las soluciones disponibles en la industria y las herramientas empleadas, ajustándolas según los requerimientos. En cuanto a la obtención de información, para optimizar los subsistemas, se hicieron simulaciones con los softwares Pipe Flow Expert v5.12 para el estudio hidráulico y Simulink de MathWorks, Inc. para el análisis electromecánico y fotovoltaico; pudiendo así verificar el punto de operación de la bomba y la corriente de arranque del motor sumergible, además de visualizar el desempeño del arreglo fotovoltaico en condiciones mínimas de operación.

Uno de los mayores obstáculos para que el proyecto fotovoltaico propuesto pase a la fase de ejecución es el costo de inversión inicial; para amortizar esto se deben ajustar las tarifas, reduciendo el periodo de recuperación, y de este modo obtener un margen amplio en el ajuste de la tasa de descuento, considerando la inflación creciente en Guatemala y la inexistencia de subvenciones estatales aplicadas a energías renovables.





## **OBJETIVOS**

### **General**

Diseñar un sistema de bombeo solar fotovoltaico, en el pozo mecánico ubicado en el zanjón de las Flores, para el abastecimiento de agua potable, a los habitantes de los sectores altos de la aldea Las Tunas, Jutiapa, Jutiapa.

### **Específicos**

1. Definir las normas aplicables en el diseño del parque fotovoltaico.
2. Estudiar la dinámica de arranque del motor sumergible trifásico para la bomba.
3. Determinar las condiciones mínimas de operación de la planta fotovoltaico.
4. Establecer los parámetros para evaluar el rendimiento financiero del proyecto.



## INTRODUCCIÓN

Parte del presupuesto de la industria fotovoltaica está dedicado a la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías para la reducción de costos en la producción de celdas y paneles solares, sin comprometer su calidad. El esfuerzo por establecer a las energías renovables en el mercado de electricidad limpia en el mundo no se detiene, esto debido a la preocupación climática, y a la creciente demanda energética.

La ubicación geográfica de Jutiapa la convierte en una región atractiva para la implementación de proyectos de energía solar fotovoltaica, que promoverían modelos ecosociales con un desarrollo sostenible.

El propósito de este trabajo es diseñar un sistema fotovoltaico para el bombeo de agua potable de un pozo profundo ubicado en la aldea Las Tunas del municipio y departamento de Jutiapa. El documento consta de ocho capítulos, en donde se exponen las consideraciones y metodologías para el diseño del sistema definido; dando como resultado un documento base para una propuesta energética sustentable para la aldea.

En el primer capítulo se da a conocer la información general del proyecto, definiéndose el problema y estableciendo los objetivos, empleándose para ello la herramienta de análisis 'árbol de problemas', la cual es una parte integral del enfoque ZOPP, Planificación de Proyectos Orientada a Metas definido por la GTZ y muchas organizaciones europeas de desarrollo. En el segundo capítulo se efectúa el análisis situacional donde se da a conocer el estado actual del proyecto

y las tecnologías disponibles para su ejecución, así como una breve introducción a la gestión administrativa y financiera disponible.

El tercer capítulo comprende los fundamentos teóricos básicos para los subsistemas hidráulico y fotovoltaico; en el cuarto capítulo se desarrollará el diseño del sistema de un parque solar para el bombeo de agua desde un pozo profundo. El quinto capítulo consta de un estudio de impacto ambiental según lo requiere la legislación ambiental de Guatemala.

El sexto capítulo describe la gestión administrativa y operativa del proyecto, en el séptimo capítulo se describe el marco legal del proyecto donde se exponen los aspectos regulatorios, medioambientales, laborales y tributarios; finalmente en el octavo capítulo se hará una evaluación financiera, para analizar el rendimiento del proyecto, desde un punto de vista monetario y social.

# 1. INFORMACIÓN GENERAL

## 1.1. Antecedentes

El pozo mecánico del proyecto se localiza en el municipio de Jutiapa, departamento de Jutiapa, en el zanjón de Las Flores de la aldea las Tunas, a una distancia aproximada de 2,82 km del centro de la ciudad de Jutiapa. El terreno donde se perforó el pozo tiene una superficie de 17 022,52 m<sup>2</sup>, de los cuales 150 m<sup>2</sup> están ocupados por un centro de salud en construcción.

La perforación del pozo se realizó en agosto del año 2020, con una profundidad de 60 metros; financiada por la institución Lord Jesus Loves Presbyterian Church. Este proyecto pretende abastecer con agua potable a 150 hogares en los sectores altos de los caseríos El Rodeo, El Rinconcito de La Aldea Las Tunas.

Actualmente el servicio de agua potable en estas comunidades es ineficiente, obligando a los pobladores a buscar alternativas que conllevan a riesgos salubres y económicos. Las comunidades involucradas formaron una directiva para apoyar a la empresa con mano de obra no calificada y de gestión en las obras de conducción, almacenamiento y distribución del sistema de abastecimiento de agua.

Para alimentar los motores eléctricos de las bombas sumergibles en pozos profundos, se emplean dos fuentes principales de energía, la red eléctrica pública o un grupo electrógeno. Jutiapa es uno de los departamentos de Guatemala con mayor irradiación normal directa, siendo este un recurso que puede aprovecharse

en el bombeo de fuentes subterráneas, y cuya implementación tendría un impacto positivo en el desarrollo de la comunidad en términos socioculturales y energéticos.

## **1.2. Definición del problema**

La carencia de modelos ecosociales energéticos para aprovechar el recurso solar fotovoltaico en Guatemala se debe principalmente a dos factores, uno de carácter financiero y otro sociocultural, que derivan del deficiente apoyo estatal para la implementación de nuevas legislaciones que apoyen a este tipo de inversiones.

Creando los medios para mitigar las causas mencionadas, se pretende aprovechar la energía solar para el sistema de bombeo del pozo del Zanjón de las Flores, a través de un diseño que se ajuste a los requerimientos establecidos.

Para tener una idea más amplia sobre el problema central, sus causas y efectos, se presenta el árbol del problema en la figura 1, y el árbol de objetivos en la figura 2, donde se visualizan los medios y fines, que permitirán describir su situación futura, estableciéndose una vez resuelto el problema.

## **1.3. Objetivos**

De acuerdo con la figura 2 se tienen los objetivos:

- General:

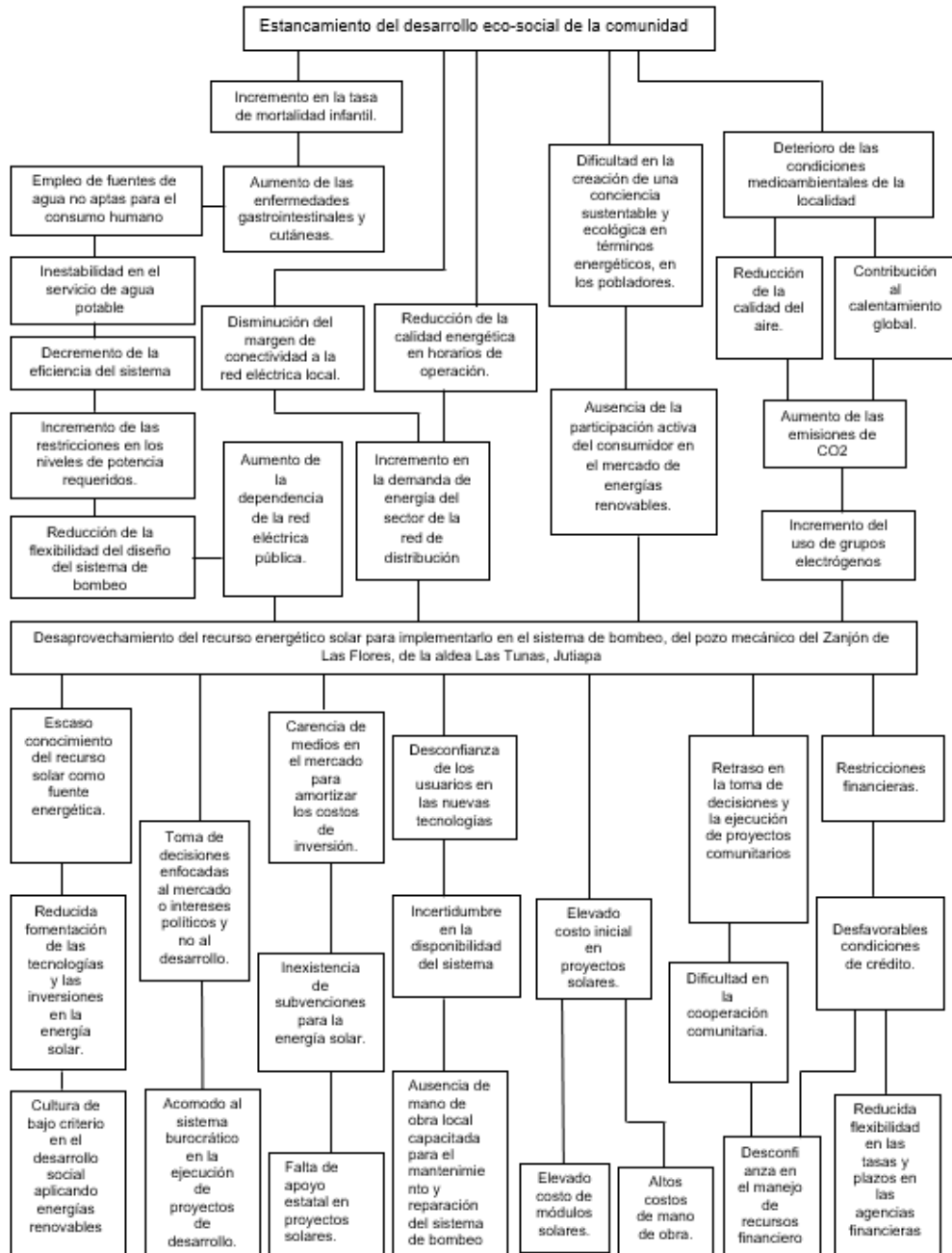
Implementar un sistema de bombeo solar fotovoltaico, en el pozo mecánico del zanjón de las Flores, de la aldea Las Tunas, Jutiapa.

- Específicos:
  - Fomentar las tecnologías y las inversiones en la energía solar fotovoltaica.
  - Aumentar la confianza de los usuarios en las nuevas tecnologías.
  - Ampliar el conocimiento del recurso solar como fuente energética.
  - Establecer medios en el mercado para amortizar los costos de inversión en proyectos fotovoltaicos.
  
- Resultados esperados:
  - Reducir la dependencia de la red eléctrica pública.
  - Estabilizar el servicio de agua potable para los pobladores de la zona.
  - Crear una conciencia sustentable y ecológica en términos energéticos, en los pobladores.
  - Ampliar el desarrollo eco-social de la comunidad.

#### **1.4. Matriz de planificación del proyecto**

Para evaluar el proyecto se ha implementado el enfoque del marco lógico, este ofrece una planificación de proyectos orientado a objetivos; la matriz de planificación de proyectos se encuentra en la tabla I.

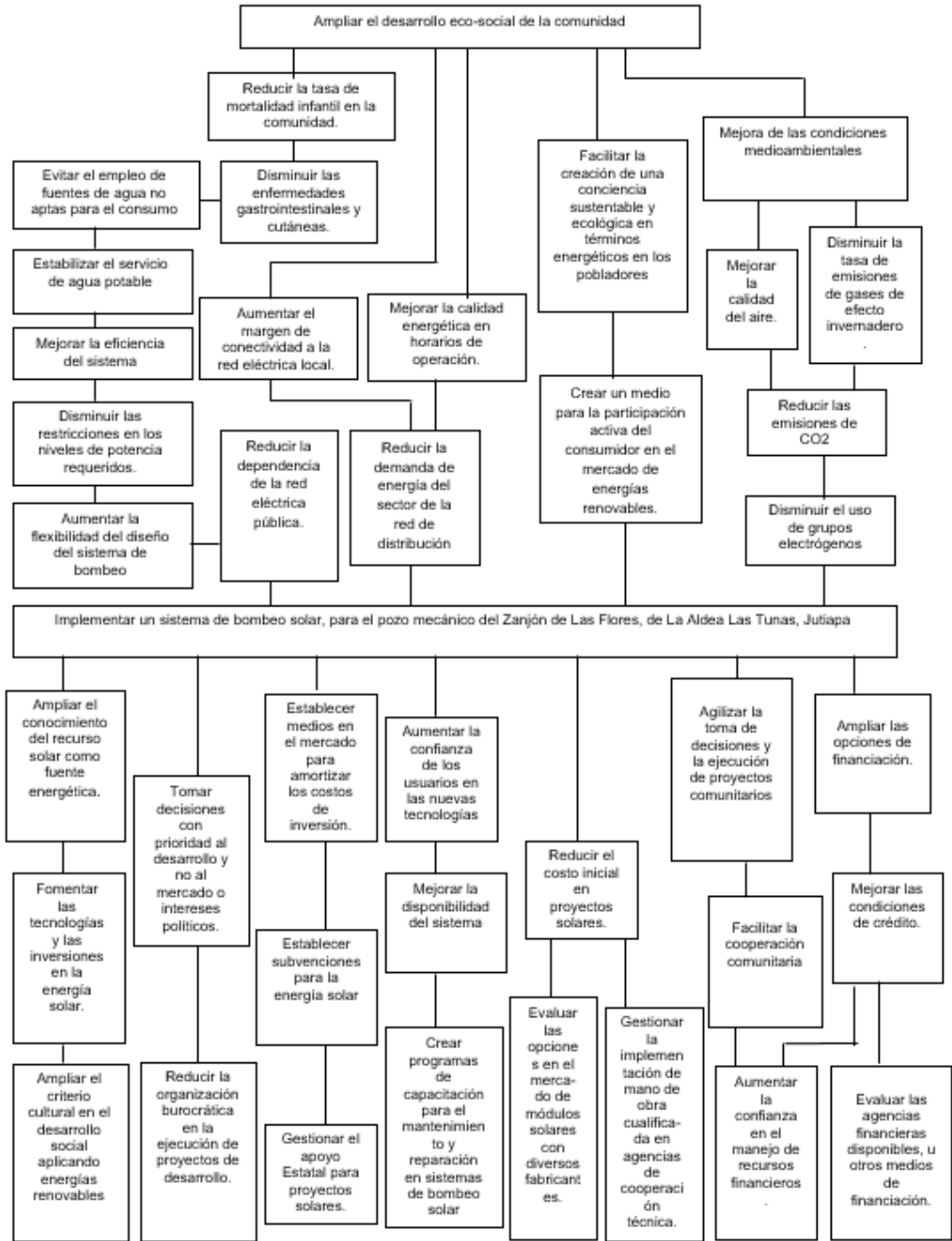
Figura 1. **Árbol del problema**



Fuente: elaboración propia.



Figura 2. **Árbol de objetivos**



Fuente: elaboración propia.

Tabla I. **Matriz de marco lógico**

Matriz de Marco Lógico			
Resumen de objetivos o actividades	Indicadores objetivamente verificables	Medios o fuentes de verificación	Supuestos importantes
<p><b>Objetivo general.</b></p> <p>Implementar un sistema de bombeo solar fotovoltaico, en el pozo mecánico del Zanjón de Las Flores, de La Aldea Las Tunas, Jutiapa.</p>	<p><b>Indicadores</b></p> <p>- Empleo de paneles solares para alimentar el motor de la bomba con el equipo electrónico necesario.</p> <p>- Facturación mensual nula por consumo de la red eléctrica pública.</p>	<p>Verificación de campo.</p>	<p>Se puede emplear un sistema fotovoltaico a lado o conectado a la red eléctrica pública según el diseño requerido.</p>
<p><b>Propósito del proyecto.</b></p> <p>Aumentar la fomentación de las tecnologías y las inversiones en la energía solar.</p>	<p><b>Indicadores</b></p> <p>- Gestión y desarrollo de proyectos fotovoltaicos.</p> <p>- Participación comunitaria.</p>	<p>Estudio de campo</p>	<p>Se contabilizarán las gestiones realizadas en un periodo determinado.</p>
<p><b>Resultados esperados.</b></p> <p>Ampliar el desarrollo eco-social de la comunidad</p> <p>Crear una conciencia sustentable y ecológica en términos energéticos, en los pobladores.</p>	<p><b>Indicadores</b></p> <p>- Abastecimiento de agua potable a 60 familias.</p> <p>- Ausencia de grupos electrógenos u otro equipo que implique el uso de combustibles fósiles en el sistema de bombeo</p> <p>- Cantidad de agua potable usada por cada familia.</p>	<p>Estudio de campo.</p> <p>- Verificación de campo</p>	<p>Se reportará si las fuentes energéticas para el bombeo de aguas son renovables y si el servicio de agua potable es satisfactorio.</p> <p>Se determinará el caudal diario consumido, y la forma en que es usada el agua potable.</p>
<p><b>Actividades.</b></p> <p>Evaluar las opciones en el mercado de módulos solares con diversos fabricantes.</p> <p>Gestionar la implementación de mano de obra cualificada en agencias de cooperación técnica.</p> <p>Evaluar las agencias financieras disponibles, u otros medios de financiación.</p>	<p><b>Especificaciones</b></p> <p>- Determinación de relación costo-calidad.</p> <p>- Número de gestiones realizadas</p> <p>- Determinación de las Tazas y plazos.</p>	<p>- Informe técnico-económico.</p> <p>- Resolución de la gestión.</p> <p>- Informe financiero</p>	<p>Se debe justificar la elección de los módulos solares y el tipo de tecnología a emplear.</p> <p>Se tienen diversas opciones para este fin tanto Nacionales como internacionales.</p> <p>Se espera que parte de la financiación provenga de entidades sin ánimo de lucro, y otra parte provenga de la cooperación comunitaria, para minimizar la financiación bancaria.</p>

Fuente: elaboración propia.

## 1.5. Justificación

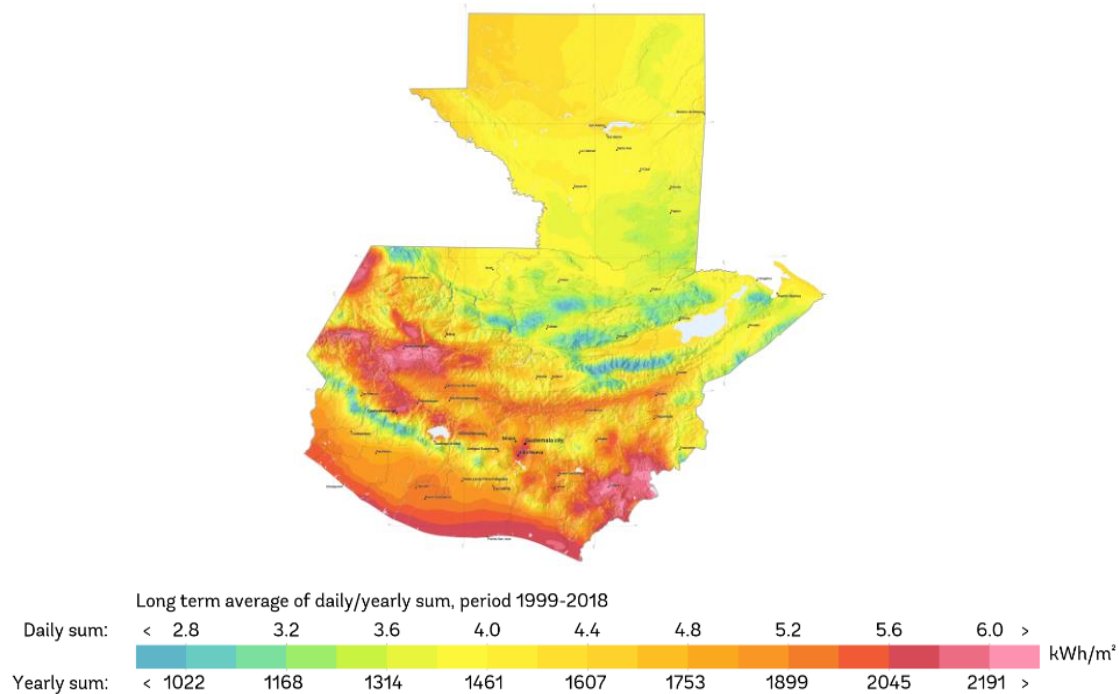
Según el estudio sobre el potencial técnico de la energía solar de concentración, CSP, a escala global, realizado por el Centro Aeroespacial Alemán, DLR, *Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt*, publicado en 2009, se muestra que la mayoría de las regiones del mundo, excepto Canadá, Japón, Rusia y Corea del Sur, tienen áreas potenciales de CSP con una irradiación solar anual superior a 2 000 kWh/m<sup>2</sup>/año; África, Australia y el Medio Oriente tienen las áreas de mayor potencial, seguido por China, América Central y del Sur. Según estas consideraciones se puede argüir que la región Centroamericana y por lo tanto Guatemala cuenta con un potencial considerable para realizar proyectos solares.

El departamento de Jutiapa es una de las áreas con mayor irradiación normal directa anual en la República de Guatemala, ver figura 3. La energía solar es un recurso renovable que aún no se ha utilizado a un nivel competitivo comparado con Alemania o Japón; el desaprovechamiento energético regional se puede interpretar como un estancamiento en términos sociales, culturales y ecológicos.

Con lo anteriormente expuesto se establece que la irradiación solar en la región donde se ubica el pozo del zanjón de las Flores es favorable; añadiendo que el terreno cuenta con 16 872,52 m<sup>2</sup> disponibles para la infraestructura requerida en un proyecto solar.

Otro aspecto a considerar es el recurso humano para la cooperación comunitaria en la gestión financiera y de mano de obra, impulsando así nuevos modelos energéticos y socioculturales.

Figura 3. **Irradiación normal directa en Guatemala**



Fuente: Global solar atlas.

### 1.6. **Alternativas de solución del problema**

Existen tres tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar:

- Sistemas fotovoltaicos convencionales, PV.
- Sistemas fotovoltaicos de concentración, CPV.
- Sistemas de energía solar concentrada, CSP.

Unos de los principales problemas que se presentan al aplicar los sistemas de energía solar concentrada, CSP es que requieren una gran área de terreno plano, y agua para almacenar la energía térmica.

Para los sistemas fotovoltaicos de concentración, CPV, la preocupación constante es el costo, la automatización y la complejidad en el diseño del módulo, son factores importantes. Sin embargo, esta tecnología requiere menos área que los sistemas, CSP.

Actualmente los sistemas fotovoltaicos convencionales, PV, siguen siendo la mejor tecnología de generación distribuida, DG, energía en el punto de uso, esta tecnología es relativamente barata en comparación con las anteriores, y sus costos de operación y mantenimiento son bajos, es por ello que en este estudio únicamente se implementará un sistema fotovoltaico convencional, PV. Considerando los criterios mostrados anteriormente, el presente trabajo desarrollará:

Diseño de un sistema de bombeo solar fotovoltaico, en el pozo mecánico del Zanjón de Las Flores, para el abastecimiento de agua potable, en la aldea las tunas, Jutiapa, Jutiapa.

## **1.7. Monografía del municipio de Jutiapa**

El municipio de Jutiapa es la cabecera del departamento de Jutiapa, se ubica en la región IV, región Sur-Oriente de la República de Guatemala.

### **1.7.1. Geografía física**

- Ubicación geográfica: el municipio de Jutiapa se localiza en el hemisferio occidental a una latitud de 14°16'58" N y una longitud de 89°53'33" W; situada a una distancia de 118 km de la Ciudad de Guatemala. Su uso horario corresponde al trigésimo tercer huso horario, UTC-06:00, cuya

ubicación geográfica se encuentra en el meridiano 90 oeste, 6 horas por detrás del meridiano de Greenwich.

La ciudad de Jutiapa es la cabecera departamental más oriental de Guatemala, pues se acerca a la frontera entre El Salvador y Guatemala. Está limitada al norte con Monjas, al noreste con El Progreso, al este con Asunción Mita, al sur con Comapa, Yupiltepeque y El Adelanto, al oeste con Quesada, al noreste con Casillas y al suroeste con Jalpatagua; todos estos son municipios del departamento de Jutiapa excepto Monjas y Casillas, que pertenecen a los departamentos de Jalapa y Santa Rosa respectivamente. Cuenta con una superficie total de 620 km<sup>2</sup> y una altitud media de 895 m.s.n.m.

- Hidrografía: el municipio de Jutiapa cuenta con 15 ríos, 37 quebradas, 2 lagunetas, 2 zanjones y un riachuelo. Los ríos más importantes que tiene Jutiapa son el río de Amayito, el río de la Virgen, el río del Trapichito y el río salado; este último solamente posee corriente de agua en invierno, en verano está seco y su nivel de contaminación es visible, debido a que allí se vierten los desechos de la mayoría de los drenajes de la ciudad.
- Accidentes montañosos y volcánicos: Jutiapa se caracteriza por ser un territorio montañoso; hay montañas que han sido pobladas, a mencionar la aldea la unión y el cerro de La Virgen, entre otras. Se localizan tres volcanes: Amayo, Tاهual y Culma. Entre los cerros más importantes están el Cerro Gordo y el Cerro Grande.
- Clima: el clima del municipio de Jutiapa está clasificado como AW por Köppen y Geiger, Clima de sabana tropical. Debido a su elevación, los niveles de temperatura tienden a ser muy cálidos, sin embargo, gracias a

los vientos del norte, se mantienen en niveles normales y no extremos; siendo su temperatura máxima media anual de 28,9 °C, y su temperatura media anual de 23 °C. Sus precipitaciones no son muy abundantes, en la temporada lluviosa, de mayo a octubre, recibe en promedio 1 200 mm anuales. Aunque no pertenece a los municipios que forman el Corredor Seco, el territorio Jutiapaneco está expuesto a las sequías.

### **1.7.2. Estadística Sociodemográfica**

- Demografía: los datos sobre la población del municipio de Jutiapa más actuales dan un resultado de 145 880 habitantes, esto según el XII Censo Nacional de la Población y VII de Vivienda llevado a cabo en el año 2018 por el Instituto Nacional de Estadística, INE. Esta misma fuente revela que de esta población el 51,3 % son mujeres y el 48,7 % son hombres; Siendo el grupo más abundante según el grupo de edad los individuos entre 15 y 19 años, con una población de 17 789 personas. Estos mismos datos muestran que el departamento de Jutiapa es mayoritariamente rural debido a que el 67,3 % de la población habita en esta área. Según el INE las proyecciones de población del departamento de Jutiapa, se estima que los dos municipios que tendrán mayor cantidad de población son: Jutiapa y Asunción Mita; mientras que el municipio con menor población es: El Adelanto.
- Educación: según el Comité Nacional de Alfabetización el departamento de Jutiapa presentó una serie histórica entre 2009 y 2013 del índice de analfabetismo decreciente, pasando de 24,4 en 2009 a 19,6 en 2013. Para 2013 el municipio que presentó el índice más alto de analfabetismo fue Comapa, mientras que el índice más bajo lo registro el municipio de Jerez. La ciudad de Jutiapa es el lugar que más establecimientos educativos

posee comparado con el resto de los municipios del departamento, que van desde nivel preprimaria hasta el nivel universitario.

- Pobreza: de acuerdo con la Encuesta Nacional de Condiciones de Vida – ENCOVI- del INE, el departamento de Jutiapa presentó en 2011, un aumento de 1,9 puntos porcentuales en el porcentaje de pobreza extrema. La pobreza total aumentó en 4,2 puntos porcentuales respecto a 2006. Para 2011 el municipio que presentó la tasa más alta de pobreza extrema rural fue Pasaco, mientras que la tasa más baja la registro el municipio de San José Acatempa.

### **1.7.3. Factores bióticos**

- Flora: la cantidad de árboles en las montañas se ha reducido debido a la tala desmesurada. La vegetación en el municipio es muy variada, ya que existen extensiones territoriales con poca población, permitiendo así su desarrollo natural.
- Fauna: dentro de las especies silvestres que se encuentran en el municipio de Jutiapa tenemos: garrobos, conejos, tacuazines, armadillos, mapaches, coyotes, gatos de monte, zorrillos y pequeños roedores, además de diversas especies de aves, tortugas, lagartijas y serpientes; y una abundante diversidad de insectos, considerando que la población a nivel mundial de estos es abundante.

### **1.8. Microlocalización del proyecto**

El terreno donde se desarrollará el proyecto se localiza en la Aldea las Tunas en la calle de terracería que conduce a los caseríos El Rodeo, La Cuesta,

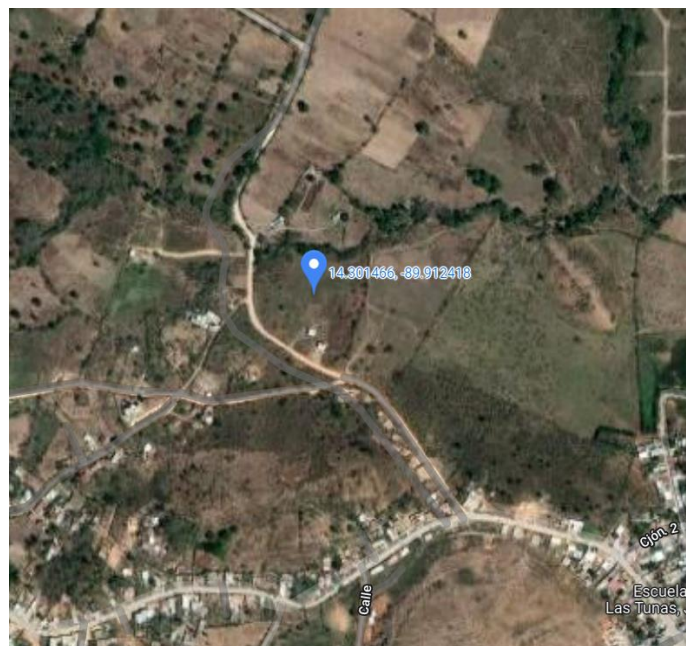


Valle Lindo y Arrayanas; contando con tres puntos de acceso a la Carretera Interamericana CA1 en jurisdicción del municipio de Jutiapa. El acceso principal dista 1,19 km del terreno.

La región de localización esta escasamente poblada rodeada en su mayoría por terrenos utilizados para siembra de maíz, frijol, ayote y maicillo, y para la pastura de ganado bovino, caprino y ovino; el terreno tiene colindancia con el zanjón de las Flores que conecta con el rio de La Virgen.

Al tener un acceso de terracería la densidad vehicular es moderada, sin embargo, es una ruta de transporte público para los caseríos ya mencionados, utilizado además como una vía alterna en operaciones de mantenimiento de la calle principal de la aldea Las Tunas.

Figura 4. **Ubicación del pozo**



Fuente: Google Maps.



## **2. ANÁLISIS SITUACIONAL**

### **2.1. Estado actual del proyecto**

Se describirá brevemente la infraestructura del proyecto las obras pendientes, la organización administrativa y financiera.

#### **2.1.1. Infraestructura**

El proyecto cuenta con un pozo de 60 metros de profundidad y un diámetro de 10 pulgadas. Además, se ha finalizado la construcción de un centro de salud.

#### **2.1.2. Financiación**

La perforación del pozo fue financiada por la institución Lord Jesus Loves Presbyterian Church con la cooperación del COCODE.

#### **2.1.3. Organización administrativa**

La administración está a cargo de la iglesia presbiteriana en conjunto con el COCODE, y la participación efectiva de los beneficiarios.

#### **2.1.4. Sistemas pendientes o en desarrollo**

Actualmente se está construyendo un tanque de almacenamiento secundario en el caserío El Rodeo, y parte del zanjeo para la tubería de

conducción, sin embargo, aún no se cuenta con un sistema de bombeo definido, ni con el reservorio de almacenamiento y distribución.

## **2.2. Tecnologías disponibles**

Las células solares de primera generación se producen en obleas de silicio, de estructura monocristalina o multicristalina, cada oblea puede suministrar entre 2 y 3 vatios, para aumentar la potencia, los módulos solares se conforman con varias células. Estas son las tecnologías más antiguas y de uso más común debido a su alta eficiencia, abarcando una parte considerable del mercado mundial. Aunque la eficiencia de las células monocristalinas es superior a las multicristalinas, la producción de obleas multicristalinas es más fácil y barata, debido a eso son competitivos con los monocristales.

Las de segunda generación centradas en células solares de película delgada a-Si, mc-Si, CdTe, y células solares CIS-CIGS. Sus eficiencias son menores comparadas con las células de primera generación, por lo tanto, para conseguir la misma potencia de generación fotovoltaica, se requerirán más módulos solares y por lo tanto será necesario disponer de una mayor superficie, sin embargo, sus costos son menores, además tienen una ventaja estética visual y pueden ser fácilmente integradas a edificios y vehículos.

Las células solares de tercera generación consideran a las células basadas en nanocristales o en polímeros, células solares sensibilizadas por colorante, DSSC, y células solares concentradas. Estas son las nuevas tecnologías que resultan prometedoras, pero aún no se han establecido de forma masiva en el mercado mundial. Representan una línea de investigación dirigida a sustituir la tecnología del silicio. Son células que tienen un coste de fabricación más elevado

y un proceso de fabricación complejo, sin embargo, han logrado eficiencias notables comparadas con las anteriores tecnologías.

Dentro de las células de tercera generación más desarrolladas están las células DSSC y concentradas. Aunque la eficiencia de las células solares sensibilizadas por colorante es muy baja, su costo también es muy bajo y su producción es fácil con respecto a otras tecnologías, también se encuentran las células multiunión que permiten un mejor aprovechamiento de las bandas, GAP, de los semiconductores logrando una mejor eficiencia. Actualmente forma parte de la tecnología de concentración solar a nivel comercial.

### **2.3. Eficiencia y estimación de costo inicial**

Los parámetros importantes desde que se desarrolló la primera célula solar son, la eficiencia, el precio, la confiabilidad y la durabilidad frente a las influencias ambientales.

La eficiencia basada en pruebas de laboratorio publicadas por la *Norwegian University of Science and Technology*, NTNU, muestran que las células solares de primera generación alcanzaron una eficiencia de 24,7 %, porcentaje mayor comparado con el 19,9 % que alcanzan las de segunda generación, finalmente las de tercera generación cuentan con una eficiencia de 40,8 %.

Tabla II. **Mejores eficiencias reportadas de células solares**

<b>Célula solar</b>	<b>Eficiencia</b>	<b>Laboratorio/Institución</b>
Crystalline Si	24.7	University of New south Wales
Multi Crystalline Si	20.3	Fraunhofer institute of solar energy system
Amorphous Si	10.1	Kaneka
HIT cell	23	Sanyo Corporation
GaAs cell	26.1	Radboud University Nijmegen
InP Cell	21.9	Spire Corporation
Multi junction cell	40.8	National Renewable Energy Laboratory
CdTe	16.5	National Renewable Energy Laboratory
CIGS	19.9	National Renewable Energy Laboratory
CuInS <sub>2</sub>	12.5	Hahn Meitner Institute
DSSC	11.1	Sharp
Organic solar cell	6.1	Gwangju Institute of Science and Technology

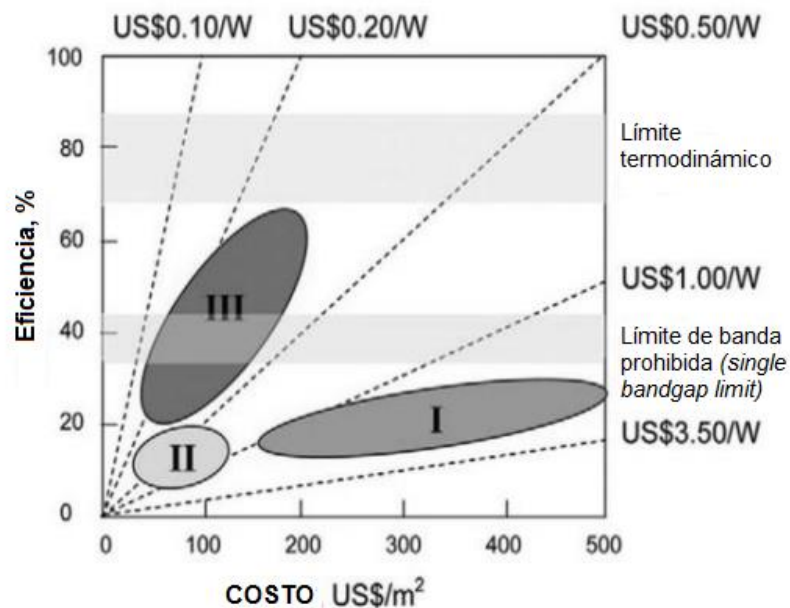
Fuente: *Norwegian University of Science and Technology, NTNU.*

En la figura 5 se observa que la tecnología de las células solares de tercera generación presenta una relación costo-eficiencia, superior a las otras tecnologías.

Para el desarrollo del diseño propuesto se considerarán únicamente las tecnologías de primera generación.

En lo que respecta a la estimación del coste de inversión inicial se ha tomado como referencia la tendencia de precios en el mercado europeo publicado en Photon International Magazine.

Figura 5. Costo vs. eficiencia entre las diferentes generaciones



Fuente: Günam.

Según la publicación hecha por el diario oficial de la Unión Europea el 31 de diciembre de 2019, el tipo de cambio de 1 € equivale a 1,123 USD, con lo cual se establece un precio total de 1,746 dólares estadounidenses, lo cual equivale a 15 quetzales por cada vatio instalado.

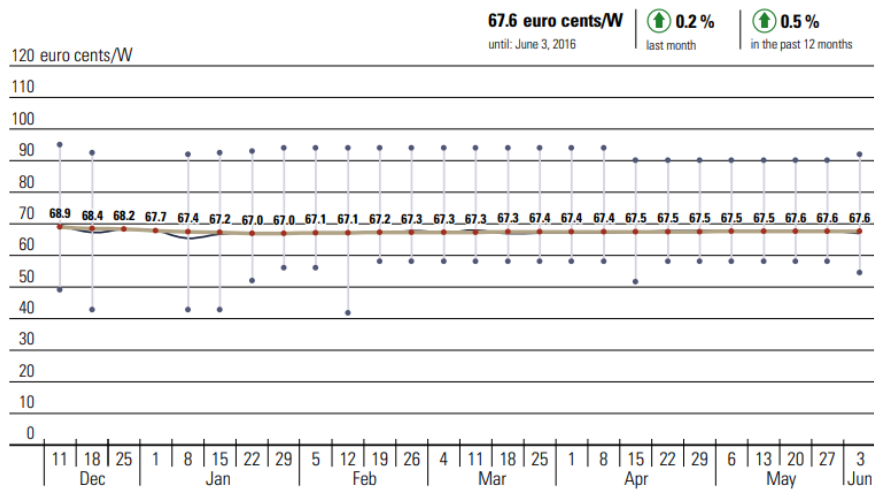
La instalación DC/AC incluye mano de obra, cableado, cuadros de protección, interruptores de red, líneas de puesta a tierra y equipos de medida; en ingeniería y tramitación se incluyen los costes derivados de la preparación de memorias técnicas, y otros documentos; seguridad y control, incluye vigilancia contra robo de módulos y los seguros propios de la instalación; logística y otros incluye transporte y almacenamiento de módulos, equipos y materiales para el montaje.

Tabla III. **Costos en el mercado europeo**

DESCRIPCIÓN	COSTO [€/Wp ]
Precio de módulos Si. monocristalino	0.676
Inversor<5kw	0.228
Instalación DC/AC	0.200
Estructura de soporte	0.200
Ingeniería y tramitación	0.040
Seguridad y control	0.200
Logística y otros	0.010
<b>TOTAL</b>	<b>1.554</b>

Fuente: Photon International Magazine.

Figura 6. **Precios del mercado spot alemán módulos monocristalinos.**

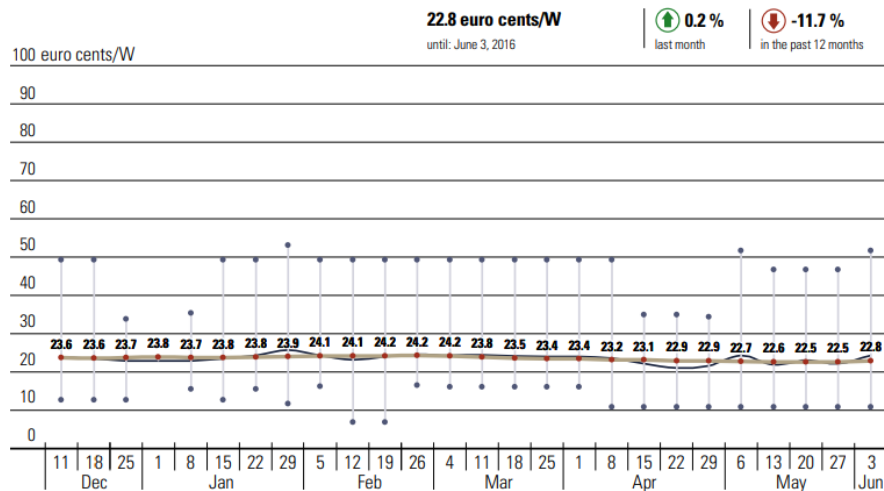


Fuente: Photon International magazine.

El costo que se presenta se ha tomado como referencia, pero se supone realizar un análisis de sensibilidad teniendo en cuenta que la tendencia de los precios es decreciente en el mercado fotovoltaico mundial y puede tener una incidencia directa en la viabilidad económica y financiera del proyecto estudiado, además de considerar las ofertas locales.



Figura 7. Ofertas en el mercado alemán para inversores



Fuente: Photon International magazine.

## 2.4. Gestión financiera y administrativa

La financiación más clásica resulta ser a través de un préstamo o un crédito. Esta supone un mecanismo de financiación de deuda. En relación con los proyectos solares fotovoltaicos, este tipo de financiación se ha reservado para pequeños proyectos, puesto que el volumen de la inversión no es muy elevado y no suele cubrir todo el coste de inversión.

Sin embargo, si se trata de solicitar un préstamo o un crédito para financiar un proyecto solar fotovoltaico de pequeñas dimensiones, existen distintas entidades bancarias que ofrecen préstamos específicos para la financiación de proyectos de energías renovables, que requerirían menos trámites administrativos para su formalización, además de establecer unas condiciones más favorables tales como intereses más bajos comparados con los préstamos

convencionales y periodos de devoluciones relativamente similares al período de retorno del proyecto.

Existen otros métodos de financiación como Leasing el cual supone un mecanismo para financiar la adquisición de un bien, en este caso la instalación fotovoltaica. Supone una modalidad de alquiler a largo plazo donde el arrendatario explota la instalación fotovoltaica a cambio del pago a la entidad arrendadora, a través de una cuota periódica que cubrirá el coste del bien más los intereses pactados.

Por último se considera el Project Finance el cual pertenece al grupo de las denominadas financiaciones estructuradas que se caracterizan por el hecho de que participan más de dos socios en el proyecto, entre ellos los inversores (*sponsors*, por ejemplo fondos de inversión), el banco financiador, el propietario o arrendador del terreno, la constructora de la instalación, el operador del sistema construido, si procede también el comprador, *offtaker*, de la energía producida, que están en condiciones de asumir riesgos empresariales controlados.

En cuanto a la gestión administrativa del sistema fotovoltaico, los encargados de tal proceso son, la institución, Lord Jesus Loves Presbyterian Church, el COCODE en conjunto con los beneficiarios; se estipula que una parte del proyecto sea financiada por la comunidad, y de este modo minimizar la financiación externa.

## 2.5. Gestión en cooperación técnica

En el país hay tres instituciones alemanas que implementan programas de Cooperación por encargo del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo, *Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung*, BMZ:

- Cooperación Técnica- GIZ.
- Cooperación Financiera-KfW.
- Instituto Nacional de Metrología-PTB.

La GIZ, *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH*, es una agencia de desarrollo alemana que brinda servicios en el campo de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible y educación, implementando principalmente proyectos de cooperación técnica. Esta entidad ha apoyado proyectos de energías renovables en Latinoamérica, es por esto que se a considerada como un posible proveedor de servicios en cooperación técnica para el desarrollo del proyecto.

Otra consideración para este fin es gestionar el apoyo de las universidades Nacionales y extranjeras, de tal forma que los estudiantes de ingeniería tomen partida en proyectos fotovoltaicos para el desarrollo eco-social.



### **3. FUNDAMENTOS GENERALES**

#### **3.1. Sistema hidráulico**

Se estudiarán los elementos del sistema hidráulico, para su estudio en subsistemas estáticos y dinámicos.

##### **3.1.1. Pozo profundo**

Los pozos perforados se construyen con una herramienta de cable o con una máquina de perforación rotatoria. Se requiere de la instalación de una carcasa o revestimiento y una pantalla para evitar la entrada de sedimentos y el colapso de las paredes del pozo. El espacio alrededor de la carcasa debe sellarse con lechada de cemento puro o arcilla bentonita para evitar la contaminación por el agua que se escurre de la superficie hacia abajo alrededor del exterior de la carcasa.

La carcasa también proporciona el alojamiento del mecanismo de bombeo y la tubería que mueve el agua desde la bomba a la superficie. La carcasa puede ser una de varias clases de acero o termoplástico, típicamente PVC.

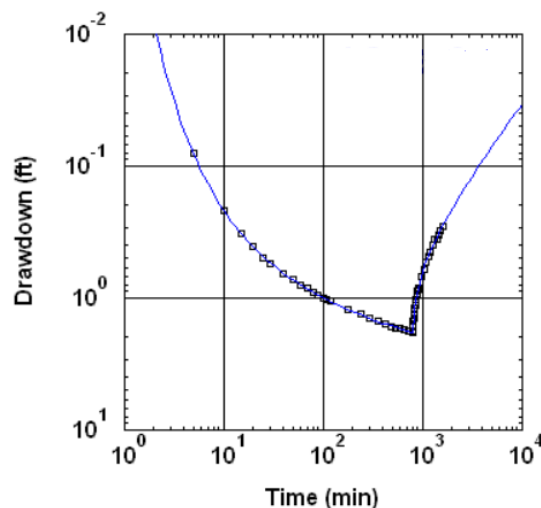
Finalmente se realiza una prueba de bombeo, la cual es un estudio de campo en la que se bombea un pozo a una velocidad controlada y se mide la respuesta del nivel del agua, los datos de respuesta de la prueba de bombeo se utilizan para estimar las propiedades hidráulicas de los acuíferos, evaluar el rendimiento de los pozos e identificar los límites del acuífero.

Los tipos de pruebas de bombeo más comunes incluyen las siguientes:

- Pruebas de tasa constante
- Pruebas de reducción gradual
- Prueba de recuperación

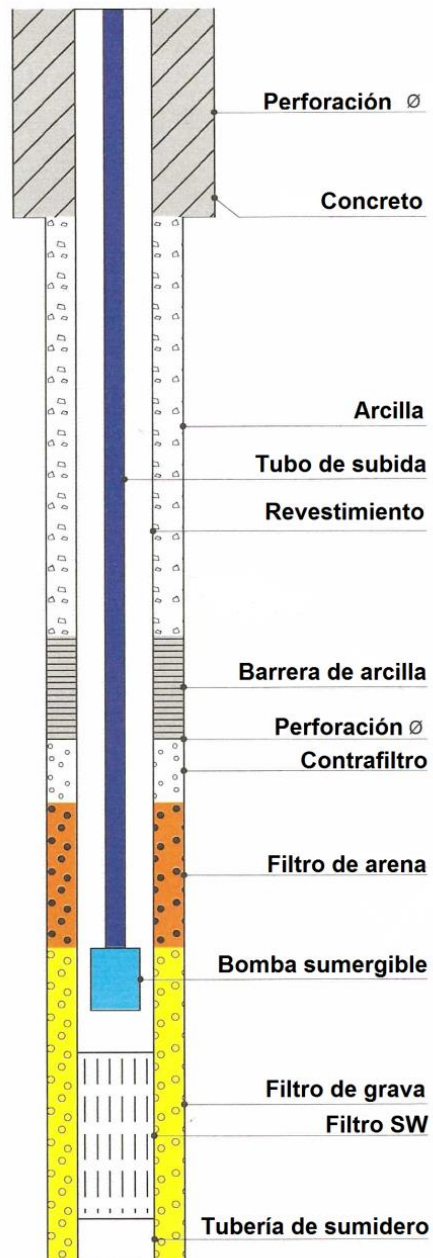
Las pruebas de bombeo se deben realizar en época de lluvia y estiaje; para obtener las características de transmisividad hidráulica y la capacidad específica en el pozo para diferentes periodos del año. Después de una desinfección adecuada, el pozo se tapa para brindar protección sanitaria hasta que se conecta al sistema del cliente. Los tapones de pozo requieren una ventilación de aire. El propósito del respiradero es igualar la presión del aire entre el interior de la carcasa y la atmósfera, y liberar gases desagradables o explosivos más livianos que el aire. La tubería de ventilación debe estar blindada y apantallada para evitar la entrada de material extraño, como insectos, entre otros.

Figura 8. **Reducción y recuperación de un caso de estudio**



Fuente: aqtesolv, Theis, 1935 type-curve solution, data from USBR 1995.

Figura 9. Esquema de instalación de un pozo profundo

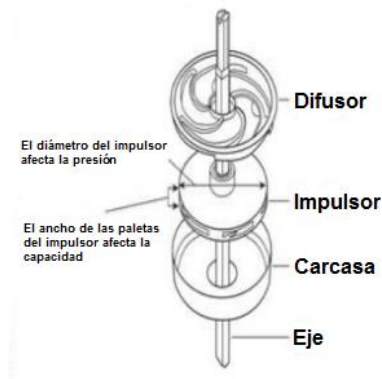


Fuente: diebrunnenbauer.de.

### 3.1.2. Electrobomba sumergible

Una bomba sumergible es un dispositivo que tiene un motor eléctrico herméticamente sellado acoplado al cuerpo de la bomba. Todo el conjunto se sumerge en el fluido a bombear. Las bombas sumergibles son bombas centrífugas multietapa que funcionan en posición vertical. Los líquidos, acelerados por el impulsor, pierden su energía cinética en el difusor donde tiene lugar una conversión de energía cinética a presión para luego dirigirla a la siguiente etapa, este es el principal mecanismo operativo de las bombas de flujo radial mixto. El diámetro del impulsor afecta la presión, el ancho de las paletas del impulsor afecta la capacidad.

Figura 10. Componentes de etapas de bomba sumergible

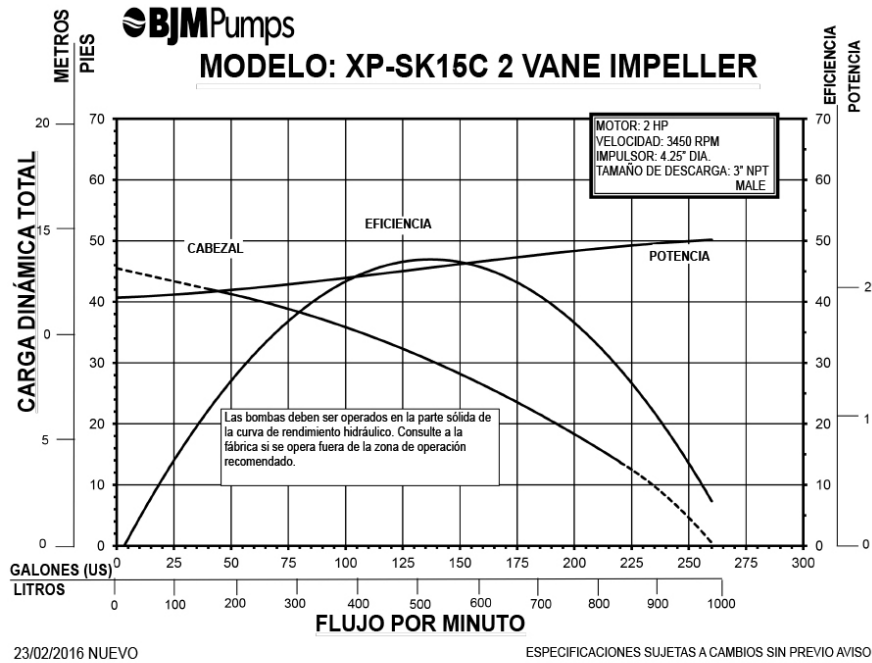


Fuente: Slideshare, Krishna Vamsy, Project Engineer at HPCL.

Para operar con éxito una bomba, también son importantes la eficiencia y la potencia requeridas. La operación normal debe estar en la vecindad del pico de la curva de la eficiencia, por lo común están en el rango de 60 a 80 %, para bombas centrífugas.



Figura 11. Curvas de rendimiento de bomba serie xp-sk

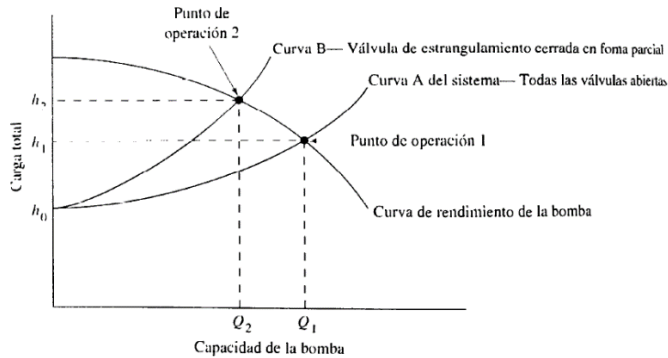


© 2015 BJM Pumps, LLC. All rights reserved.

Fuente: BJMPumps.

El punto de operación de una bomba se define como el flujo volumétrico que enviará cuando se instale en un sistema dado. La carga total que desarrolla la bomba se determina por medio de la resistencia del sistema que corresponde a la misma del flujo volumétrico. La figura 11 ilustra este concepto. La curva de rendimiento de la bomba es la gráfica del flujo volumétrico que la bomba distribuye como función de la carga total, y a la que está sujeta por el sistema del que forma parte.

Figura 12. **Punto de operación de una bomba**



Fuente: Mecánica de fluidos, Robert L. Mott.

### 3.1.3. **Tubería de descarga**

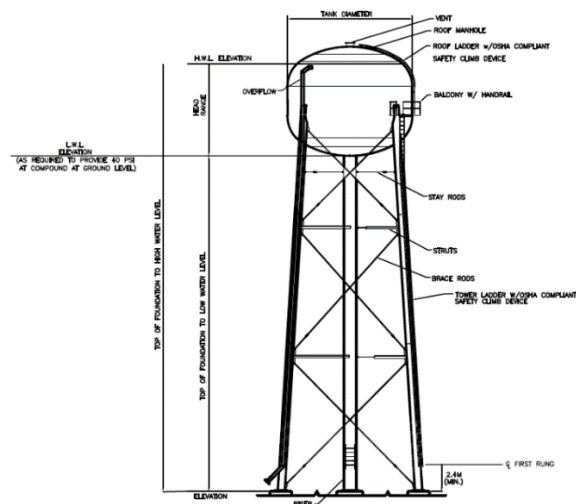
En general, la línea de descarga debe ser tan corta y directa como sea posible, para minimizar la carga sobre la bomba. Los codos deben ser del tipo estándar o de radio largo, si fuera posible. Debe seleccionarse el tamaño de la tubería de acuerdo con la velocidad o las pérdidas por fricción permisibles. De igual forma se recomiendan tamaños grandes y velocidades bajas; no obstante, otras consideraciones acerca del costo y lo práctico de la instalación podrían llevar a seleccionar tuberías más pequeñas. La línea de descarga debe contener una válvula cerca de la bomba para permitir que se dé servicio a esta o se reemplace.

### 3.1.4. **Torre de agua**

Es una estructura para almacenar grandes cantidades de agua a una altura definida para presurizar sistemas de distribución, esto ocurre a través de la elevación del agua, por cada 10 cm de elevación, se produce 1 kPa; así 30 m de

altura producen aproximadamente 300 kPa, lo cual es suficiente presión para operar con los requisitos del sistema de distribución.

Figura 13. **Tanque de almacenamiento elevado estándar**



Fuente: US Army Corps of Engineers, Afghanistan Engineer District.

### 3.2. Sistema fotovoltaico

Se describirán los componentes principales del sistema fotovoltaico y los principios básicos para su diseño.

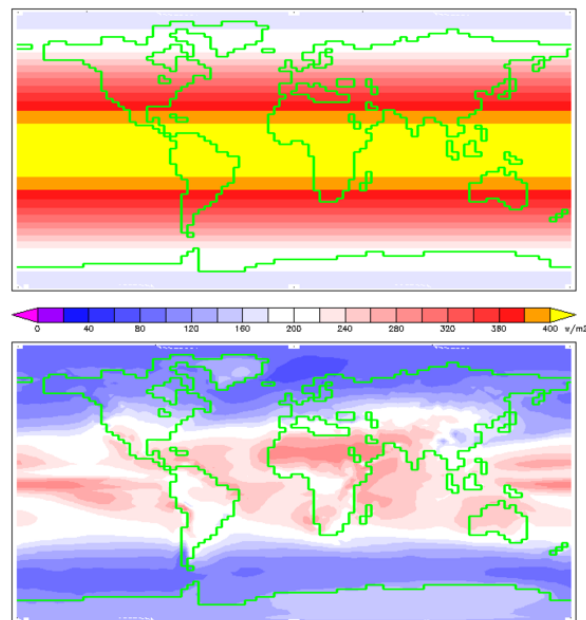
#### 3.2.1. Radiación y trayectoria solar

La irradiancia solar es la potencia por unidad de área recibida del Sol en forma de radiación electromagnética; se mide en vatios por metro cuadrado,  $W/m^2$ , en unidades SI. En la superficie de la tierra depende además de la inclinación del área de medición, la altura del sol sobre el horizonte y las

condiciones atmosféricas. La irradiancia solar afecta el metabolismo de las plantas y el comportamiento de los animales.

El estudio y la medición de la irradiancia solar tiene varias aplicaciones, incluida la predicción de la generación de energía a partir de módulos solares, las cargas de calefacción y refrigeración de edificios, y en el modelado climático y la previsión meteorológica.

Figura 14. **Efecto de escudo de la atmósfera**



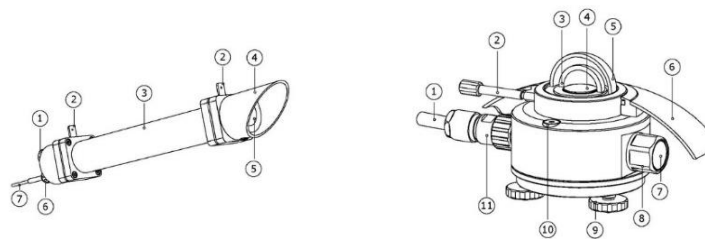
Fuente: William M. Connolly usando datos HadCM3, 24 de octubre de 2005.

La radiación solar directa se observa utilizando un pirheliómetro montado en un seguidor solar para garantizar que los rayos solares se dirijan hacia el instrumento durante todo el año; para la radiación solar difusa se usa un piranómetro montado horizontalmente en un seguidor solar con su cúpula de

vidrio a la sombra de los rayos solares; en la radiación solar global se utiliza un piranómetro montado horizontalmente.

Se sabe que los errores del piranómetro son causados por el ángulo de elevación y el azimut del sol. Para reducir significativamente estos errores, se calcula la radiación solar global como la suma del componente horizontal de la radiación solar directa y la radiación solar difusa. Finalmente, la radiación solar reflejada se observa utilizando un piranómetro montado horizontalmente hacia abajo en un poste sobre el suelo a una altura de 1,5-2 m.

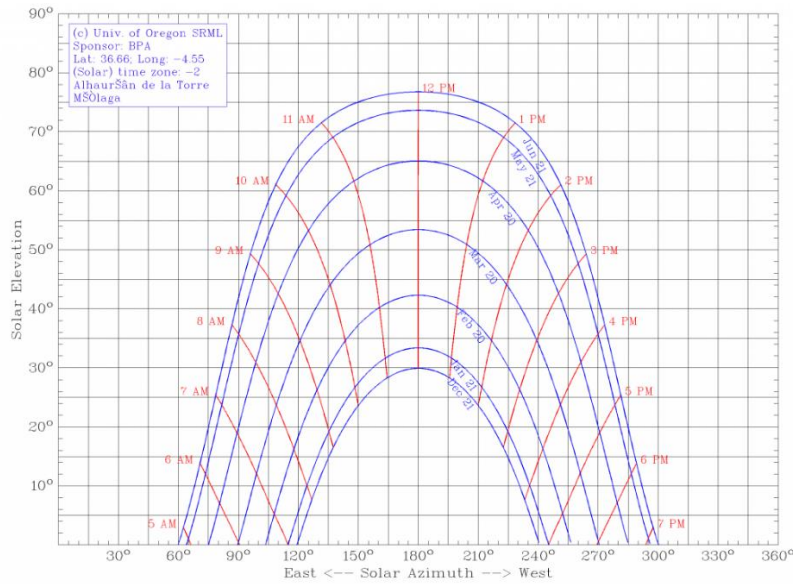
Figura 15. **Pirheliómetro y piranómetro**



Fuente: Hukseflux Thermal Sensors.

La posición relativa del Sol es un factor importante en la ganancia de calor de los edificios y en el rendimiento de los sistemas de energía solar. El conocimiento preciso y específico de la ubicación de la trayectoria del sol y las condiciones climáticas son esenciales para las decisiones económicas sobre el área del colector solar, la orientación, el paisajismo, la protección de verano y el uso rentable de los seguidores solares.

Figura 16. Carta solar



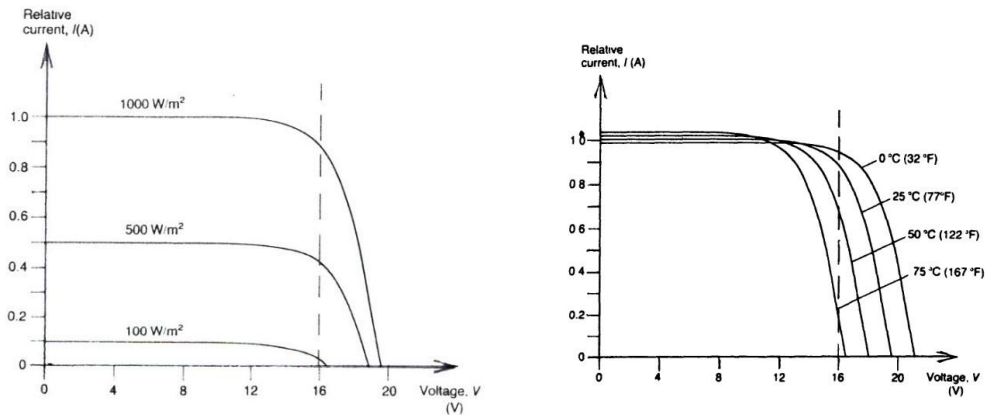
Fuente: University of Oregon Solar Radiation Monitoring Laboratory.

### 3.2.2. Consideraciones en los módulos solares

Los parámetros indicados por el fabricante se derivan de las condiciones de prueba estándar, STC. En donde la temperatura de la celda es de 25 °C, y una irradiación solar de 1 kW/m<sup>2</sup> y densidad atmosférica de 1,5.

Hay tres formas básicas para la conexión de paneles solares, y cada método está diseñado para un propósito específico. Los paneles solares se pueden conectar en serie para aumentar la salida de voltaje, o en paralelo para aumentar el amperaje de salida. También se puede hacer una combinación de ambas conexiones, según los requerimientos del sistema.

Figura 17. Efecto de luz y temperatura



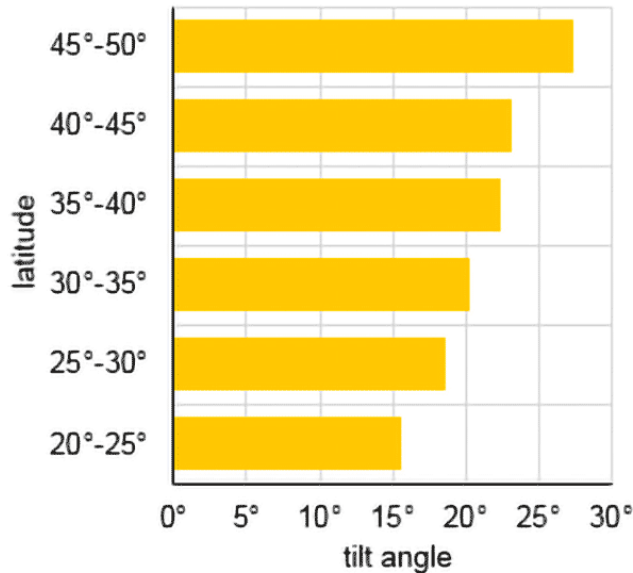
Fuente: Roberts, 24-26.

Al considerar la orientación e inclinación del módulo solar, es importante comprender los dos ejes de orientación relevantes:

- Inclinación: ángulo que forma el panel respecto al suelo horizontal.
- Orientación, acimut: ángulo al que se enfrentan los paneles con respecto al norte.

Ambos ángulos afectarán la producción de energía, así que son dos parámetros importantes en la ubicación de los módulos solares. Si bien la inclinación óptima cambia con la latitud y la temporada, la mejor orientación (acimut) para los paneles solares es por lo general 0°. El ángulo de inclinación aumenta con la latitud, cuanto más lejos se esté del ecuador, mayor debe ser el ángulo.

Figura 18. **Variación de ángulo de inclinación con la latitud**



Fuente: EIA.

El ángulo del sol no solo cambia según las diferentes latitudes, sino también con el cambio de estaciones, el sol está más bajo durante los meses de invierno y más alto en los meses de verano. Para una exposición máxima a la luz solar, se debe ajustar la inclinación del módulo para cada temporada.

Una forma de ajustar fácilmente los paneles solares es utilizar un sistema de montaje en el suelo con ejes de seguimiento. Sin embargo, hay una gran desventaja en este enfoque, si bien aumenta la producción de energía, también aumentan considerablemente el costo de las instalaciones.



## 4. DISEÑO DEL SISTEMA

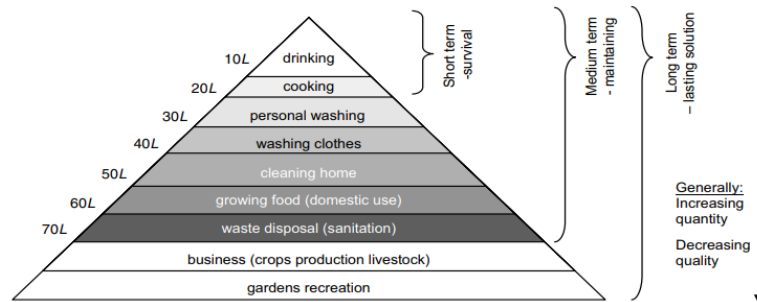
### 4.1. Análisis hidráulico

En esta sección se diseñará el sistema hidráulico, que comprende tres elementos principales a considerar, acuífero, bomba centrífuga, tuberías y reservorio.

#### 4.1.1. Estimación del flujo diario promedio

La población efectiva del proyecto es de 150 hogares con un promedio de 5 personas por familia, con una asignación de agua potable de 70 L per cápita, de acuerdo con la jerarquía de necesidades de Maslow, que corresponde a la demanda promedio diaria. Para considerar las fluctuaciones en el uso del agua en las instalaciones, se utilizará un factor de capacidad según la tabla IV.

Figura 19. Jerarquía de necesidades de Abraham Maslow



Fuente: World Health Organization –WHO–.

Los requisitos de almacenamiento son una provisión mínima de un día de flujo diario promedio que viene dada por:

$$ADF = ADD * C * CF$$

Donde:

- ADF* Flujo diario promedio.
- ADD* Demanda promedio diaria.
- C* Población efectiva del proyecto.
- CF* Factor de capacidad.

Con lo cual se obtiene un volumen mínimo de almacenamiento de 78 750 litros por día o 20 803,55 galones estadounidense.

Tabla IV. **Factores de capacidad**

---

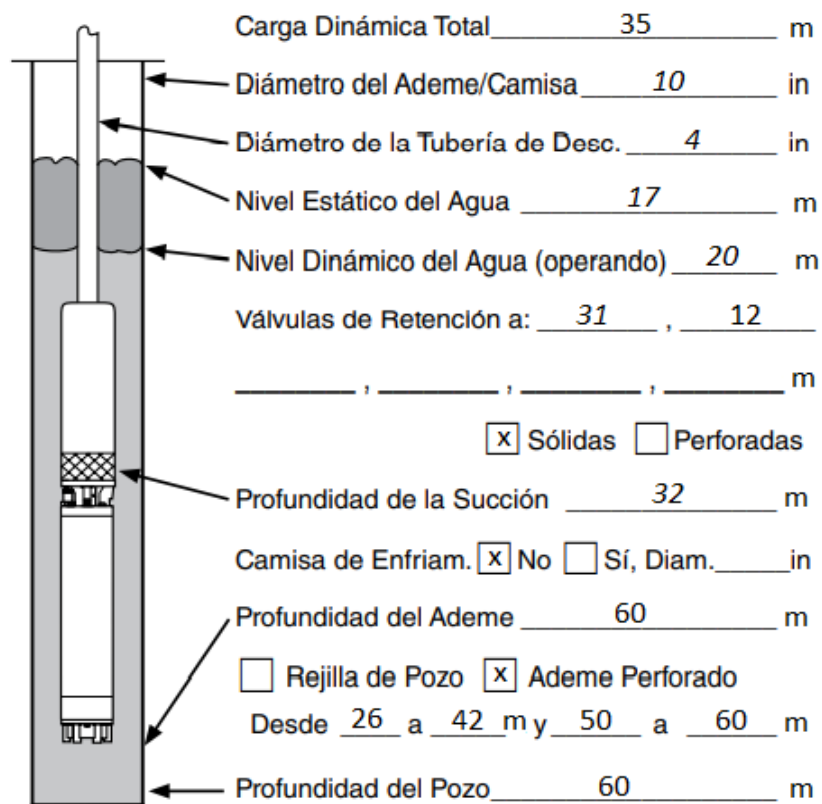
Población efectiva	Factor de capacidad
5,000 o menos	1.50
10,000	1.25
20,000	1.15
30,000	1.10
40,000	1.05
50,000 o más	1.00

Fuente: *US Army Corps of Engineers, Afghanistan Engineer District.*

#### 4.1.2. Especificaciones del pozo profundo

Con los registros de pruebas de bombeo efectuadas en el pozo profundo se propuso un caudal de explotación de 15 L/s, ubicando la bomba a lo menos 12 metros bajo el nivel dinámico para este caudal y de esta manera aprovechar toda la capacidad que puede entregar el acuífero.

Figura 20. Datos generales del pozo profundo



Fuente: Llenado según forma No. 2207 03/10 © 2009 Franklin Electric Co., Inc.

### 4.1.3. Selección de la máquina centrífuga

Dada la instalación hidráulica, se caracteriza gráficamente su comportamiento, curva resistente, en este caso se trata de una instalación con una impulsión desde un pozo hasta un tanque de almacenamiento elevado ubicado a 15 m sobre el nivel del suelo y descarga por coronación. Partiendo de la ecuación general de la energía, Ecuación de Bernoulli se obtiene:

$$h_r = \frac{p_b - p_a}{\gamma} + z_b - z_a + \frac{v_b^2 - v_a^2}{2g} + \sum \frac{8fLQ^2}{g\pi^2 D^5} + \sum \frac{8kQ^2}{g\pi^2 D^4}$$

Donde:

$h_r$	Carga total del sistema
$\frac{\Delta p}{\gamma}$	Carga de presión
$\Delta z$	Carga de elevación
$\frac{\Delta v^2}{2g}$	Carga de velocidad
$\sum \frac{8fLQ^2}{g\pi^2 D^5}$	Perdidas por fricción
$\sum \frac{8fkQ^2}{g\pi^2 D^4}$	Perdidas por accesorios

Ya que ambos puntos están a presión atmosférica, y la diferencia de los términos cinéticos es nula, se simplifica la ecuación:

$$H_R = \Delta Z + R_T Q^2$$

Donde:

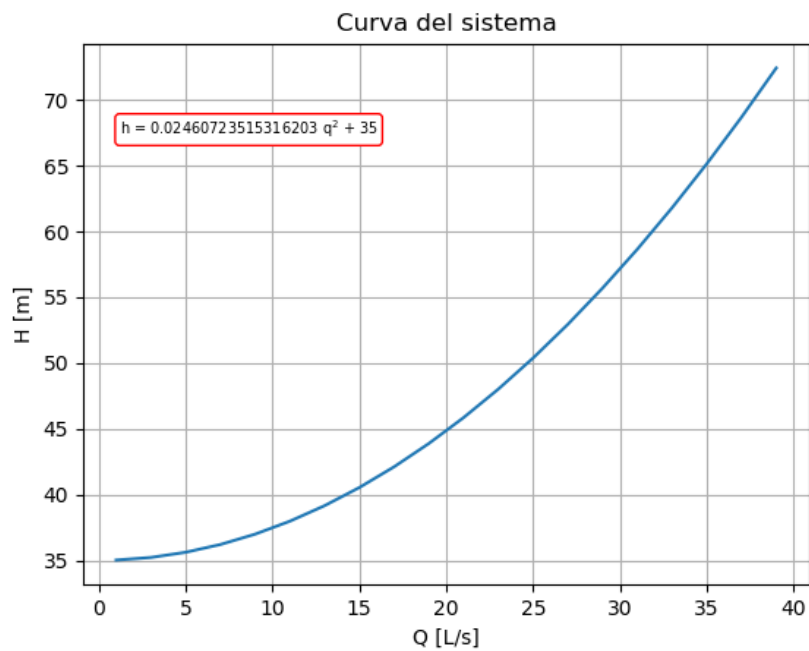
$H_R$  Carga total del sistema

$\Delta Z$  Carga de elevación

$R_T$  Pérdidas totales

$Q^2$  Cuadrado del caudal de diseño

Figura 21. **Curva resistente del sistema**

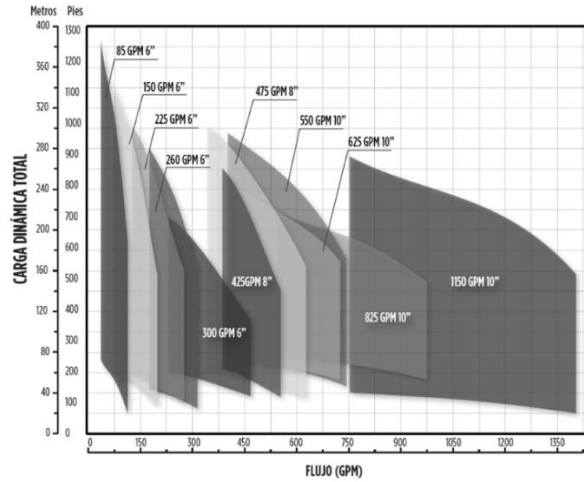


Fuente: elaboración propia Python Package-pandas,numpy.

El caudal a impulsar es de 15 L/s con lo cual se obtendrá una altura manométrica de 40,5 m, definidos estos dos parámetros, al consultar las curvas de familia del fabricante, se establece que la serie que mejor se adapta a los

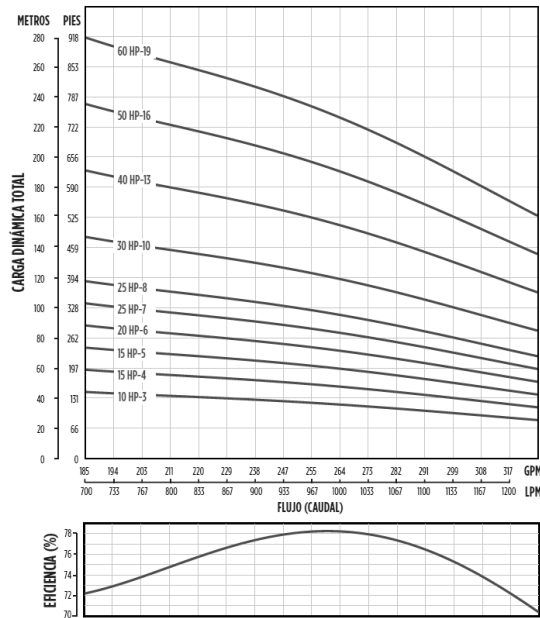
requerimientos es la 260GPM6". El modelo concreto será una bomba 260SSI-6" de 10 Hp.

Figura 22. **Curva de familia serie SSI acero inoxidable**



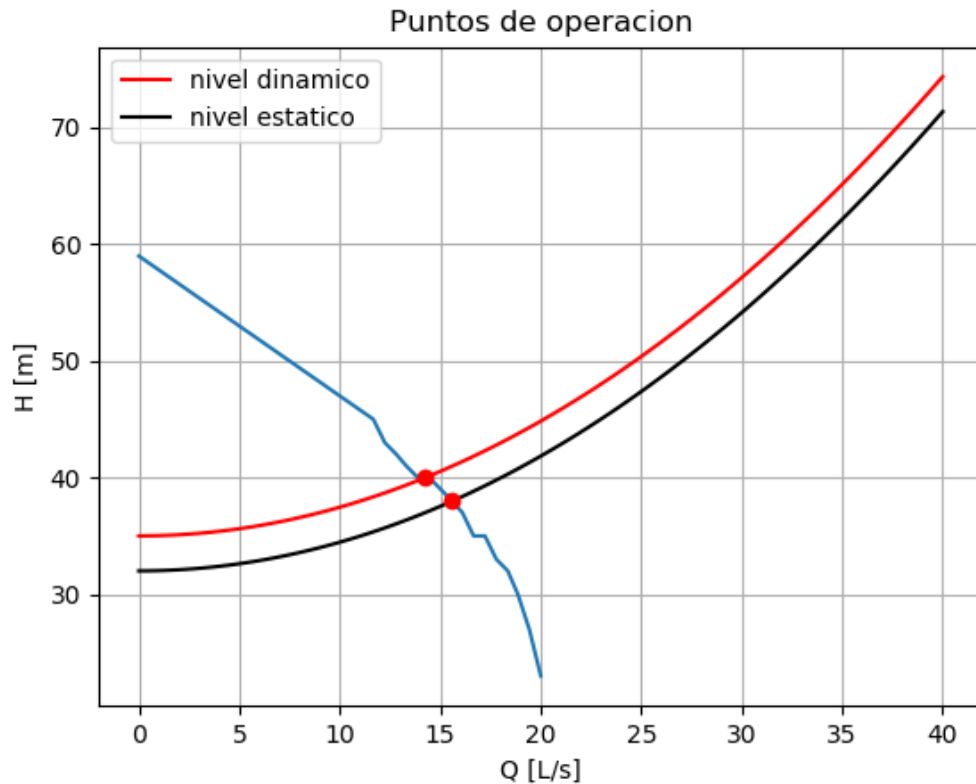
Fuente: Franklin Electric.

Figura 23. **Curva de rendimiento 260SSI-6"**



Fuente: Franklin Electric.

Figura 24. **Puntos de operación, nivel estático y dinámico**



```
array('d', [14.253405358300036]) array('d', [40.000000000000000])  
array('d', [15.589647553760619]) array('d', [37.98144701199881])
```

Fuente: elaboración propia, Phyton Package-pandas, numpy.

Al graficar la curva resistente del sistema para el nivel estático y dinámico en conjunto con la curva de rendimiento de la bomba sumergible, se establecen los puntos de operación. Con un caudal de 14,25 L/s y altura manométrica de 40 m se alcanzará una eficiencia de 76,7 % para el nivel dinámico, mientras que para el nivel estático el caudal será de 15,59 L/s y altura manométrica de 37,98 m, con una eficiencia de 78 %.

#### 4.1.4. Cavitación y golpe de ariete

La carga de succión neta positiva disponible  $NPSH_A$  depende de las características de la instalación y del líquido a bombear. Es independiente del tipo de bomba y se calcula de acuerdo a las condiciones atmosféricas y de instalación-operación.

$$NPSH_A = H_a - H_{vp} - H_f - H_s$$

Donde:

$H_a$  Presión Absoluta

$H_{vp}$  Presión de Vapor

$H_f$  Perdidas por fricción

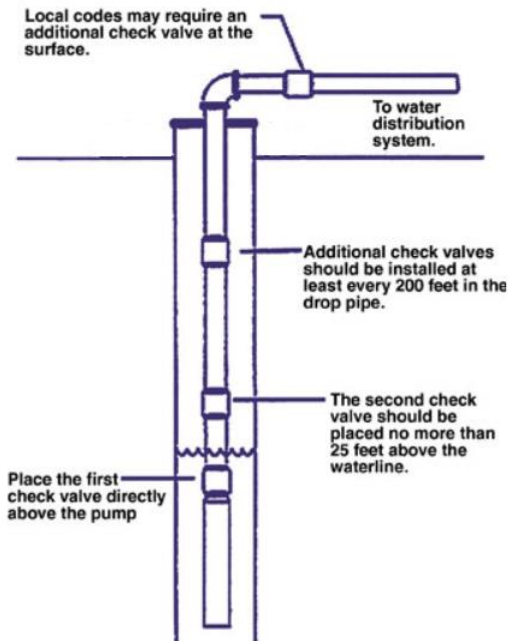
$H_s$  Distancia del nivel del líquido arriba o abajo del ojo del impulsor

Al hacer los cálculos se obtiene una  $NPSH_A$  de 28,69 m cumpliendo con la relación  $NPSH_A > NPSH_R$ . Definiéndose este valor como aceptable para la operación de la bomba.

Se recomienda instalar una válvula de retención directamente a la salida de la bomba sumergible, la segunda se debe colocar a no más de 25 ft por encima de la línea de agua; válvulas de retención adicionales se deben instalar al menos cada 200 ft en la tubería de bajada, los códigos locales pueden requerir una válvula de retención adicional en la superficie



Figura 25. **Instalación de válvulas de retención**



Fuente: The Driller Magazine.

Además de mantener la presión del agua en el sistema cuando la bomba se detiene, las válvulas de retención también ayudan en el buen funcionamiento del sistema de agua y prolongan la vida útil al evitar el giro inverso, el empuje hacia arriba y el golpe de ariete.

Durante el arranque y paro del motor se produce un cambio repentino en el impulso provocando un pico de presión que viaja como una onda de choque a través de la tubería; para mitigar este efecto se instalara un supresor de golpe de ariete en la línea superficial.

Los supresor de golpe de ariete se dimensionan de acuerdo con la capacidad de la cámara de aire; esta capacidad determina la idoneidad del dispositivo para la aplicación.

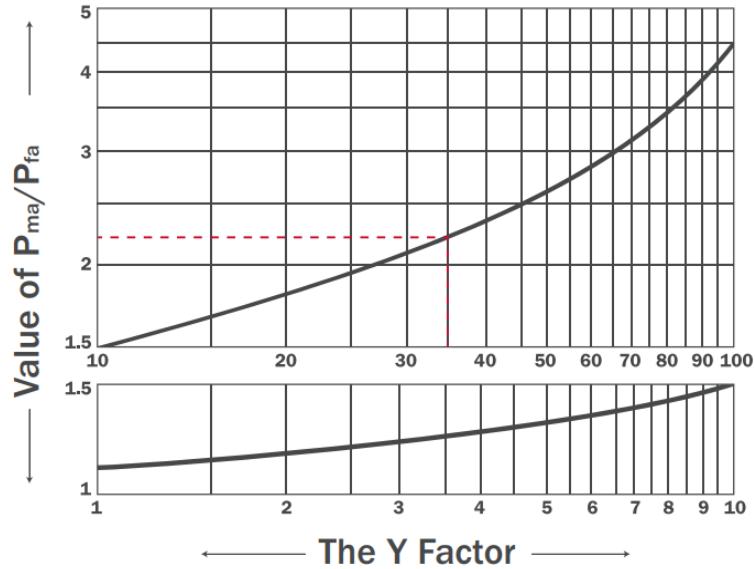
$$C = \frac{1.5LV^2}{D^2(Pf + 14.7)Y}$$

Donde:

- $L$  Longitud efectiva de la tubería [feet]
- $V$  Cambio en la velocidad del agua [US gpm]
- $D$  Diámetro interno de la tubería [inches]
- $Pf$  Presión manométrica (válvula abierta) [PSIG]
- $Y$  Intersección del gráfico con  $\frac{Pma}{Pfa} = \frac{150+14.7}{(Pf+14.7)} = \frac{\text{Presión máxima permisible absoluta [PSI]}}{\text{Presión de flujo absoluta [PSI]}}$
- $Pm$  Presión máxima permisible [PSIG]
- $C$  Capacidad del supresor [ $\text{in}^3$ ]

Al realizar el cálculo se obtienen  $141 \text{ in}^3$ , se elegirá un supresor de  $150 \text{ in}^3$ , especificado por el fabricante, colocándolo no más del 5 % de la longitud efectiva de la tubería a partir de la válvula de retención superficial.

Figura 26. Gráfica P<sub>ma</sub>/P<sub>fa</sub> vs. Y



Fuente: Sioux Chief.

Tabla V. Especificaciones de supresor de golpe de ariete

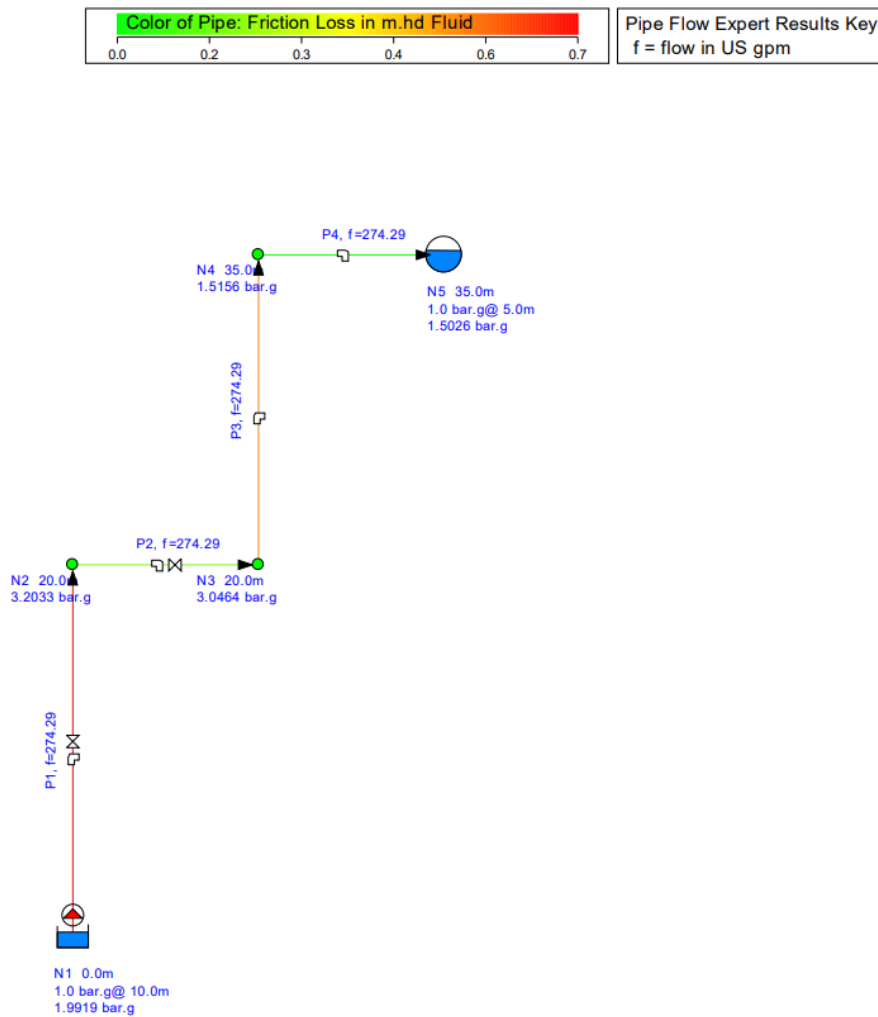
ITEM NO.	CONNECTION SIZE AND TYPE	VOLUME (IN <sup>3</sup> )	HEIGHT (IN)	MIN. QTY.	CASE QTY.
<b>COPPER</b>					
658-1503	3" MIP (ANSI B1.20.1)	150	23.25	1	1
658-2002	2" MIP (ANSI B1.20.1)	200	29.25	1	1
658-2004	4" MIP (ANSI B1.20.1)	200	24.50	1	1
658-4004	4" MIP (ANSI B1.20.1)	400	42.50	1	1
658-4004F2	4" Class 150 Flange (ANSI B16.24)	400	41.75	1	1
<b>STAINLESS STEEL</b>					
658S2002	2" MIP (ANSI B1.20.1)	200	24.25	1	1
658S2004F2	4" Class 150 Flange (ANSI B16.24)	200	24.00	1	1
658S4004F2	4" Class 150 Flange (ANSI B16.24)	400	40.00	1	1

Fuente: Sioux Chief.

#### 4.1.5. Simulación del sistema hidráulico

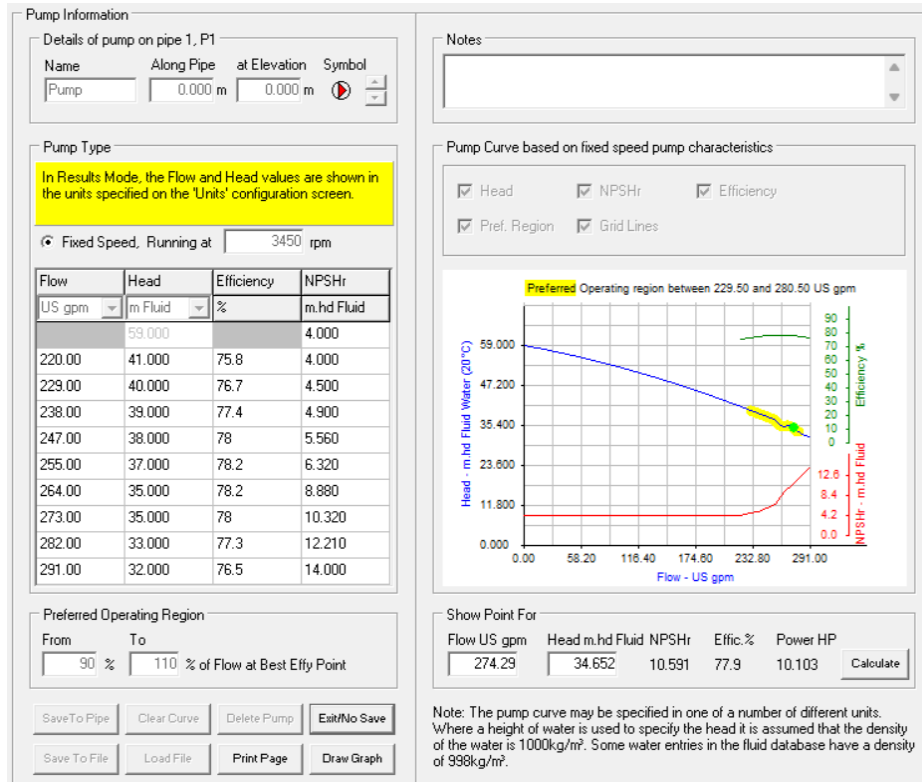
Al simular el sistema hidráulico se puede observar que el punto de operación de la bomba en el modelo es de 17,3 L/s con una altura manométrica de 34,652 m, y eficiencia de 77,9 % para el nivel dinámico.

Figura 27. Modelo del sistema hidráulico



Fuente: diseño propio, generado en Pipe Flow Expert v5.12.

Figura 28. Datos de la bomba



Fuente: generado en Pipe Flow Expert v5.12.

Tabla VI. Datos de la tubería

Pipe Id	Pipe Name and Notes	Material	Inner Diameter mm	Roughness mm	Length m	Total K	Mass Flow kg/sec	Flow US gpm	Velocity m/sec	Entry Pressure bar.g	Exit Pressure bar.g
1	P1	4" PVC (ANSI) Sch. 40	102.260	0.005	20.000	6.9500	17.2704	274.29	2.107	1.9919	3.2033
2	P2	4" PVC (ANSI) Sch. 40	102.260	0.005	5.000	6.3100	17.2704	274.29	2.107	3.2033	3.0464
3	P3	4" PVC (ANSI) Sch. 40	102.260	0.005	15.000	0.5100	17.2704	274.29	2.107	3.0464	1.5156
4	P4	4" PVC (ANSI) Sch. 40	102.260	0.005	0.500	0.5100	17.2704	274.29	2.107	1.5156	1.5026

Fuente: generado en Pipe Flow Expert v5.12.

## 4.2. Estudio de carga eléctrica

Se estudiará la dinámica de la maquina asíncrona, además de evaluarse el método de arranque y el tipo de inversor según la carga estimada.

### 4.2.1. Dinámica de la máquina asíncrona

El motor seleccionado tiene una potencia mecánica de 10 hp, según los estándares de diseño del fabricante posee un código NEMA indicador de rotor bloqueado H que posee un valor entre 6,3 y 7,0. Con lo que pueden determinar los kVA de arranque a pleno voltaje.

$$S_{lr} = P_n \cdot H$$

Donde:

$S_{lr}$  Potencia aparente de rotor bloqueado [kVA]

$P_n$  Potencia nominal [Hp]

$H$  Código NEMA indicador de rotor bloqueado

Obteniéndose una potencia aparente de rotor bloqueado de 70 kVA, y una corriente de irrupción de 88 A, que equivalen aproximadamente a seis veces la corriente a plena carga, con un voltaje de 460 V.

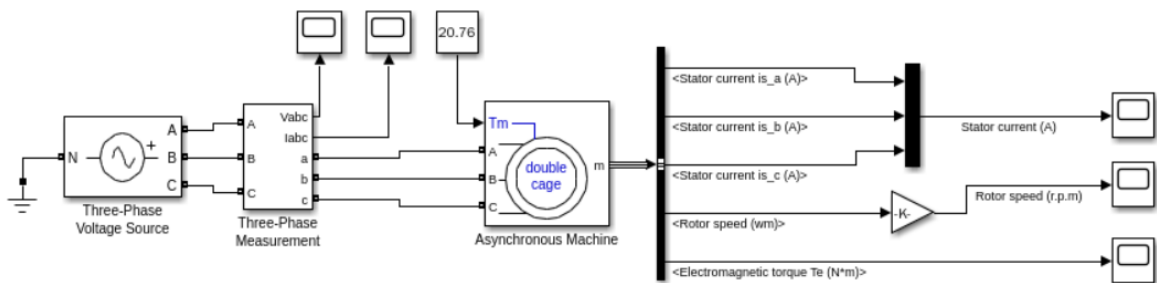
Mediante una simulación se verificará el comportamiento de la máquina eléctrica en cuestión, observando el desarrollo temporal de la corriente, la frecuencia de giro y el torque electromagnético.

Tabla VII. Especificaciones de motor trifásico, 60Hz, 3450 rpm

TIPO	MPREFIJO MODELO MOTOR	CAPACIDAD					A PLENA CARGA		MAXIMO (CARGA F.S.)		RESISTENCIA LINEA A LINEA EN OHMS	% EFICIENCIA		AMPS ROTOR BLOQUEADO	CODIGO KVA
		HP	KW	VOLTS	HZ	F.S.	AMPS	WATTS	AMPS	WATTS		F.S.	F.L.		
6" EST.	236650	5	3.7	200	60	1.15	17.5	4700	20.0	5400	.77-.95	79	79	99	H
	236600			230	60	1.15	15	4700	17.6	5400	1.0-1.2	79	79	86	H
	236660			380	60	1.15	9.1	4700	10.7	5400	2.6-3.2	79	79	52	H
	236610			460	60	1.15	7.5	4700	8.8	5400	3.9-4.8	79	79	43	H
	236620			575	60	1.15	6	4700	7.1	5400	6.3-7.7	79	79	34	H
	236651	7.5	5.5	200	60	1.15	25.1	7000	28.3	8000	.43-.53	80	80	150	H
	236601			230	60	1.15	21.8	7000	24.6	8000	.64-.78	80	80	130	H
	236661			380	60	1.15	13.4	7000	15	8000	1.6-2.1	80	80	79	H
	236611			460	60	1.15	10.9	7000	12.3	8000	2.4-2.9	80	80	65	H
	236621			575	60	1.15	8.7	7000	9.8	8000	3.7-4.6	80	80	52	H
	236652	10	7.5	200	60	1.15	32.7	9400	37	10800	.37-.45	79	79	198	H
	236602			230	60	1.15	28.4	9400	32.2	10800	.47-.57	79	79	172	H
	236662			380	60	1.15	17.6	9400	19.6	10800	1.2-1.5	79	79	104	H
	236612			460	60	1.15	14.2	9400	16.1	10800	1.9-2.4	79	79	86	H
	236622			575	60	1.15	11.4	9400	12.9	10800	3.0-3.7	79	79	69	H
	236653	15	11	200	60	1.15	47.8	13700	54.4	15800	.24-.29	81	81	306	H
	236603			230	60	1.15	41.6	13700	47.4	15800	.28-.35	81	81	266	H
	236663			380	60	1.15	25.8	13700	28.9	15800	.77-.95	81	81	161	H
	236613			460	60	1.15	20.8	13700	23.7	15800	1.1-1.4	81	81	133	H
	236623			575	60	1.15	16.6	13700	19	15800	1.8-2.3	81	81	106	H

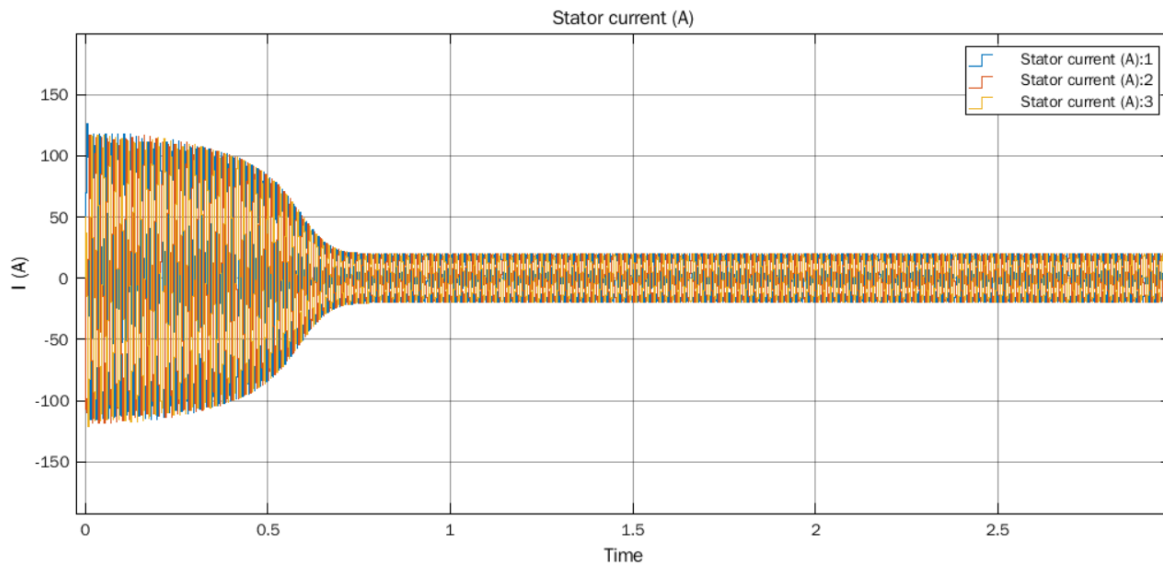
Fuente: Manual AIM motores sumergibles, Franklin Electric.

Figura 29. Modelo de arranque directo



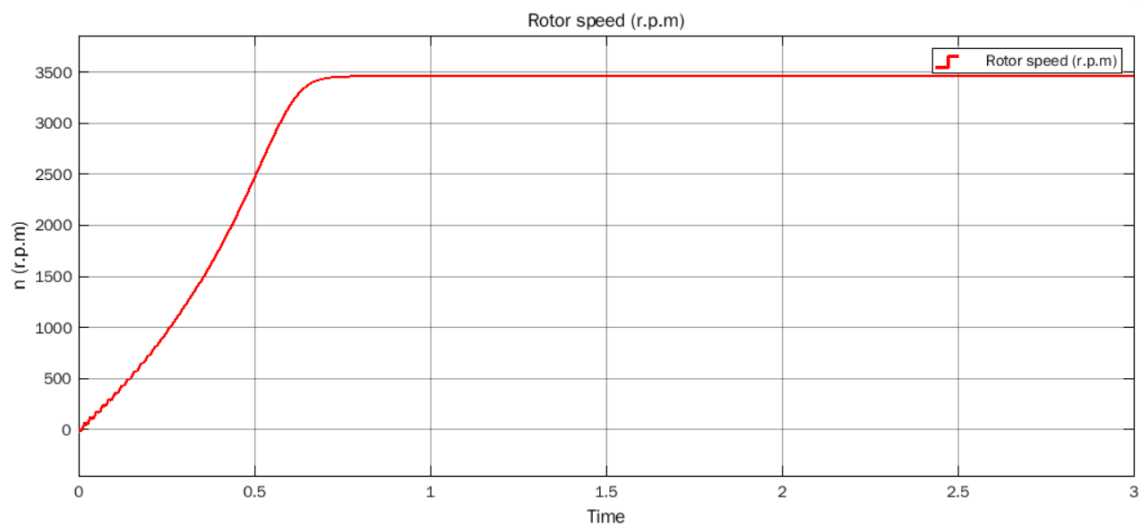
Fuente: elaboración propia, desarrollado en Simulink.

Figura 30. **Corrientes de estator en función del tiempo**



Fuente: generado en Simulink.

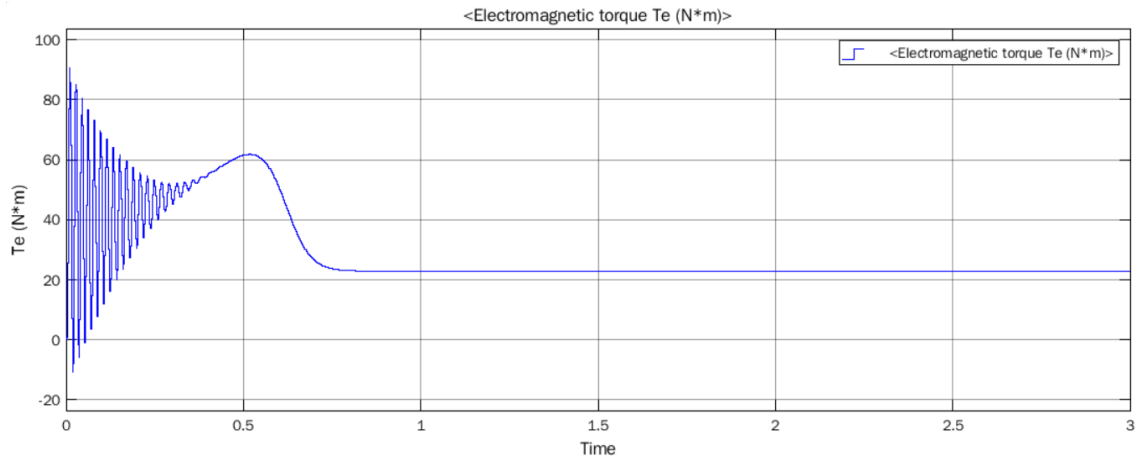
Figura 31. **Frecuencia de giro en función del tiempo**



Fuente: generado en Simulink.



Figura 32. **Torque electromagnético en función del tiempo**



Fuente: generado en Simulink.

Los datos obtenidos por la simulación indican una corriente de irrupción máxima pico de 126,3 A, correspondiente a un valor RMS de 89,31 A, mientras que la frecuencia de giro alcanza un valor de 3465 rpm.

#### 4.2.2. Método de arranque

Dado que en esta aplicación el control de velocidad y par es necesario solo durante el arranque; un arrancador suave será empleado en lugar de un variador de frecuencia, VFD, reduciéndose así los costos de equipo.

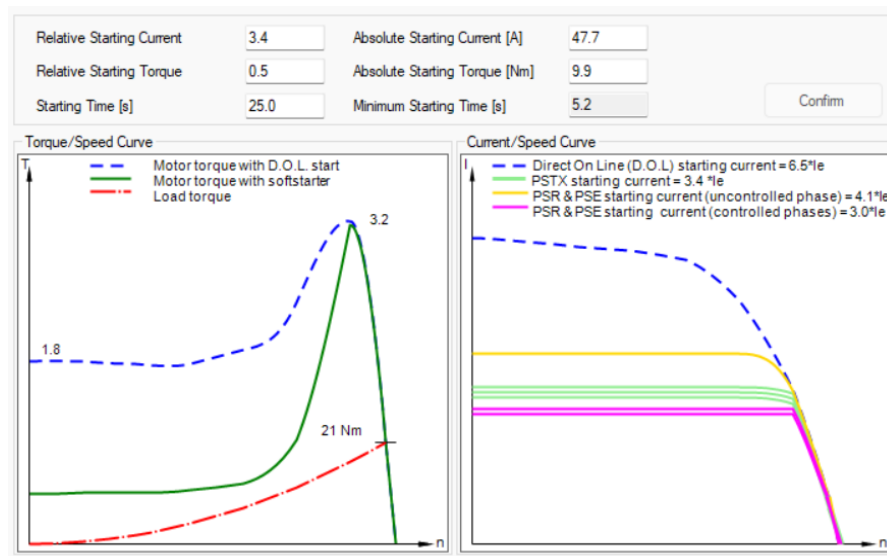
Para la selección del arrancador suave se empleará la herramienta ABB proSoft.

Figura 33. **Entrada de datos generales de motor y carga**

General data				
Max. Ambient temperature [C]	35	Main Voltage [V]	480	
Max. Altitude [m]	1000	Frequency [Hz]	60	
Motor Data				
Manufacturer	Franklin_Electric	Motor Torque Curve		
Type Designation	6"EST	Select Motor...		
Product Code	236612	Edit...		
No. of Poles	2	Default		
Rated Power [kW]	7.5			
Load Data				
Type of Load	Centrifugal Pump	Edit...		
Load Torque at Rated Speed [%]	100			
Moment of Inertia				
Load Shaft [kgm²]	0.250			
Motor Shaft [kgm²]	0.250			

Fuente: elaboración propia, realizado con ABB proSoft.

Figura 34. **Datos de cálculo**



Fuente: elaboración propia, realizado con ABB proSoft.

En base a los datos generales del sistema, se han establecido las características de torque del motor y de la carga. De acuerdo con los datos de cálculo se observa que una corriente de arranque más alta producirá un par más elevado y un tiempo de arranque más corto.

Se debe de tener en cuenta que la curva del par del motor con arrancador suave no debe estar en ningún momento por debajo de la curva de carga<sup>1</sup>.

Figura 35. **Resultado de arrancadores sugeridos**

Input

Starts per Hour

Suitable Softstarters: (Double-click on line to view selection history)

Name	Type	Rated Current	Max Volt	No. starts/h	OL Class
PSR In line	NOT AVAILABLE	0.0	0	0	-
PSE In line	PSE18-600-70	18.0	600	120	20
PSTX Inside delta	NOT AVAILABLE	0.0	0	0	-
PSTX In line	PSTX30-600-70	30.0	600	120	20

Selected Softstarter

Supply Voltage [V]  Type Designation

Order Code

Generate Report

English

Fuente: generado en ABB proSoft.

Se ha seleccionado el arrancador suave PSTX30-600-70 de ABB, con una corriente y torque de arranque relativo de 3,4 y 0,5 respectivamente. Ya que la aplicación no exige un accionamiento inmediato se ha establecido un tiempo de arranque de 25 s, con el fin de reducir los costos en la fase de generación.

<sup>1</sup> LARSSON, Niclas. *Softstarter Selection*, Norway, ABB, 2021.

### 4.2.3. Especificaciones del Inversor

El inversor deberá ser capaz de suplir dos necesidades energéticas, la potencia pico y la potencia nominal, siendo la primera, la potencia máxima que el inversor puede suministrar durante un breve periodo de tiempo. De los datos de carga se sabe que la potencia nominal de la máquina con un factor de servicio de 1,15 será de 10,8 kW.

En cuanto a las condiciones iniciales con arrancador suave, la corriente de arranque será de 48 A; con un torque relativo de 0,5, ya que el par y voltaje guardan la siguiente relación:

$$M \sim U^2$$

Donde:

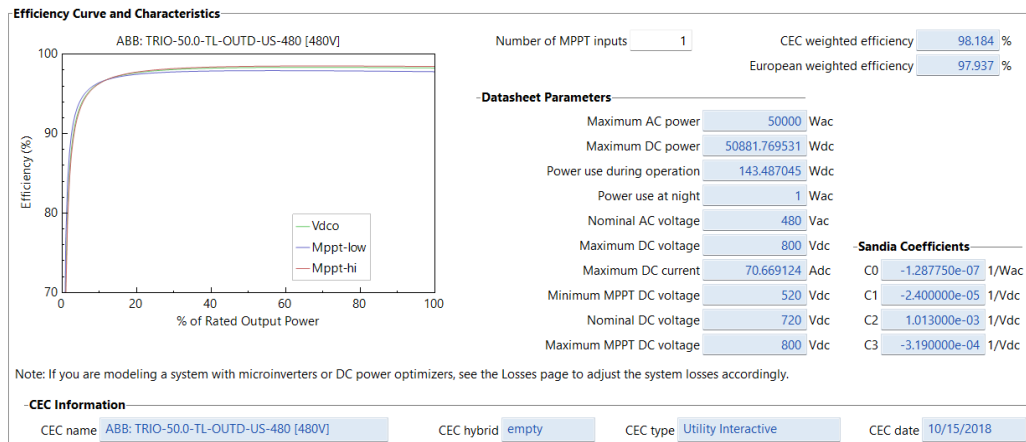
$M$  Torque relativo de arranque

$U$  Voltaje relativo de arranque

Se obtiene un voltaje de arranque de 325,27 V, que representa el 70,7 % del voltaje nominal.

Con lo dicho anteriormente y tomando  $\cos \phi = 0,84$ , se concluye que la potencia requerida al momento de arranque será de 23 kW y una potencia nominal de 10,8 kW. Al verificar el catalogo del fabricante se ha determinado que el inversor que mejor se adapta a las condiciones de la aplicación es el modelo TRIO-50.0-TL-OUTD de ABB; la selección de este inversor se ha justificado por la capacidad de corriente DC y AC, para cubrir la demanda en el arranque de la máquina.

Figura 36. Características del inversor TRIO-50.0-TL-OUTD



Fuente: SAM 2021.12.2.

### 4.3. Generador fotovoltaico

En esta sección se diseñará el sistema fotovoltaico, según la potencia requerida y el recurso energético disponible.

#### 4.3.1. Potencia requerida

Se ha determinado que la potencia mínima requerida para el arranque de la máquina asíncrona será de 23 kW, y una potencia nominal de 10,8 kW.

#### 4.3.2. Recurso energético

Según Global solar atlas, mayo es el mes con menor irradiación normal directa, dado que es el mes menos favorable, se tomará como valor base en el diseño del sistema. De acuerdo con los perfiles horarios se establece que la

radiación promedio mínima será de 511 Wh/m<sup>2</sup>, si el horario de trabajo se define entre 9 y 10 a.m.

Por otra parte, el mes más favorable es enero con una radiación promedio de 809 Wh/m<sup>2</sup>, en el horario de trabajo anteriormente establecido.

**Tabla VIII. Perfiles horarios promedio, Wh/m<sup>2</sup>**

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6				8	10	13	9	8	7			
6 - 7	68	119	178	214	186	216	213	207	185	225	221	95
7 - 8	543	534	510	419	332	354	384	390	357	415	550	576
8 - 9	727	697	655	542	442	447	511	522	479	523	673	725
9 - 10	809	788	731	615	511	524	601	610	561	602	756	808
10 - 11	845	829	761	642	537	564	652	655	593	615	781	841
11 - 12	857	837	773	622	524	551	662	661	588	590	764	840
12 - 13	840	812	754	576	497	554	667	640	566	558	729	811
13 - 14	814	785	720	535	428	515	640	603	512	516	696	775
14 - 15	769	740	676	491	344	413	552	530	416	461	634	730
15 - 16	705	685	622	433	276	319	436	432	310	378	543	657
16 - 17	583	583	527	337	194	219	306	300	210	269	390	503
17 - 18	177	305	303	185	119	139	176	164	83	64	32	64
18 - 19							17					
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	7738	7715	7210	5618	4400	4827	5828	5721	4866	5217	6768	7425

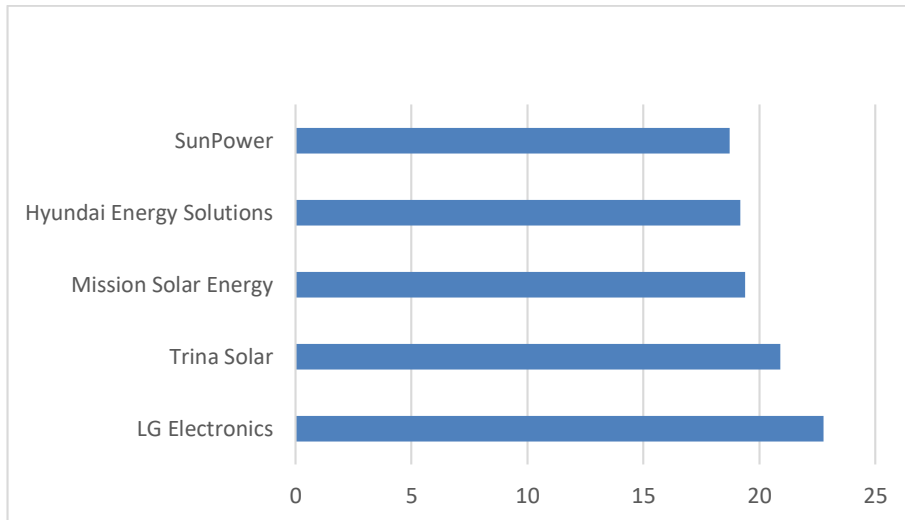
Fuente: Global Solar Atlas, by World Bank Group, reported 1 May 2022.

### 4.3.3. Selección del módulo solar

Se han elegido 5 fabricantes para su comparación, figura 37, concluyendo que el modulo con mayor eficiencia es el LG, lo cual indica una mejor conversión energética, que dará como resultado menor espacio requerido para el generador fotovoltaico.

Con excepción de Hyundai Energy Solutions, los módulos elegidos para su comparación se basan según el reporte de comparación de productos de energysage en asociación con U.S. Department of Energy.

Figura 37. **Eficiencia nominal de módulos seleccionados**



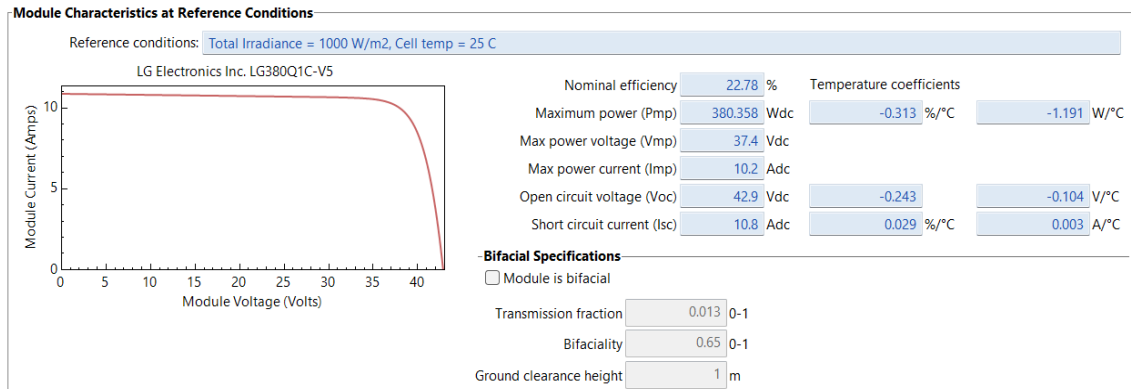
Fuente: elaboración propia, base de datos en SAM 2021.12.2.

Además de la eficiencia, se tendrán como criterios de selección los coeficientes de temperatura, ya que Jutiapa presenta temperaturas máximas superiores a los 25 °C, pudiendo alcanzar una máxima promedio de 30 °C.

El modelo LG evaluado presenta una sensibilidad a la temperatura menor al resto de fabricantes; con lo cual su capacidad energética será mejor en condiciones de temperatura desfavorables.

De acuerdo a los fundamentos anteriores, en esta aplicación se empleará el modulo solar LG380Q1C-V5.

Figura 38. **Módulo LG380Q1C-V5 en STC**



Fuente: SAM 2021.12.2.

#### 4.3.4. Arreglo fotovoltaico

El principal objetivo es dimensionar el arreglo fotovoltaico para manejar la carga de arranque del motor en las condiciones definidas, 4.3.2. Recurso solar.

El voltaje de operación vendrá definido por el valor nominal 720 V y el valor máximo 800 V del inversor.

$$N_S = \frac{U_{INV}}{U_M}$$

Donde:

$N_S$  Número de módulos en serie en cada sub-arreglo

$U_{INV}$  Voltaje nominal del inversor [V]

$U_M$  Voltaje a circuito abierto del módulo solar [V]



Con lo cual 17 módulos en serie serán requeridos, sin embargo, se tendrá que considerar la topología de conexión, el diseño de estructuras y aún más importante las pérdidas de potencia en los conductores y en el inversor, además de las condiciones climatológicas. Se emplearán 18 módulos en serie por sub-arreglo,  $V_{oc} = 772,2 \text{ V}$ , lo que permitirá una topología de conexión y diseño estructural simétricos; obteniendo un margen mayor del 5 % en el voltaje de salida, para manejar las caídas de voltaje. Para determinar el número de sub-arreglos en paralelo, se considerará una radiación mínima de  $500 \text{ W/m}^2$ , ya que el sistema deberá ser capaz de funcionar en días nublados.

$$N_p = \frac{P}{E_e A_m N_s \mu}$$

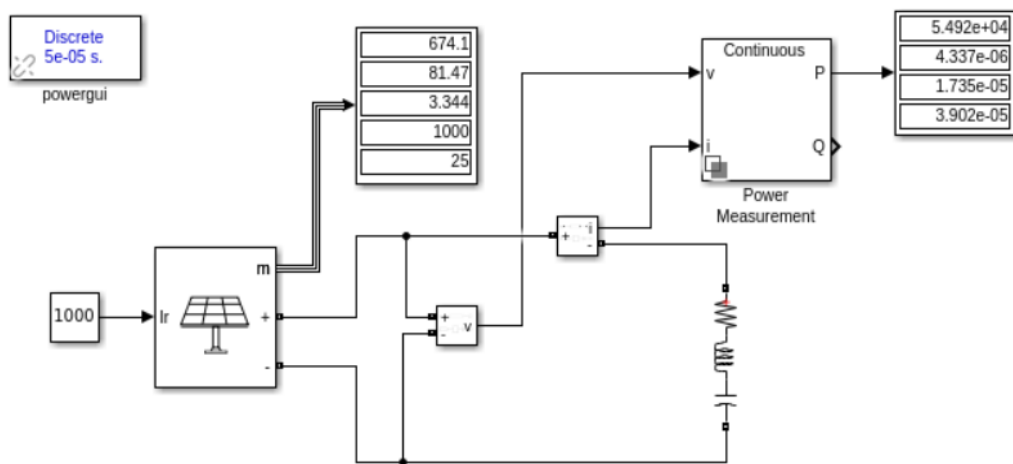
Donde:

$N_p$	Número de sub-arreglos en paralelo
$P$	Potencia mínima requerida [kW]
$E_e$	Irradiación solar [ $\text{W/m}^2$ ]
$A_m$	Área del módulo solar [ $\text{m}^2$ ]
$N_s$	Número de módulos en serie en cada sub-arreglo
$\mu$	Eficiencia nominal del módulo solar

Según este cálculo inicial se requerirá de 7 sub-arreglos en paralelo; sin embargo, debido a las pérdidas de potencia que existirán en los conductores e inversor, se emplearán 8 sub-arreglos en paralelo, con lo cual obtendremos un ratio DC-AC de 1,10, ya que la potencia máxima AC del inversor es de 50 kW.

Se estima que, en condiciones adversas,  $500 \text{ W/m}^2$ , el sistema será capaz de entregar una potencia de  $27,4 \text{ kW}$  lo que representa un  $19 \%$  más de la potencia mínima requerida.

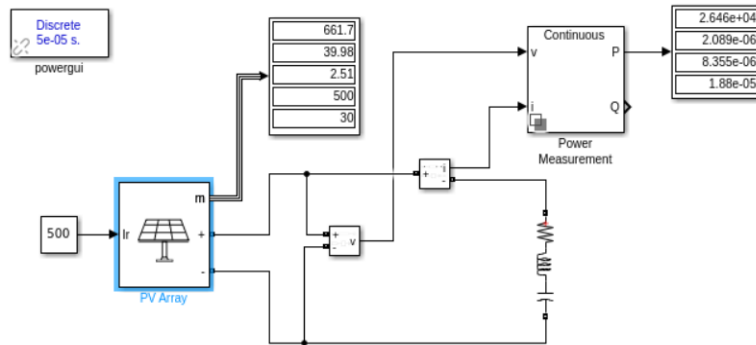
Figura 39. **Simulación STC,  $1\ 000 \text{ W/m}^2$ ,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$**



Fuente: elaboración propia, desarrollado en Simulink.

Al realizar una simulación preliminar se puede observar que con una radiación de  $1\ 000 \text{ W/m}^2$  y una temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  el generador fotovoltaico proporcionara una potencia de  $54,92 \text{ kW}$ , mientras que, en condiciones desfavorables,  $500 \text{ W/m}^2$ ,  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ , el arreglo entregara una potencia de  $26,46 \text{ kW}$ , lo cual se encuentra dentro de un margen aceptable para el arranque de la maquina asíncrona.

Figura 40. Simulación valores mínimos, 500 W/m<sup>2</sup>, 30 °C



Fuente: elaboración propia, desarrollado en Simulink.

Figura 41. Resultados del diseño del sistema

AC Sizing	Sizing Summary			
Number of inverters: <input type="text" value="1"/> DC to AC ratio: <input type="text" value="1.10"/> Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below. <input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration	Nameplate DC capacity: <input type="text" value="54.772"/> kWdc Total AC capacity: <input type="text" value="50.000"/> kWac Total inverter DC capacity: <input type="text" value="50.880"/> kWdc	Number of modules: <input type="text" value="144"/> Number of strings: <input type="text" value="8"/> Total module area: <input type="text" value="240.480"/> m <sup>2</sup>		
<b>DC Sizing and Configuration</b> To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
<b>Electrical Configuration</b>	<b>Subarray 1</b>	<b>Subarray 2</b>	<b>Subarray 3</b>	<b>Subarray 4</b>
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="18"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="8"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="144"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="772.2"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="673.2"/>			

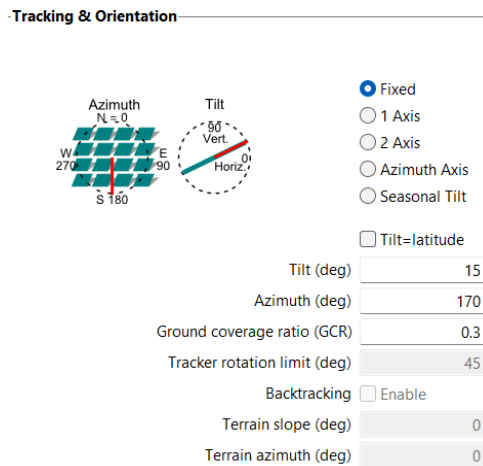
Fuente: elaboración propia, realizado con SAM 2021.12.2.

### 4.3.5. Seguimiento y orientación

En esta aplicación no se emplearán seguidores solares; los módulos tendrán un ángulo fijo de inclinación, determinado por la latitud geográfica. Ya que la ubicación del proyecto se encuentra en el hemisferio Norte los paneles tendrán un azimut que se acercara a los 180 °C.

Para determinar los ángulos óptimos se han realizado simulaciones en SAM, concluyendo que el ángulo de inclinación optimo será de 15° con un azimut de 170°.

Figura 42. Seguimiento y orientación de módulos solares

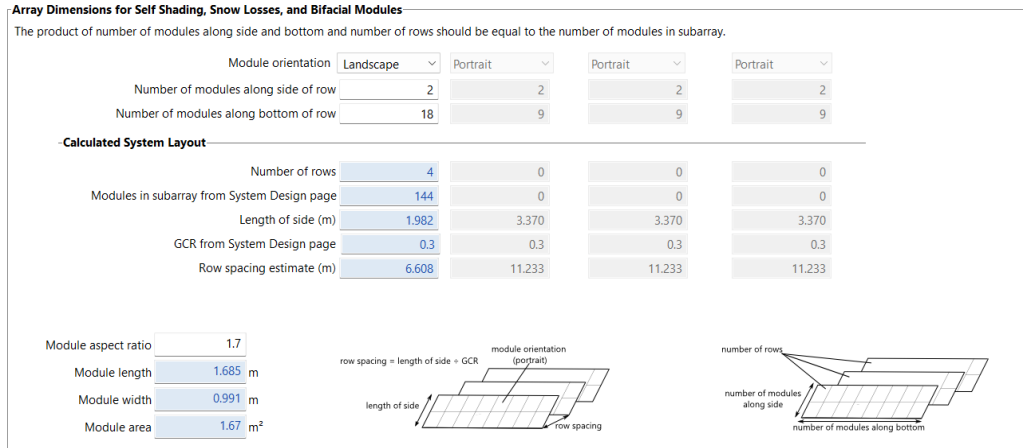


Fuente: elaboración propia, realizado con SAM 2021.12.2.

### 4.3.6. Disposición y sombra

La disposición de los paneles solares será en orientación landscape, ya que permitirá un GCR mayor y por lo tanto un menor espaciamento entre filas. El arreglo se hará con 4 matrices de 2x18.

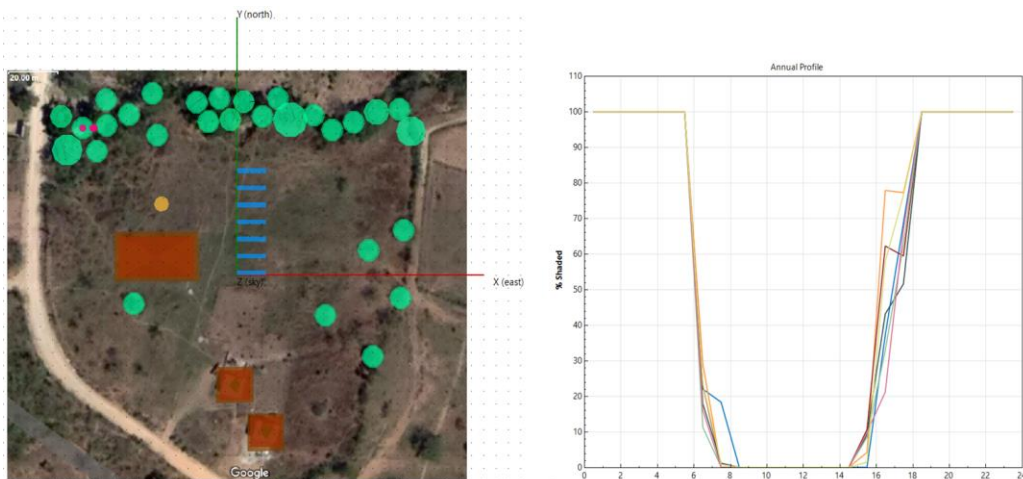
Figura 43. Disposición de módulos



Fuente: elaboración propia, realizado con SAM 2021.12.2.

Se estimará la sombra generada por los elementos que rodean a los módulos solares, árboles, edificios y el reservorio elevado que se instalara.

Figura 44. Modelado y perfil anual de pérdidas por sombra



Fuente: elaboración propia, realizado con SAM 2021.12.2, Google Maps.

Al observar el perfil anual de pérdidas por sombra, se concluye que las horas en que se reduce el nivel de sombra en cada una de las matrices, será entre las 9:00 y 14:00 horas del día.

#### **4.3.7. Sobreirradiación**

Investigadores de los Laboratorios Nacionales Sandia con sede en EE. UU, la universidad Federal de Santa Catarina de Brasil; el instituto de investigación de Energía Solar de Singapur, la Universidad de Loughborough, en reino Unido; y la Universidad de Ciencias Aplicadas de Anhalt de Alemania, han estudiado el fenómeno que generalmente se desencadena por el efecto de borde de nube, cloud-edge effect que ocurre cuando la luz del sol reflejada en las nubes que pasan aumenta temporalmente la irradiación en los paneles.

Las medidas fueron tomadas durante un año en sitios de prueba de América y Europa. Se observó que los eventos de sobreirradiación se distribuyeron uniformemente a lo largo de un año. La mayoría de eventos duran menos de cinco segundos, según los investigadores, lo que los hace inofensivos para la generación de energía fotovoltaica, pero alrededor del 7 % de los eventos de sobreirradiación duraron más de un minuto. Tal duración es suficiente para afectar los sistemas fotovoltaicos.

Cuando estos eventos de larga duración ocurren en altas temperaturas, la combinación podría ser suficiente para causar que incluso los fusibles de fusión lenta fallen.

Ante el efecto de borde de nube, los inversores deben responderán al fenómeno limitando la potencia activa para evitar disparos por sobre corriente o sobretensión DC.

#### 4.4. Aislamiento galvánico

Se hará una descripción general para el aislamiento galvánico entre el circuito de alimentación y la carga.

##### 4.4.1. Transformador de aislamiento

Es necesario aislar la fuente energética de la carga para evitar daños al sistema, esto debido a que un generador fotovoltaico depende de una fuente primaria que varía continuamente, provocando fluctuaciones en el margen de tolerancia del equipo; para evitar este inconveniente se dispondrá un transformador de aislamiento 1:1. El empleo de un transformador de aislamiento proporcionará una protección contra descargas atmosféricas además de actuar como un filtro.

En esta aplicación se utilizará un transformador de aislamiento de tipo seco, para minimizar los efectos ambientales causados por los dieléctricos líquidos. El transformador de aislamiento debe dimensionarse para la corriente de entrada continua del arrancador suave, puesto que el transformador tiene una sobrecarga de corriente incorporada, por lo tanto, no es necesario sobredimensionarlo.

$$S_T = \frac{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot I_n}{1000}$$

Donde:

$S_T$  Potencia aparente del transformador [kVA]

$V_L$  Voltaje de línea [V]

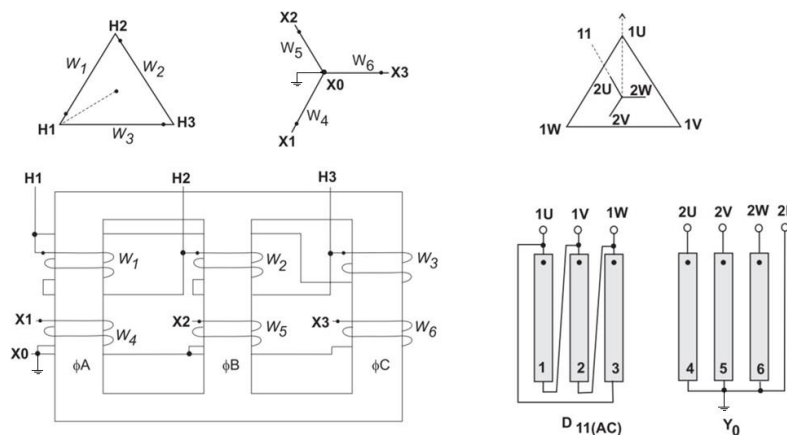
$I_n$  Corriente nominal del arrancador suave [A]

En esta aplicación, el arrancador suave se alimenta con 480 V<sub>ac</sub> y está clasificado para 30 A. Según el cálculo, se requeriría de un transformador de aislamiento de 25 kVA y una relación 1:1.

#### 4.4.2. Grupo de conexión

Se adoptará la conexión Dyn11 en el transformador de aislamiento y de esta manera contribuir a la eliminación de los armónicos triples; además de mejorar la adaptabilidad del sistema fotovoltaico debido a la carga del motor sumergible.

Figura 45. Conexión Dyn11, D11-AC-Y0



Fuente: Larry Lawhead, Randy Hamilton, John Horak, Basler Electric Company.

#### 4.4.3. Refrigeración

Según la norma VDE 0532 se distinguen varios tipos de refrigeración para transformadores; empleándose para los de tipo seco el enfriamiento por aire natural AN y enfriamiento por aire forzado, AF.



En los transformadores secos es posible controlar la temperatura de los bobinados mediante los sensores adecuados que se montan en el bobinado de baja tensión.

Con el enfriamiento por aire natural, un transformador seco puede operar durante tiempos prolongados continuamente bajo condiciones nominales, Aunque la refrigeración por aire forzado mejora el desempeño del transformador durante su operación; esto significaría un costo extra; teniendo en cuenta la naturaleza de la carga y su dinámica, se optara por una refrigeración natural.

#### **4.5. Acotación y ubicación de elementos**

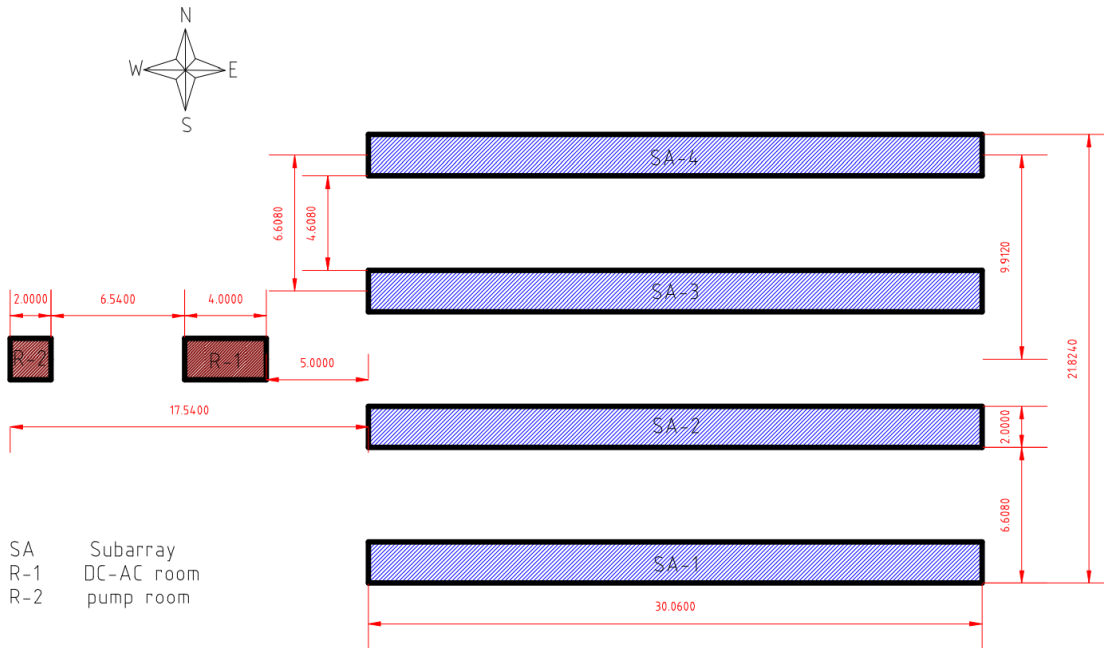
En la figura 46 se ha especificado la disposición espacial de cada matriz, y de las estaciones correspondientes. La disposición de los elementos se hará al lado oeste del arreglo fotovoltaico, para evitar la generación de sombra en las horas de operación.

En el cuarto DC-AC se instalará el combinador, inversor y el transformador de aislamiento, con las protecciones correspondientes, Capítulo 4.8.

En el cuarto de bomba, se instalarán los circuitos de mando y control de la bomba sumergible junto con sus protecciones, Capítulo 4.8.

Las acotaciones serán de mucha ayuda para estimar la caída de voltaje que se producirá en cada sección, determinar las rutas de la canalización, para el diseño de tierra física y la protección contra descargas atmosféricas.

Figura 46. Acotación de la planta solar



Fuente: elaboración propia, realizado con LibreCad.

## 4.6. Conductores eléctricos

En esta sección se definirán los conductores eléctricos que se emplearán en cada sección del sistema.

### 4.6.1. Cableado DC

De acuerdo con NEC 690.8(A)(1) la máxima corriente por cadenas será 1,25 veces la corriente de cortocircuito del módulo solar; lo cual da un valor de 13,5 A; Mientras que la corriente máxima del arreglo fotovoltaico, después del string combiner, según NEC 690.8(A)(2) vendrá dada por:

$$I_{max} = (1.25 I_{sc})N_{strings}$$

Donde:

$I_{max}$	Corriente máxima del arreglo fotovoltaico
$I_{sc}$	Corriente de cortocircuito del módulo solar
$N_{strings}$	Número de cadenas en paralelo

Obteniéndose una corriente de 108 A para el sistema. Según NEC 690.8(B)(1) los conductores del circuito fotovoltaico deben dimensionarse para transportar no menos del 125 % de la corriente calculada de acuerdo con NEC 690.8(A) antes de la aplicación del ajuste del conductor y el factor de corrección de NEC 310.15(B); con lo cual se obtendrá una ampacidad de los conductores por cadena de 16,9 A; en tanto la ampacidad de los conductores del arreglo a la salida de combiner viene dada por:

$$AMP_{dc} = 1.25(1.25I_{sc} N_{strings})$$

Teniendo así una ampacidad de salida de 135 A. Aplicando las recomendaciones de NEC 210.19 (A) Nota 4 y 215.2(A) Nota 2, que establecen una caída de voltaje máxima de 3 % en los alimentadores y derivaciones, y una caída combinada no mayor a 5 %. En esta aplicación la caída de voltaje en cada cadena no excederá el 2 %, debido a los requerimientos del inversor.

$$A_{cmil} = \frac{2R I l}{U_d}$$

Donde:

$A_{cmil}$  Calibre del conductor [cmills]

$R$  Resistencia del conductor,  $Cu12.9\Omega$  a  $75\text{ }^\circ\text{C}$

$I$  Corriente nominal [A]

$l$  Distancia desde el alimentador a la carga [ft]

$U_d$  Caída de voltaje [V]

Se requiere de un conductor de al menos 5344 Cmills para garantizar una caída de voltaje del 2 %, en cada subarray, por lo tanto, se selección un conductor calibre 12 AWG, Fig. 4.34-4.35 el cual cumple con la ampacidad especificada.

El factor crítico en los conductores del arreglo es la ampacidad, con lo cual se seleccionará un conductor calibre 4 AWG, Fig. 4.30-4.31, para la salida del combiner. Se debe tener en cuenta que el combinator y el inversor estarán a una distancia relativamente pequeña entre sí.

Tabla IX. **Conductor solarflex®-x pv1-f, equivalente AWG**

Part no.	No. cores x cross-sec. mm <sup>2</sup>	Sheath colour	Outer Ø app. mm	Cop. weight kg / km	Weight app. kg / km	AWG-No.
704225	1 x 2,5	black	4,5	24,0	42,0	14
705892	1 x 2,5	blue	4,5	24,0	42,0	14
705891	1 x 2,5	red	4,5	24,0	42,0	14
704226	1 x 4	black	5,2	38,4	60,0	12
705776	1 x 4	blue	5,2	38,4	60,0	12
705775	1 x 4	red	5,2	38,4	60,0	12
704227	1 x 6	black	5,9	57,6	82,0	10
705778	1 x 6	blue	5,9	57,6	82,0	10
705777	1 x 6	red	5,9	57,6	82,0	10
704228	1 x 10	black	6,9	96,0	123,0	8
705894	1 x 10	blue	6,9	96,0	123,0	8
705893	1 x 10	red	6,9	96,0	123,0	8
704229	1 x 16	black	8,3	153,6	190,0	6
706840	1 x 16	blue	8,3	153,6	190,0	6
706839	1 x 16	red	8,3	153,6	190,0	6
704230	1 x 25	black	10,0	240,0	285,0	4
704231	1 x 35	black	11,0	336,0	376,0	2
704232	1 x 50	black	13,0	480,0	530,0	1
704233	1 x 70	black	15,3	672,0	745,0	2/0
704234	1 x 95	black	17,0	912,0	960,0	3/0
705738	1 x 120	black	19,1	1152,0	1220,0	4/0
705739	1 x 150	black	22,7	1440,0	1550,0	300 kcmil
706288	1 x 185	black	25,5	1776,0	1930,0	350 kcmil
706289	1 x 240	black	28,3	2304,0	2550,0	500 kcmil

Dimensions and specifications may be changed without prior notice.

Fuente: HI-TECH CONTROLS, INC.

Tabla X. Conductor solarflex®-x pv1-f



Part No.	No. cores x cross-sec. mm²	Outer Ø app. mm	Cop. weight kg / km	Weight app. kg / km	Current-carrying capacity [A] at 60°C	Conductor resistance Ω / km at 20°C	Core / jacket colour
704225	1 x 2,5	4,5	24,0	42	41	8,210	natural/black
705891	1 x 2,5	4,5	24,0	42	41	8,210	natural/red
705892	1 x 2,5	4,5	24,0	42	41	8,210	natural/blue
704226	1 x 4	5,2	38,4	60	55	5,090	natural/black
705775	1 x 4	5,2	38,4	60	55	5,090	natural/red
705776	1 x 4	5,2	38,5	60	55	5,090	natural/blue
704227	1 x 6	5,9	57,6	82	70	3,390	natural/black
705777	1 x 6	5,9	57,6	82	70	3,390	natural/red
705778	1 x 6	5,9	57,6	82	70	3,390	natural/blue
704228	1 x 10	6,9	96,0	123	98	1,950	natural/black
705893	1 x 10	6,9	96,0	123	98	1,950	natural/red
705894	1 x 10	6,9	96,0	123	98	1,950	natural/blue
704229	1 x 16	8,3	153,6	190	132	1,240	natural/black
706839	1 x 16	8,3	153,6	190	132	1,240	natural/red
706840	1 x 16	8,3	153,6	190	132	1,240	natural/blue
704230	1 x 25	10,0	240,0	285	176	0,795	natural/black
704231	1 x 35	11,0	336,0	376	218	0,565	natural/black
704232	1 x 50	13,0	480,0	530	276	0,393	natural/black
704233	1 x 70	15,3	672,0	745	347	0,277	natural/black
704234	1 x 95	17,0	912,0	960	416	0,210	natural/black
705738	1 x 120	19,1	1152	1220	488	0,164	natural/black
705739	1 x 150	22,7	1440	1550	566	0,132	natural/black
706288	1 x 185	25,5	1776	1930	644	0,108	natural/black
706289	1 x 240	28,3	2304	2550	775	0,0817	natural/black

Dimensions and specifications may be changed without prior notice.

Fuente: HELUKABEL®.

#### 4.6.2. Cableado AC

Según NEC 690.8(A)(3) la corriente máxima de salida del inversor es la corriente de salida continua indicada en la placa de características, en este caso 66 A; mientras que NEMA 690.8(B)(1) nos indica que la ampacidad de los conductores a la salida del inversor será:

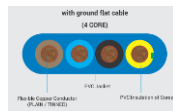
$$AMP_{ac} = 1.25I_{inverter}$$

Resultando una ampacidad de 83 A. Tomando las recomendaciones de NEC de la sección anterior se estimará la sección mínima del conductor.

$$A_{cmil} = \frac{\sqrt{3} R I l}{U_d}$$

Un conductor con una sección mínima de 16614 Cmill es requerido para una caída de voltaje del 1 % a la salida del inversor hasta el cuadro de la bomba sumergible, sin embargo, este calibre no cumple con los requisitos de ampacidad, por lo tanto, se seleccionarán conductores calibre 4 AWG THWN-2. Para el tramo que va desde el cuadro de bomba hasta el motor sumergible se utilizará un cable sumergible PVC con 4 núcleos calibre 2 AWG, Tabla XI, ya que la sección mínima para una caída de voltaje del 1 % es de 44 431Cmil.

Tabla XI. **Conductor sumergible**



**HEAVY DUTY PVC JACKETED FLAT SUBMERSIBLE PUMP CABLES ( WITH GROUND )**

Conductor Size (AWG)	No. of Conductor	Nos. & Dia. of wire	Ground Conductor Size (AWG)	Core Dia. (mm)	Nominal Sheath Thickness (mm)	Maximum Overall Dimensions (in mm)		Current Carrying Capacity at 40°C in Amps
						W	H	
14	3	41 x 0,254	14	3,85	1,15	18,00	6,50	15
12	3	65 x 0,254	12	4,50	1,15	21,00	7,60	20
10	3	105 x 0,254	10	5,30	1,15	24,30	7,90	30
8	3	168 x 0,254	10	6,50	1,40	29,70	9,90	50
6	3	226 x 0,254	8	8,00	1,40	36,00	11,80	65
4	3	420 x 0,254	8	10,10	2,00	45,10	14,70	85
2	3	665 x 0,254	6	11,30	2,00	50,10	16,20	115
1	3	817 x 0,254	6	13,60	2,20	58,10	19,00	130
1/0	3	1045 x 0,254	6	15,60	2,20	58,10	19,00	150
2/0	3	1330 x 0,254	6	18,00	2,20	66,50	21,50	175
3/0	3	1672 x 0,254	2	18,00	2,65	77,30	23,50	175
4/0	3	2116 x 0,254	2	19,80	3,85	87,00	27,80	230

Note : The number of strands are approximate and strands diameter is nominal ;  
In the view of continuous developments, the information / descriptions / specifications / illustrations are subject to change without notice.

Fuente: Zirantec.

Todos los conductores se han calculado de tal forma que cumplan con los requerimientos de ampacidad y caída de voltaje, Anexos. La caída combinada se ha estimado en un 4 % cumpliendo con las recomendaciones de NEC 210.19 (A) Nota 4 y 215.2(A) Nota 2.

## 4.7. Canalización eléctrica

Se especificarán las características de los conductos, zanjas y cajas de registro para la canalización eléctrica.

### 4.7.1. Especificaciones del conducto

En NEC Capítulo 9 tabla 1, se establece que, si una tubería posee más de dos conductores, no deberá excederse el 40 % de su sección transversal. En esta aplicación el aislamiento se referirá al tipo THHW-2; sus valores de temperatura se aproximan al aislamiento DC y coinciden con el aislamiento AC, y conductos PVC SCH 40 para aplicación Subterránea o sobre el suelo.

$$\frac{\text{Área total de conductores}}{\text{Sección transversal de la tubería}} < 0.4$$

Para la canalización se considerarán 3 secciones principales:

- Canalización de strings: esta sección se compondrá de cuatro ramales que conducirán 4 conductores calibre 12 AWG cada uno, Se utilizara una tubería de 1/2" por ramal.
- Salida del combinador: se compondrá por un ramal que contendrá dos conductores calibre 4 AWG; pese a que una tubería de 3/4" cumple con las especificaciones, el margen del área dista solo del 2 % del valor requerido, por lo tanto, se optará por una tubería de 1", tubería no subterránea.

- salida del inverso: se compondrá por 5 conductores calibre 4 AWG en un solo ramal, que va desde la salida del inversor pasando por el transformador hasta el cuarto de bomba, se seleccionará una tubería de 1 ½” para un único ramal.

Tabla XII. **Conductores aislados y alambres para accesorios**

Type	Size (AWG or kcmil)	Approximate Diameter		Approximate Area	
		mm	in.	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>
THHN, THWN, THWN-2	14	2.819	0.111	6.258	0.0097
	12	3.302	0.130	8.581	0.0133
	10	4.166	0.164	13.61	0.0211
	8	5.486	0.216	23.61	0.0366
	6	6.452	0.254	32.71	0.0507
	4	8.230	0.324	53.16	0.0824
	3	8.941	0.352	62.77	0.0973
	2	9.754	0.384	74.71	0.1158
	1	11.33	0.446	100.8	0.1562
	1/0	12.34	0.486	119.7	0.1855
	2/0	13.51	0.532	143.4	0.2223
	3/0	14.83	0.584	172.8	0.2679
	4/0	16.31	0.642	208.8	0.3237
	250	18.06	0.711	256.1	0.3970
	300	19.46	0.766	297.3	0.4608

Fuente: NEC, Capítulo 9 tabla 5.

Tabla XIII. **PVC rígido, cédula 40, conducto de hdpe**

Trade Size	Over 2 Wires 40%		60%		1 Wire 53%		2 Wires 31%		Nominal Internal Diameter		Total Area 100%	
	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>	mm	in.	mm <sup>2</sup>	in. <sup>2</sup>
3/8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1/2	74	0.114	110	0.171	97	0.151	57	0.088	15.3	0.602	184	0.285
3/4	131	0.203	196	0.305	173	0.269	101	0.157	20.4	0.804	327	0.508
1	214	0.333	321	0.499	284	0.441	166	0.258	26.1	1.029	535	0.832
1 1/4	374	0.581	561	0.872	495	0.770	290	0.450	34.5	1.360	935	1.453
1 1/2	513	0.794	769	1.191	679	1.052	397	0.616	40.4	1.590	1282	1.986
2	849	1.316	1274	1.975	1126	1.744	658	1.020	52.0	2.047	2124	3.291
2 1/2	1212	1.878	1817	2.817	1605	2.488	939	1.455	62.1	2.445	3029	4.695
3	1877	2.907	2816	4.361	2487	3.852	1455	2.253	77.3	3.042	4693	7.268
3 1/2	2511	3.895	3766	5.842	3327	5.161	1946	3.018	89.4	3.521	6277	9.737
4	3237	5.022	4855	7.532	4288	6.654	2508	3.892	101.5	3.998	8091	12.554
5	5099	7.904	7649	11.856	6756	10.473	3952	6.126	127.4	5.016	12748	19.761
6	7373	11.427	11060	17.140	9770	15.141	5714	8.856	153.2	6.031	18433	28.567

Fuente: NEC, Capítulo 9 tabla 4.



#### 4.7.2. Dimensión y características de la zanja

Según NEMA *Standards Publication* TCB-2027, las dimensiones de la zanja se determinan de la siguiente manera:

- La profundidad está determinada por la altura del banco de ductos, más la cobertura mínima requerida sobre el banco.
- El ancho de la zanja está determinado por el ancho del banco de conductos que se instalará más un mínimo de 3 in, de espacio a cada lado para colocar y compactar adecuadamente el material de relleno. Si se requiere apuntalamiento, puede ser necesario un ancho de zanja adicional.

No se requerirá muro de trinchera ya que el tipo de suelo no presenta condiciones inestables.

El fondo de la zanja debe estar liso y libre de desechos que puedan ser perjudiciales para la canalización o que impidan la colocación de espaciadores o soportes; los espaciadores de conductos no están diseñados para aplicaciones *DB*, ya que el uso de espaciadores en una aplicación *DB* puede generar vacíos de relleno y puntos de deflexión excesivos en las canalizaciones. Donde el fondo de la zanja es rocoso, una capa de 4 pulgadas, 103 mm de material compactable es recomendado.

En las aplicaciones para entierro directo, *DB* la cama debe diseñarse para proporcionar un soporte continuo. Si el fondo de la zanja es inestable, debe estabilizarse antes de colocar la canalización. Por lo general, esto se puede lograr

excavando y colocando un lecho de piedra triturada o grava para proporcionar una base estable.

El enrutamiento de la canalización debe coordinarse con todas las empresas de servicios públicos que puedan tener líneas subterráneas en el área del trazado de zanjas propuesto.

De acuerdo con el California Electrical Code, las canalizaciones no metálicas listadas para enterramiento directo sin revestimiento de hormigón deben poseer una profundidad mínima de 18", medida entre un punto en la superficie superior del conducto y la superficie de una cubierta de hormigón o similar.

La zanja para la canalización de strings debe poseer un ancho 7"; 7" para un conducto, 14" para dos, según se requiera, y una profundidad el 19" mientras que para la salida del transformador las dimensiones son de 8"x20"; ancho para un conducto.

El material de relleno será de tipo cohesivo, siendo el producto final un suelo consolidado y libre de vacíos, empleando para ello compactadores de impacto.

#### **4.7.3. Cajas de derivación**

Las cajas de derivación son puntos de acceso a los conductores, para evitar daños en el aislamiento en una situación de tracción directa en recorridos largos, permitiendo reiniciar la limitación de curvatura de 360° del conducto. Además, la caja de derivación proporciona otro punto de lubricación, reduciéndose así la fuerza necesaria para tirar de los conductores.

En tiros rectos, NEC-314.28(A)(1) requiere que la longitud de la caja sea al menos ocho veces el tamaño comercial de la canalización más grande. Para aplicar correctamente NEC-314.28(A)(1), simplemente se multiplicará el tamaño de tubería más grande por ocho. La caja debe ser al menos tan larga como ese número.

Para una tracción en ángulo, se multiplicará el conducto más grande por seis, añadiendo los tamaños de cualquier otra canalización en la misma pared y fila, sumándose los resultados anteriores; dando como resultado la longitud mínima de la caja de derivación.

En este desarrollo se emplearán 3 cajas de derivación subterráneas, para unir los strings, 4 ramales, para la salida de los strings hacia el combinador, 4 ramales, y para la salida del transformador hacia el curto de bomba, un ramal.

La caja de derivación donde convergerán las canalizaciones de los strings, vendrá especificada para tracción en ángulo, poseyendo dos canalizaciones en la pared superior, dos en la inferior y cuatro a la izquierda, vista de planta), cada una de ellas de 1/2".

Dimensión horizontal, tracción en ángulo:

$$\textit{De izquierda a derecha: } (6 * 0.5") + (2 * 3) = 9"$$

Dimensión vertical, tracción en ángulo:

$$\textit{De arriba hacia abajo: } (6 * 0.5") + 3 = 6"$$

$$\textit{De abajo hacia arriba: } (6 * 0.5") + 3 = 6"$$

Distancia mínima entre canalizaciones que contienen los mismos conductores Nema 314.28 (A)(2):

$$\text{Distancia entre conductos} : 6 * 0.5" = 3"$$

La caja de strings deberá tener como mínimo una dimensión de 9"x 6", y una distancia entre canalizaciones que contienen los mismos conductores de 3".

La caja para la salida de los strings hacia el combinador, será especificada para tracción recta, contenido 4 conductos de ½" a la izquierda y a la derecha.

Dimensión horizontal, tracción recta:

$$\text{De izquierda a derecha: } 8 * 0.5" = 4"$$

$$\text{De derecha a izquierda: } 8 * 0.5" = 4"$$

Para la caja de salida a los combinadores las dimensiones mínimas serán de 4"x4".

Finalmente, la caja de derivación a la salida del transformador al cuarto de bombas será de tracción recta, con un conducto de 1½" a la izquierda y a la derecha respectivamente.

Dimensión horizontal, tracción recta:

$$\text{De izquierda a derecha: } 8 * 1.5" = 12"$$

*De derecha a izquierda: 8 \* 1.5" = 12"*

Se empleará una caja de 12"x12" para la conducción hacia el cuarto de bomba. Para prevenir inundaciones en las cajas se empleará una capa de grava en las excavaciones cuya altura será dos veces la altura de la caja de derivación. Considerando la profundidad de la zanja las cajas de derivación deben tener una altura de 30".

#### **4.8. Protección eléctrica y coordinación**

En esta sección se considerarán las protecciones para el sistema eléctrico para los circuitos de corriente directa y corriente alterna.

##### **4.8.1. Protección DC**

En este cuadro eléctrico se albergará la protección DC requerida. Considerando los siguientes dispositivos de protección:

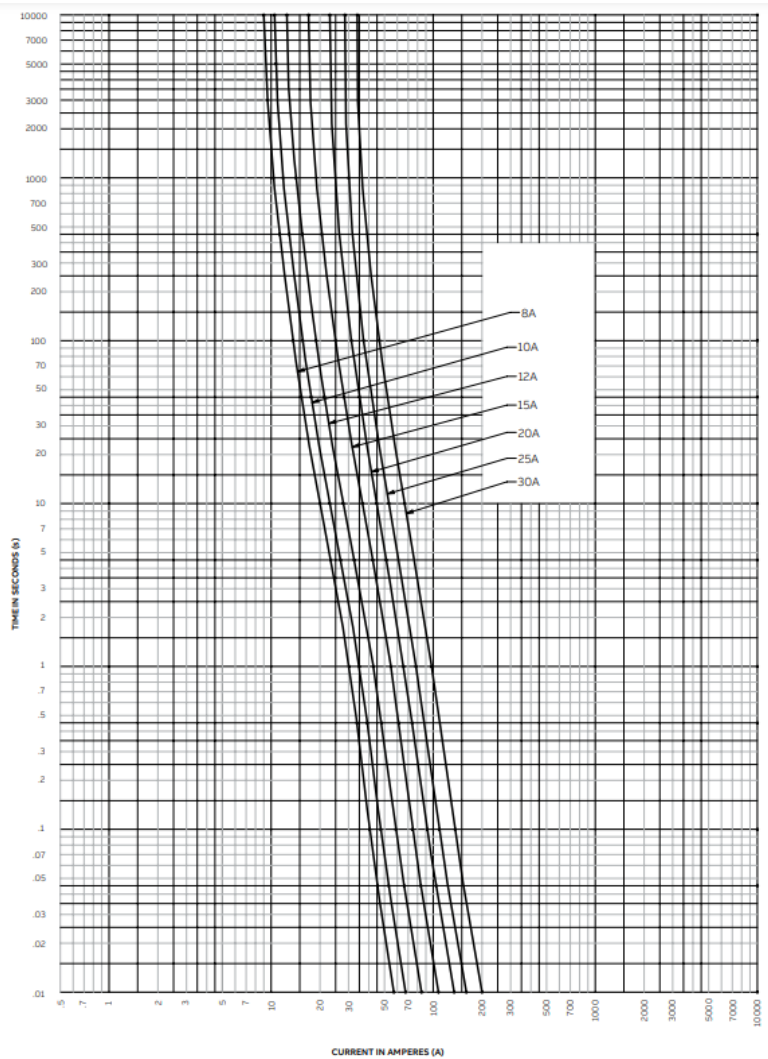
- Fusibles: las especificaciones de NEC 690.9 indican que si la corriente de cortocircuito del arreglo fotovoltaico ( $I_{sc,array}$ ) es mayor que la clasificación máxima de fusible en serie del panel solar ( $I_{msfr}$ ) se debe emplear un fusible en cada rama en serie.

$$I_{sc,array} > I_{msfr}$$

$$87A > 20A$$

Por tanto, se seleccionará un fusible que coincida con el valor de la clasificación máxima de fusible en serie de 20 A por cadena.

Figura 47. Curva característica i-t, para fusible e 9f pv



Fuente: ABB.

- Protector de sobretensión, SPD: NFPA 780 recomienda colocar un SPD tipo 2 en la salida DC del arreglo fotovoltaico en el *combiner*. Ya que el voltaje de entrada DC máximo absoluto del inversor es de 1 000 V; se sugiere un SPD con un voltaje máximo de operación  $U_c$  de 1 000 V.

Tabla XIV. **Serie OVR PV para protectores de sobretensión**

Ordering information

Protected lines	Max discharge current I <sub>max</sub> 8/20 kA	Nominal discharge current I <sub>n</sub> kA	Voltage protection rating VPR kV	Nominal voltage U <sub>n</sub> V	Max. cont. operating voltage MCOV, U <sub>c</sub> V	Bbn 3660308 EAN	Catalog number
<b>Pluggable</b>							
2	15	5	3	600	670	521088	OVR PV 15-600 P U
2	15	5	3	600	670	521095	OVR PV 15-600 P TS U
2	40	10	3	600	670	521101	OVR PV 40-600 P U
2	40	10	3	600	670	521118	OVR PV 40-600 P TS U
2	15	5	4	800	1000	521125	OVR PV 15-800 P U
2	15	5	4	800	1000	521132	OVR PV 15-800 P TS U
2	40	10	4	800	1000	521149	OVR PV 40-800 P U
2	40	10	4	800	1000	521156	OVR PV 40-800 P TS U
2	15	5	4	1000	1250	521163	OVR PV 15-1000 P U
2	15	5	4	1000	1250	521170	OVR PV 15-1000 P TS U
2	40	10	4	1000	1250	521187	OVR PV 40-1000 P U
2	40	10	4	1000	1250	521194	OVR PV 40-1000 P TS U
2	40	15	4.5	1500	1500	524829	OVR PV 40-1500H P U
2	40	15	4.5	1500	1500	524812	OVR PV 40-1500H P TS U

Fuente: ABB.

- Interruptor seccionador: NEC 2020 artículo 690.13, indica que se deben proporcionar medios para desconectar el sistema fotovoltaico de todo el sistema de cableado, incluido el sistema de alimentación, de almacenamiento, y las instalaciones asociadas. Se elegirá un interruptor seccionador de 1 000 V con una corriente de operación de 160 A.

Tabla XV. **Serie 100...250A OTDC S1.0**

IEC Ordering information

Rated operational current [A]	Number of Circuits	Circuit <sup>2)</sup>	Number of poles	Single package Type <sup>2)</sup>	Order code
<b>Front operated, mechanism between the poles</b>					
1000	100	1	2a, 2b	2	OTDC100E11 ISCA125821R1001
1000	160	1	2a, 2b	2	OTDC160E11 ISCA123745R1001
1000	200	1	2a, 2b	2	OTDC200E11 ISCA125626R1001
1000	250	1	2a, 2b	2	OTDC250E11 ISCA125865R1001
1000	100	2	4a, 4c	4	OTDC100E22 ISCA125824R1001
1000	160	2	4a, 4c	4	OTDC160E22 ISCA125844R1001
1000	200	2	4a, 4c	4	OTDC200E22 ISCA125856R1001
1000	250	2	4a, 4c	4	OTDC250E22 ISCA125869R1001
1000	100	3	7a, 7e	6	OTDC100E33 ISCA149066R1001
1000	160	3	7a, 7e	6	OTDC160E33 ISCA149065R1001
1000	200	3	7a, 7e	6	OTDC200E33 ISCA149067R1001

UL Ordering information

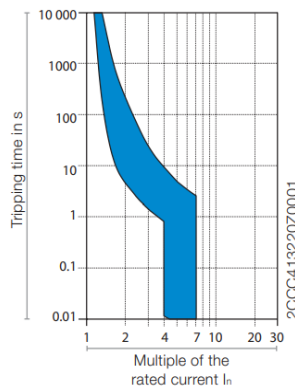
Rated operational current [A]	Number of Circuits	Circuit <sup>2)</sup>	Number of poles	Single package Type <sup>2)</sup>	Order code
<b>Front operated, mechanism between the poles</b>					
1000	100	1	2a, 2b	2	OTDC100U11 ISCA123957R1001
1000	200	1	2a, 2b	2	OTDC200U11 ISCA123767R1001
1000	100	2	4a, 4c	4	OTDC100U22 ISCA126180R1001
1000	200	2	4a, 4c	4	OTDC200U22 ISCA126129R1001
1000	100	3	7a, 7e	6	OTDC100U33 ISCA149069R1001
1000	200	3	7a, 7e	6	OTDC200U33 ISCA149090R1001

<sup>1)</sup> Please see floating circuit in page 39 and grounded circuits from page 60-61. Single circuit 1a and double circuit 3 with connection bar kit accessories.  
<sup>2)</sup> Phase barriers are included in types OTDC100...250...22/33 - Installation mandatory.  
 You can find the accessories starting from page 51 and dimensional drawings starting from page 65.

Fuente: ABB.

- Interruptor automático, disyuntor: NEC 240.4 establece que los conductores deben estar protegidos contra sobrecorrientes de acuerdo con sus ampacidades en este caso 135 A; para esta aplicación se empleara un disyuntor 125 A.

Figura 48. Características de disparo del disyuntor S800PV-S



Tripping behaviour compliant to IEC 60947-2

Characteristics	Currents	Thermal tripping		Electromagnetic tripping
		Small test current	Large test current	
PV-S	10 ... 125 A	1.05 x I <sub>n</sub>	1.30 x I <sub>n</sub>	6 x I <sub>n</sub> (DC)

Fuente: ABB.

Tabla XVI. Detalles de orden s800pv-s

I <sub>∞</sub> [kA]	Rated current [A]	Type designation	Product number	EAN number 76122712	Weight [kg]	Pack. unit
5	10	S802PV-S10	2CCPB42001R1109	10939	0.49	1
5	13	S802PV-S13	2CCPB42001R1139	10946	0.49	1
5	16	S802PV-S16	2CCPB42001R1169	10953	0.49	1
5	20	S802PV-S20	2CCPB42001R1209	10960	0.49	1
5	25	S802PV-S25	2CCPB42001R1259	10977	0.49	1
5	32	S802PV-S32	2CCPB42001R1329	10984	0.49	1
5	40	S802PV-S40	2CCPB42001R1409	10991	0.49	1
5	50	S802PV-S50	2CCPB42001R1509	11004	0.49	1
5	63	S802PV-S63	2CCPB42001R1639	11011	0.49	1
5	80	S802PV-S80	2CCPB42001R1809	11028	0.49	1
5	100	S802PV-S100	2CCPB42001R1829	14968	0.49	1
5	125	S802PV-S125	2CCPB42001R1849	14999	0.49	1

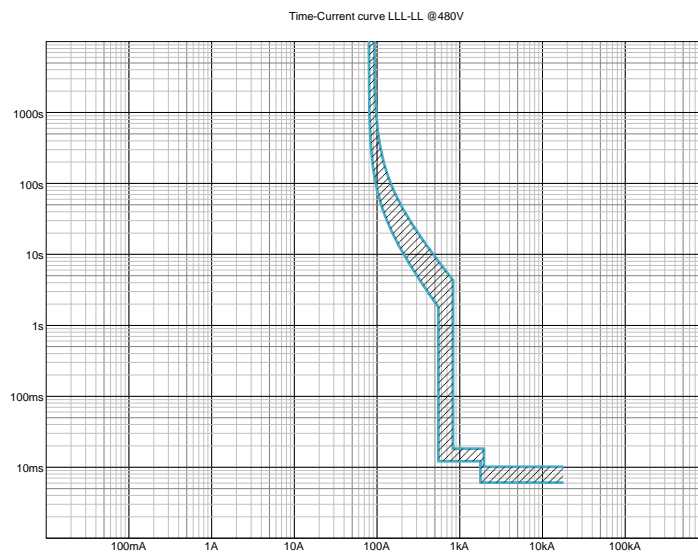
Fuente: ABB.



#### 4.8.2. Cuadro de alimentación AC

- Interruptor automático, disyuntor: dada una ampacidad de 82,5 A a la salida del inversor, se seleccionará un disyuntor tripolar de 70 A, figura 49.



Figura 49. **Curvas tiempo-corriente del disyuntor mccb fórmula**



Fuente: elaboración propia, realizado con ABB e-Design.

- Interruptor diferencial: se selecciona un RCCB tetrapolar de 63 A con una intensidad diferencial nominal de disparo  $\Delta I_n = 300 \text{ mA}$ . Ya que la red no cuenta con neutro a la salida del inversor se deben realizar las conexiones de la figura 50, según especifica el fabricante.

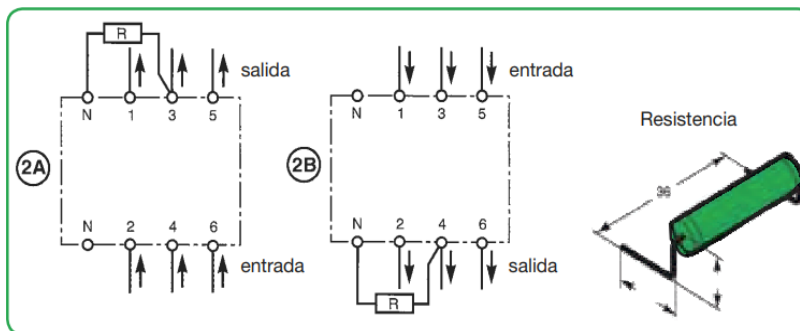
Tabla XVII. **Tabla de selección de interruptor diferencial**

Número de polos	Tensión [Vc.a.]	Corriente nominal [A]	Sensibilidad [mA]	Referencias		Imágenes
				Multi 9	Acti 9	
2P	240	25	30	16201	A9R71225	 A9R71225
		40	30	16204	A9R71240	
			300	16206	A9R74240	
4P	440	40	30	16254	A9R71440	 A9R71440
			300	16256	A9R74440	
		63	300	16260	A9R74463	

Fuente: Schneider.

Figura 50. **Conexión a red sin neutro**

**Caso 2:** red sin neutro con 380 a 415 V CA entre fases.



Valores de la resistencia R a utilizar, con potencia de 4 W a 380 V CA.

$I_{\Delta n}$ (mA)	R ( $\Omega$ )
30	2.400
300	270
300 $\square$	320

Si no se utiliza la resistencia aquí indicada, a la salida del diferencial, sino solamente un puente con cable, corremos el riesgo de destruir la resistencia de test interna del diferencial a corto plazo y además, al pulsar el botón de test, circulará una corriente de defecto superior a la admitida por la norma.

Fuente: Schneider.

### 4.8.3. Cuadro de bomba sumergible

NEC en su artículo 430 secciones III y IV, indica que un motor eléctrico debe contar con una protección contra sobre- corriente; sección IV protección contra cortocircuito y falla a tierra, sección III protección contra sobrecarga. NEC 430.52 (B) establece que los dispositivos de protección contra cortocircuito y falla a tierra del circuito derivado del motor deben ser capaces de transportar la corriente de arranque de la máquina.

En NEC 430.52(C)(1) se determina que el disyuntor se seleccionara de tal modo que su clasificación de corriente sea 2,5 veces la corriente de carga del motor.

$$I_{braker} = 2.5FLC$$

Donde:

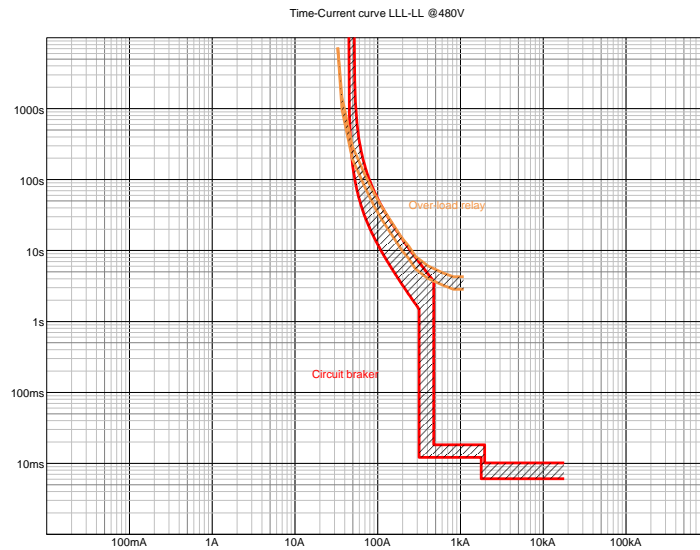
$I_{braker}$  clasificación de corriente del disyuntor

$FLC$  corriente de carga completa, 16.1 A

Con lo cual se obtiene una clasificación de corriente para el disyuntor de 40,25 A; se seleccionará un interruptor automático termo magnético de 40 A, MCCB fórmula, para la protección contra cortocircuito y un relé térmico de sobrecarga de 42 A.

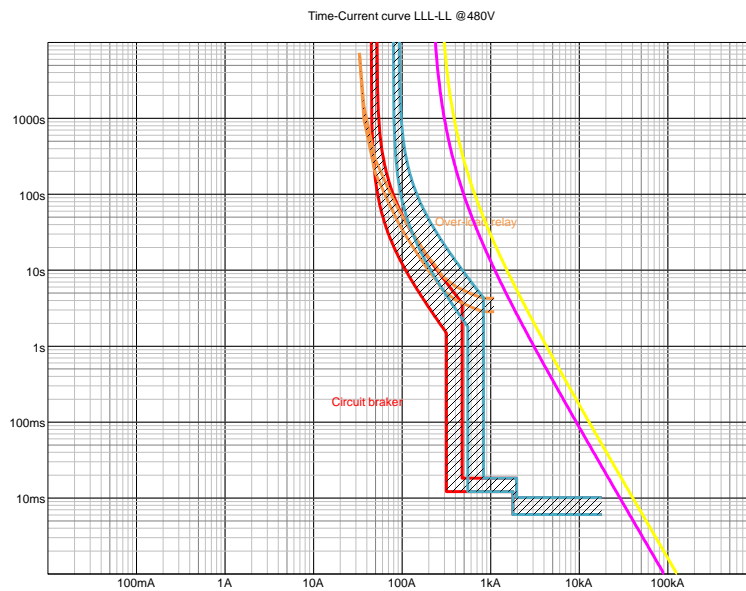
En este cuadro eléctrico se incluirá un relé de monitoreo de line 3UG46 17 Siemens, para fallo de fase, fase desequilibrada, sub-tensión o sobre-tención y secuencia de fase. Los últimos dos parámetros se determinarán de acuerdo a las especificaciones del fabricante, motor sumergible, y se ajustarán en el dispositivo de protección. Además, se deberá emplear un relé de control de nivel.

Figura 51. **Curvas disyuntor en rojo y relé térmico en naranja**



Fuente: elaboración propia, realizado con ABB e-Design.

Figura 52. **Coordinación del cuadro AC y del cuadro de bomba**



Fuente: elaboración propia, realizado con ABB e-Design.

En la figura 52 se detalla la coordinación del cuadro AC y del cuadro de bomba, la curva de conductores subterráneo y sumergible del lado AC en purpura y amarillo respectivamente.

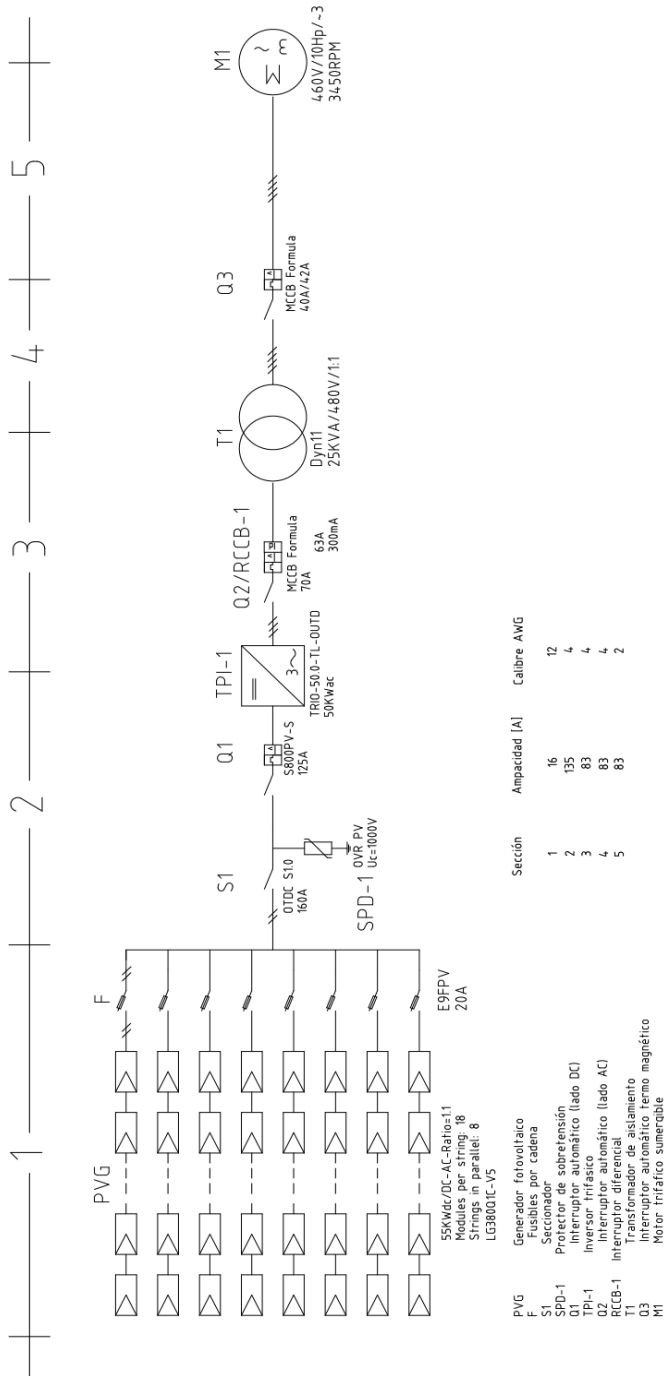
#### **4.8.4. Diagrama unifilar**

Se ha incluido el diagrama unifilar de la planta fotovoltaica para observar en detalle los diferentes dispositivos de protección que la integran.

Se distinguen 5 secciones en el dibujo, la primera integra al arreglo fotovoltaico, la segunda hace referencia a la salida del combinador, la tercera es la salida del inversor al transformador de aislamiento, la cuarta corresponde a la salida del transformador al cuadro de la bomba sumergible, finalmente la sección cinco indica el tramo que va desde el cuadro de bomba hasta el motor sumergible.

Se han realizado referencias para el equipo en general, además de detallar los conductores empleados en cada tramo, sus calibres y ampacidades.

Figura 53. Diagrama unifilar de la planta fotovoltaica



Fuente: elaboración propia, en LibreCAD.

## **4.9. Puesta a tierra**

Se diseñará el sistema de puesta a tierra para el parque solar, detallando la geometría de diseño y la resistencia de la malla.

### **4.9.1. Geometría de malla y consideraciones de diseño**

Los parámetros limitantes de una malla de puesta a tierra se basan en restricciones físicas y económicas.

- Los espaciamientos entre conductores,  $D$ , están entre el rango  $15\text{ m} > D > 3\text{ m}$ .
- Las profundidades típicas,  $h$ , están en el rango de  $1.5\text{ m} > h \geq 0.5\text{ m}$ .
- Los calibres típicos de conductores,  $ACM$ , están en el rango  $500\text{MCM} > ACM \geq 2/0\text{ AWG}$ .
- El diámetro del conductor de la malla tiene un efecto despreciable sobre la tensión de malla.
- El área del sistema de puesta a tierra,  $A$  es el factor más importante en la determinación de la resistencia de malla,  $R_g$ . Entre mayor sea  $A$ , menor será  $R_g$  y, por lo tanto, es menor la elevación del potencial de tierra, GPR.

### **4.9.2. Resistividad de la capa superficial**

Una capa de alta resistividad sobre la superficie ayuda a limitar la corriente que pasaría por el cuerpo humano. Con un espesor,  $h_s$ , entre  $0.15\text{ m} \geq h \geq 0.1\text{ m}$  de un material de alta resistividad como grava o roca volcánica triturada. Esta capa tiene una resistividad del orden de  $5000\ \Omega \cdot \text{m} > \rho_s > 2000\ \Omega \cdot \text{m}$ .

### 4.9.3. Resistividad del suelo

Las estimaciones basadas en la clasificación del suelo, tabla. XVIII, ofrecen una aproximación de la resistividad; por tanto, las pruebas reales son imperativas. Éstas deben hacerse en muchos lugares dentro del área de la estación fotovoltaica.

Tabla XVIII. Rango de resistividad del suelo

TIPO DE SUELO	RANGO DE RESISTIVIDAD ( $\Omega$ -m)
Lama	5 – 100
Humus	10 – 150
Limo	20 – 100
Arcillas	80 – 330
Tierra de jardín	140 – 480
Caliza fizurada	500 – 1000
Caliza compacta	1000 – 5000
Granito	1500 – 10000
Arena común	3000 – 9000
Basalto	10000 – 20000

Fuente: ©2010 Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.

Típicamente existen varias capas y cada una tiene una resistividad diferente. Con frecuencia ocurren cambios laterales, y en comparación con los verticales esos cambios son más grandes. Las pruebas de resistividad del suelo deben hacerse para determinar si existen variaciones importantes de la resistividad con la profundidad.

El método de Wenner o de los cuatro electrodos, figura 54, es la técnica más comúnmente usada. Los cuatro electrodos son clavados en la tierra en línea recta a una profundidad  $b$ , separados a una distancia  $a$ . La tensión entre los dos terminales interiores o de potencial, es luego medido y dividido por la corriente entre los dos terminales exteriores o de corriente, para dar el valor de la



resistencia R, que aparece indicada en el telurómetro. Luego se aplica la siguiente ecuación:

$$\rho_a = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}}}$$

Donde:

$\rho_a$  Resistividad aparente del suelo [ $\Omega \cdot m$ ]

$R$  Resistencia medida [ $\Omega$ ]

$a$  Distancia entre electrodos adyacentes [m]

$b$  Profundidad de los electrodos [m]

Si  $b \ll a$ , como es el caso más común

$$\rho_a = 2\pi a R$$

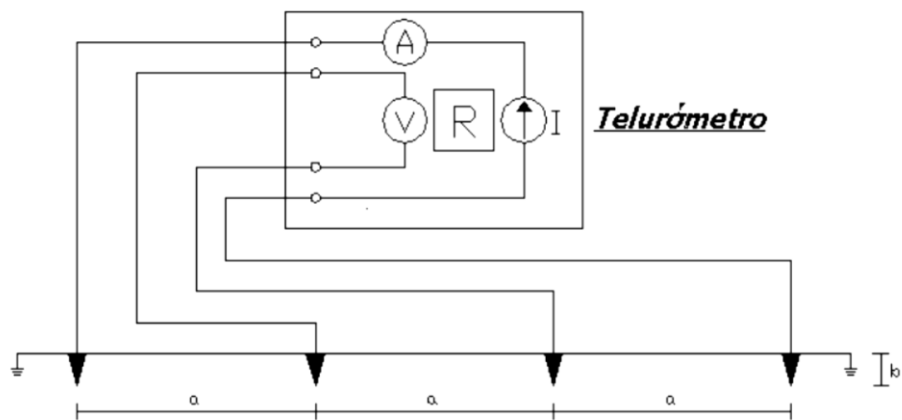
Las ecuaciones anteriores se pueden usar para determinar la resistividad aparente  $\rho_a$  a una profundidad  $a$ .

El objetivo fundamental de las mediciones es encontrar un modelo de suelo que ofrezca una buena aproximación del suelo real. La resistividad varía lateralmente y con respecto a la profundidad, dependiendo de la estratificación del terreno. Las condiciones climáticas influyen en la resistividad medida, razón por la cual, dichas mediciones deben realizarse, en lo posible, en época de verano prolongado para obtener la resistividad más alta y desfavorable.

Los modelos más comúnmente usados para la resistividad del suelo son:

- Modelo de suelo uniforme: usado sólo cuando existe una variación moderada de la resistividad aparente. En condiciones de suelo homogéneo, que raramente ocurren en la práctica, el modelo de suelo uniforme puede ser razonablemente exacto.
- Modelo de suelo de dos capas: es una representación muy exacta de las condiciones reales del suelo, y consiste en una capa superior de profundidad finita y con resistividad diferente a la de la capa más baja de espesor infinito.
- Modelo de suelo multicapa: usado cuando las condiciones del suelo son más complejas.

Figura 54. **Método de los cuatro electrodos o de Wenner**



Fuente: ©2010 Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.

#### 4.9.4. Modelo de suelo uniforme

Cuando el contraste entre las diferentes resistividades de las capas es moderado, se puede usar un valor promedio para la resistividad del suelo, como una primera aproximación o para establecer el orden de magnitudes. La

resistividad aproximada para un suelo uniforme se puede obtener tomando un promedio aritmético de las resistividades aparentes medidas en varios sitios y direcciones dentro del patio.

$$\bar{\rho}_a = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \rho_i$$

Donde:

$\bar{\rho}_a$  Resistividad aparente promedio [ $\Omega \cdot m$ ]

$n$  Número de mediciones

$\sum_{i=1}^n \rho_i$  Sumatoria de resistividades a diferentes espaciamientos.

El suelo en la zona de actuación se caracteriza como arcilloso hasta una capa de aproximadamente 1 m, en esta aplicación se tomará un valor uniforme de 330  $\Omega$ . Sin embargo, se recomienda hacer un estudio de campo para determinar la resistividad del suelo.

#### 4.9.5. Conductor de malla

La elevación de temperatura de corto tiempo en un conductor de tierra, o el tamaño requerido del conductor como una función de la corriente de falla que pasa por el conductor, se encuentra mediante la ecuación:

$$A_{MCM} = I_F \frac{197.4}{\sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r}\right) \cdot \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}}$$

Donde:

$A_{MCM}$	Calibre del conductor de malla [kcmil]
$I_F$	Corriente asimétrica de falla RMS [kA]
$T_m$	Temperatura de fusión [°C]
$T_a$	Temperatura ambiente [°C]
$T_r$	Temperatura de referencia constantes del material [°C]
$\alpha_o$	Coeficiente térmico de resistividad a 0°C [1/°C]
$\alpha_r$	Coeficiente térmico de resistividad a temperatura $T_r$ [1/°C]
$\rho_r$	Resistividad del conductor de tierra a $T_r$ [ $\mu\Omega.cm$ ]
$K_o$	$1/\alpha_o$ o $[(1/\alpha_o) - T_r]$ en [°C]
$t_c$	Duración de corriente de falla [s]
$TCAP$	Capacidad térmica por unidad de volumen [ $J/cm^3.°C$ ]

La fórmula simplificada da una aproximación aceptable:

$$A_{MCM} = I_F \cdot K_f \cdot \sqrt{t_c}$$

Donde:

$K_f$  Constante del material  $T_a = 40$  °C.

El calibre del conductor seleccionado es usualmente más grande que el basado en la fusión del material, debido a factores como:

- El conductor debe resistir los esfuerzos mecánicos esperados y la corrosión durante la vida útil de la instalación.
- El conductor debe tener alta conductancia para prevenir caídas de tensión peligrosas durante una falla.
- La necesidad de limitar la temperatura del conductor.
- Debe aplicarse un factor de seguridad a la instalación de puesta a tierra y a los demás componentes eléctricos.

Se acostumbra entonces a emplear como calibre mínimo el N° 2/0 AWG de cobre de 7 hilos, con el fin de mejorar la rigidez mecánica de la malla y soportar la corrosión.

#### 4.9.6. Análisis de resistencia y diseño de malla

La principal función de la puesta a tierra es garantizar la seguridad de las personas; siendo una consideración importante durante el diseño por lo que se debe fijar una resistencia objetivo. IEEE y NFPA, recomiendan una resistencia de conexión a tierra máxima de 5  $\Omega$ .

La resistencia de una malla de puesta a tierra fue formulada por Sverak como:

$$R_g = \rho \cdot \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \cdot \left( 1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Donde:

$R_g$  Resistencia de malla [ $\Omega$ ]

$\rho$  Resistividad del terreno [ $\Omega.m$ ]

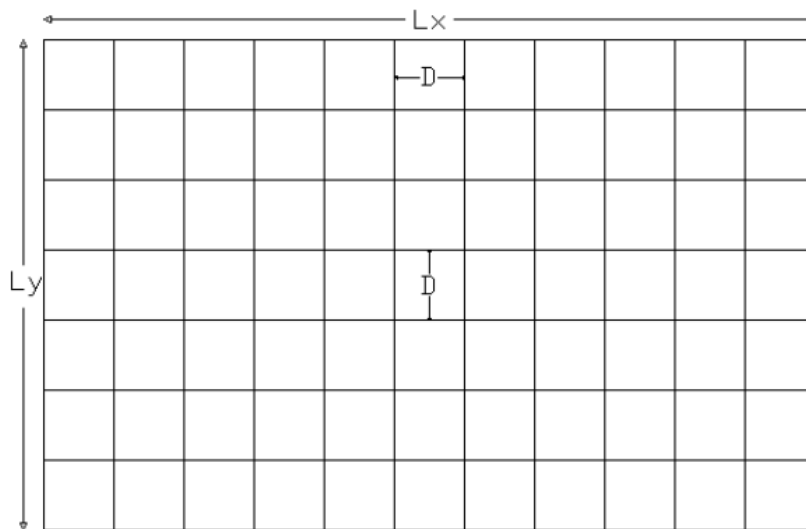
$L_T$  Longitud total de conductores enterrados [m]

$A$  Área ocupada por la malla [ $m^2$ ]

$h$  Profundidad de la malla [m]

Para mallas sin varillas de tierra, esta ecuación proporciona resultados prácticamente idénticos a los obtenidos con la fórmula de Schwarz. Ya que en esta aplicación no se utilizarán varillas los cálculos serán aceptables.

Figura 55. **Geometría para malla de puesta a tierra**



Fuente: ©2010 Universidad Nacional de Colombia Sede Manizales.

$$L_c = NL_x + ML_y ; A = L_x \cdot L_y$$

Donde:

$L_c$  Longitud total del conductor de tierra [m]

$N$  Número de conductores de longitud  $L_x$

$M$  Número de conductores de longitud  $L_y$

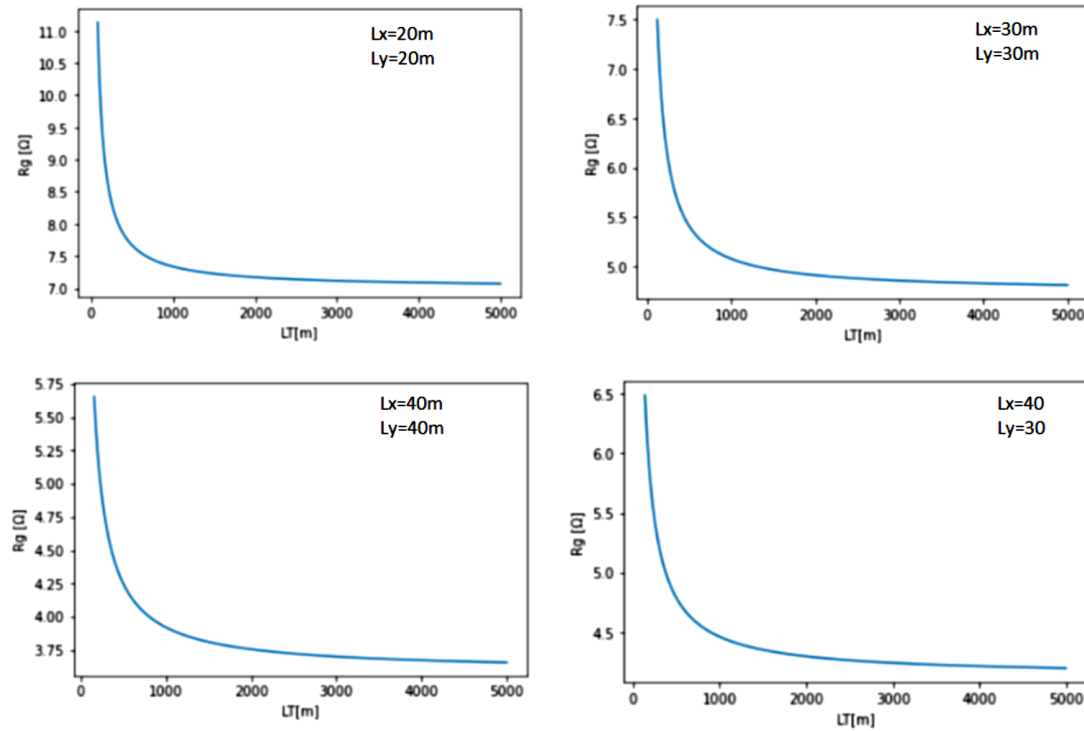
$A$  Área de la malla [m<sup>2</sup>]

Se evaluarán varios diseños preliminares, para alcanzar la resistencia objetivo  $R_g$ . Teniendo en cuenta las siguientes alternativas de solución:

- Aumentar el área total de la malla  $A$ .
- Disminuir o ajustar los espaciamientos de los conductores de la malla  $D$ , lo cual aumenta la cantidad de conductor a enterrar  $L_T$ .
- Aumentar la profundidad de la malla  $h$ .

Al analizar cuatro geometrías de diseño, figura 56, se concluyó que aumentando el área de la malla perimetral se disminuía la cantidad de conductores requeridos para alcanzar  $R_g \leq 5 \Omega$ , reduciendo así los costos de sistema. Los detalles de diseño para la malla de puesta a tierra se muestran en la tabla XIX.

Figura 56.  $R_g$  Vs  $L_T$ , para varias geometrías de diseño



Fuente: elaboración propia, jupyter.org, Python.

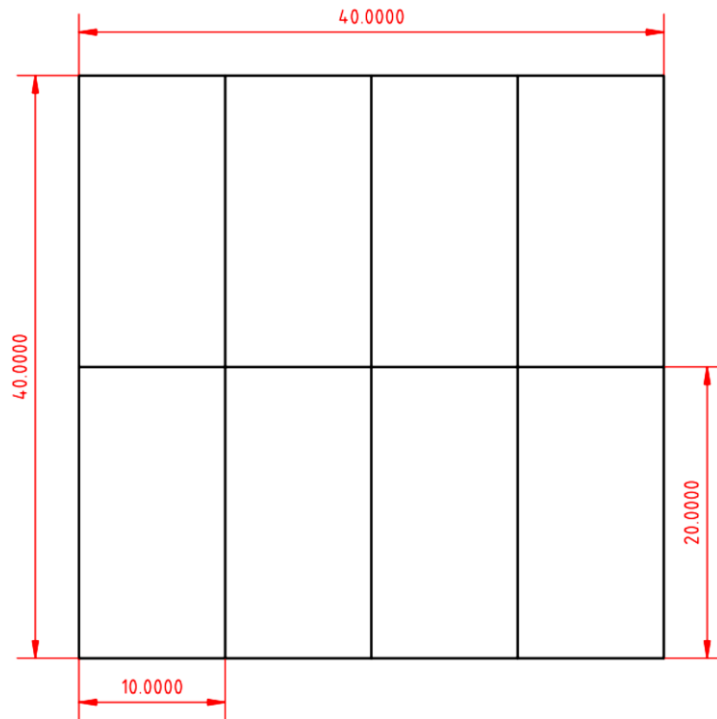
Tabla XIX. Resultados de diseño para la malla

No.	Descripción	Unidad
1	Longitud en X ( $L_x$ )	40 m
2	Longitud en Y ( $L_y$ )	40 m
3	Perímetro ( $P=2L_x+2L_y$ )	160 m
4	Área ( $A=L_x.L_y$ )	1,600 m <sup>2</sup>
5	Espaciamiento en X ( $D_x$ )	10 m
6	Espaciamiento en Y ( $D_y$ )	20 m
7	Longitud total ( $L_T$ )	320 m
8	Profundidad de malla ( $h$ )	0.5 m
9	Resistencia de malla ( $R_g$ )	4.6 $\Omega$

Fuente: elaboración propia.



Figura 57. **Diseño final para malla de puesta a tierra**



$$\begin{aligned} Lx &= 40 \text{ m} & Dx &= 10 \text{ m} \\ Ly &= 40 \text{ m} & Dy &= 20 \text{ m} \end{aligned}$$

Fuente: elaboración propia, LibreCAD.

#### 4.9.7. Tratamiento del suelo

Con frecuencia, es imposible obtener la reducción deseada de resistencia de tierra agregando más conductores o más varillas de tierra a la malla. Una solución alternativa es incrementar de manera efectiva el diámetro de los electrodos, modificando el suelo alrededor del electrodo. Los métodos más conocidos son los siguientes:

- El uso de bentonita, una arcilla natural que contiene montmorillonita, que se formó por acción volcánica hace mucho tiempo, y es un elemento no corrosivo, estable y tiene una resistividad de 2.5  $\Omega$ -m al 300 % de humedad. Es de naturaleza higroscópica.
- El uso de sales como cloruro de sodio, magnesio y sulfatos de cobre, o cloruro de calcio, para incrementar la conductividad del suelo alrededor del electrodo. Pero estas sales emigran a otras áreas.
- El uso de electrodos de tipo químico que constan de un tubo de cobre relleno de una sal. Los agujeros en el tubo permiten la entrada de humedad, disolver las sales y permitir que la solución de sal se filtre en la tierra.
- Materiales artificiales de tierra, de baja resistividad colocados alrededor de las varillas y de los conductores en la zanja. En Colombia se conocen como Hidrosolta y Fabigel.
- Electrodos revestidos de concreto, donde el concreto por ser un material higroscópico y que atrae la humedad, al ser enterrado en el suelo se comporta como un semiconductor mediano con resistividades de 30 a 90  $\Omega$ -m, pero facilita la corrosión.

Para este desarrollo no se empleará ningún material para tratar el suelo, ya que se ha definido como suelo de baja resistencia.

#### **4.9.8. Conductor de puesta a tierra de equipo**

El conductor de puesta a tierra del equipo, EGC, se estimará de acuerdo con NEC- [250.122], según la capacidad nominal del dispositivo de sobre corriente del circuito. En concordancia con lo establecido se elegirá un conductor calibre 6 AWG.

## 4.10. Protección contra rayos

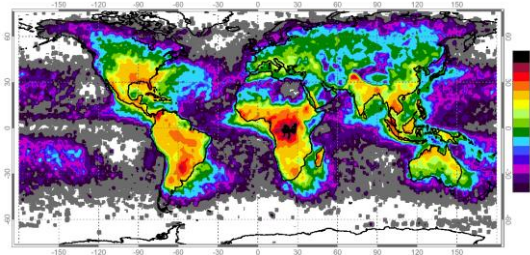
En esta sección se diseñará la protección contra descargas atmosféricas de acuerdo con la gestión de riesgos establecida.

### 4.10.1. Gestión de riesgos

Las opciones de diseño consideradas en los esfuerzos de protección contra rayos deben estar sujetas a una evaluación de riesgos adecuada. Pudiéndose realizar de acuerdo con IEC-62305-2. El riesgo local se determina multiplicando la frecuencia de descargas atmosféricas por la probabilidad de daño y un factor que considera la probable extensión del daño.

La NASA ha medido la frecuencia global anual de los rayos durante el período de 1995 a 2003 figura 58. Los valores locales obtenidos por la NASA se pueden utilizar para determinar el número anual de rayos por km<sup>2</sup> incluso para países que no tienen su propia información sobre el número de rayos. Para evaluaciones de riesgo según IEC/EN 62305-2, se recomienda duplicar estos valores.

Figura 58. Frecuencia de descargas atmosféricas, flashes/km<sup>2</sup>/year



Fuente: National Space Science and Technology Center's (NSSTC's) lightning team at NASA's Marshall Space Flight Center.

El nivel de riesgo requerido de la estructura se determina en función del riesgo de caída de un rayo y de los daños que se pueden esperar. esto corresponde a la clase de protección contra rayos requerida. En Alemania, la norma DIN EN 62305-2 incluye tres suplementos nacionales que contienen información adicional sobre la gestión de riesgos, por ejemplo, el suplemento 2, cálculo para estimar el riesgo de daños en estructuras, que ofrece ayuda con el proceso a menudo complicado de evaluar el riesgo de daños.

Alternativamente, la clase de protección contra rayos se puede determinar sobre la base de datos estadísticos, por ejemplo, estadísticas de reclamaciones de las compañías de seguros de propiedad. La eficiencia en la clase de protección contra rayos siendo la clase I es la más alta con un 98 % y la clase IV la más baja con un 79 %.

El costo y el tiempo involucrados en la construcción de un sistema de protección contra rayos, por ejemplo, ángulo de protección necesario y espaciamientos de rejillas y pararrayos; es más complicado para los sistemas de protección contra rayos de clase I que para los sistemas de protección contra rayos de clase IV.

Tabla XX. **Nivel de protección vs. clase del sistema de protección**

<b>Risk level (LPL = lightning protection level)</b>	<b>Lightning protection class (LPS = class of lightning protection system)</b>
I	I
II	II
III	III
IV	IV

Fuente: *TBS Lightning protection guide 2018.*

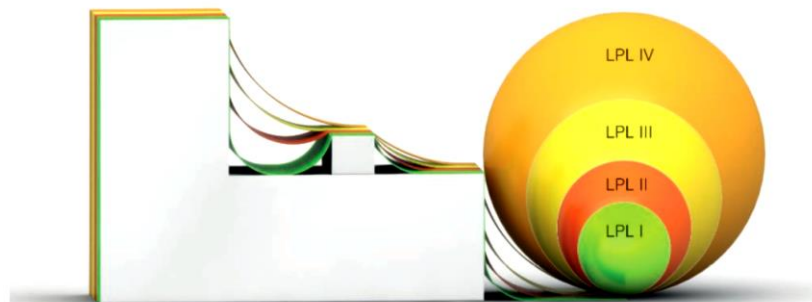
En esta aplicación se elegirá una protección contra rayos nivel III, según recomienda la *Verband Deutscher Blitzschutzfirmen e.V.*, Guía n.º 1, Principios legales y estandarizados de protección contra rayos en estructuras, 2018. en concordancia con DIN EN 62305-3.

#### 4.10.2. Terminales aéreas

Para el diseño del sistema de captación aéreo se empleará el método de esfera rodante, el cual dicta que el posicionamiento del sistema de captación debe garantizar que ningún punto de la infraestructura de soporte esté en contacto con una esfera de radio R.

Figura 59. **Modelo electrogeométrico, egm**

Risk level (LPL = lightning protection level)	Radius of rolling sphere	Smallest peak current value in kA	Max. peak current value in kA
I	20 m	3	200
II	30 m	5	150
III	45 m	10	150
IV	60 m	16	100



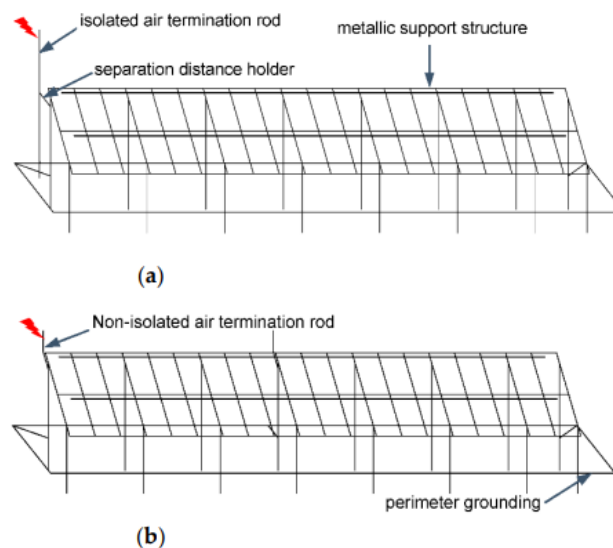
Fuente: TBS Lightning protection guide 2018.

El radio de la esfera rodante depende de la clase de protección contra rayos de la estructura a proteger. El radio de la esfera rodante, junto con los valores pico de corriente mínimos relativos a la clase de protección contra rayos adecuada,

forman el modelo electrogeométrico, que es el único modelo básico reconocido físicamente para la creación del concepto de protección contra rayos según IEC/EN 62305- 1.

En esta medida, el LPS externo puede diseñarse para estar aislado o no aislado de la aplicación fotovoltaica. El LPS aislado se utiliza comúnmente en casos de daños de alto riesgo por la corriente del rayo (si esta pasa por las instalaciones metálicas que están directamente conectadas al LPS). En esta aplicación se utilizará un LPS aislado.

Figura 60. **Modelo 3D a. LPS aislado y b. LPS no aislado**



Fuente: MDPI journal. Appl. Sci. 2021, 11, 337.

Un LPS aislado consiste en un mástil independiente, conectado a la varilla de terminación de aire y al conductor de bajada, que se encuentra alejado del marco de soporte metálico PV a una distancia  $d$ , consulte la figura 61. LPS aislado en aplicaciones fotovoltaicas. 1. Soporte aislante. 2. Base de bloque de



La distancia  $l$  se extiende desde el nivel superior de la infraestructura de soporte fotovoltaico hasta la conexión equipotencial más cercana o punto del sistema de terminación de tierra, es decir, a nivel del suelo. Con lo cual se especifica una separación mínima de 0,16 m.

Determinación de la separación de impacto:

$$L_m = 2\sqrt{2h_1r_{sc} - h_1^2}$$

Donde:

$L_m$  Separación de impacto

$h_1$  altura de pararrayos

$r_{sc}$  radio de la esfera

La separación de impacto es aquella en la que falla el blindaje; por lo que la distancia de separación debe ser  $L_d < L_m$ . En este caso la separación de impacto será de 18,8 m.

Cálculo de la separación de diseño preliminar:

$$L_d = \frac{L_m}{1 + f_s}$$

Donde:

$L_d$  separación de diseño preliminar

$f_s$  factor de seguridad  $0 < f_s < 1$



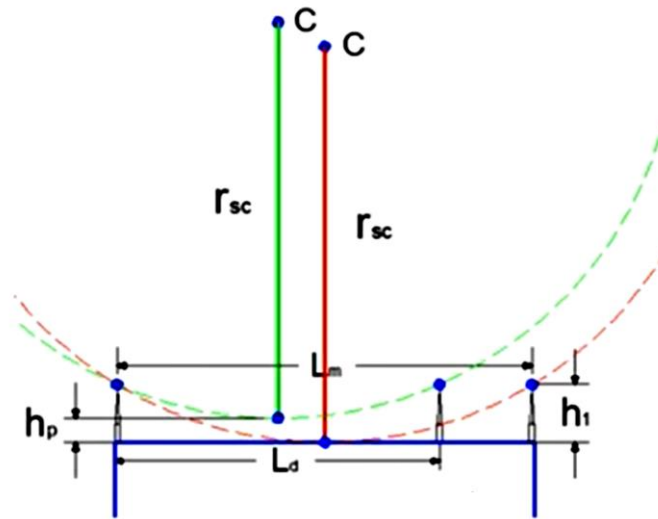
La separación de diseño preliminar  $L_d$  será de 15 m, garantizando así que la esfera no tocará la estructura en ningún punto.

Determinación de la altura de protección  $h_p$ :

$$h_p = h_1 + \sqrt{(r_{sc}^2 - (L_d/2)^2)} - r_{sc}$$

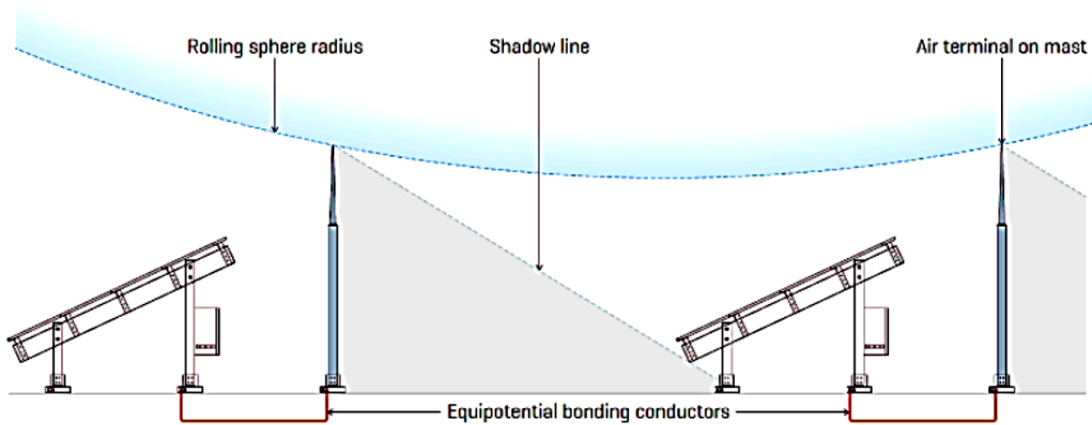
La altura de protección medida desde la línea imaginaria que una la parte superior de la estructura será de 0,36 m, considerando  $L_d$ .

Figura 62. **Modelo geométrico pararrayos a la misma altura**



Fuente: *Rolling Sphere Method Calculation for Lightning Protection*, Mora 2017.

Figura 63. Efecto sombra de los pararrayos



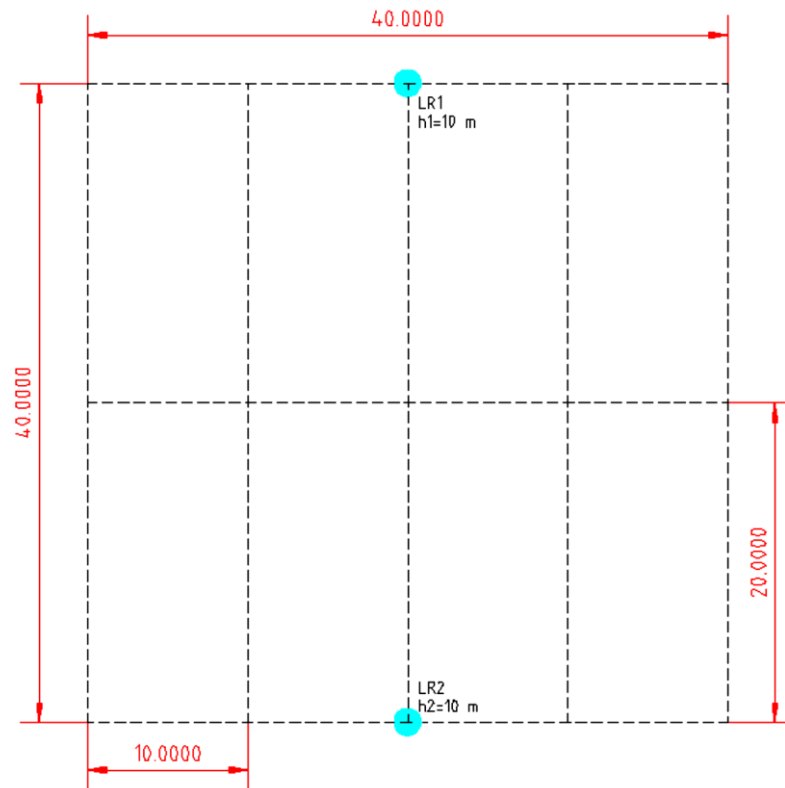
Fuente: *Lightning protection international PTY LTD. ©2018 LPI.*

Tabla XXI. Resultados de diseño del LPS

No.	Descripción	Unidad
1	Distancia entre dos terminales aéreas <i>Rod</i> ( $d$ )	40 m
2	Radio de la esfera rodante ( $r$ )	45 m
3	Altura de las terminales aéreas <i>Rod</i> ( $h$ )	10 m
4	Separación ( $s$ )	10 m
5	Altura de protección ( $h_p$ )	4.3 m
No. de terminales aéreas <i>Rod/Subarray</i>		2 Nos
No. total de terminales aéreas <i>Rod/Array</i>		2 Nos

Fuente: elaboración propia.

Figura 64. **Ubicación de las terminales aéreas**



LR1 Pararrayos norte  
LR2 Pararrayos sur

Fuente: elaboración propia, LibreCAD.

Considerando la geometría del array se debe ajustar el diseño preliminar del LPS, para proporcionar una protección uniforme; los resultados del diseño final se presentan en la tabla XXI.

Figura 65. **Pararrayos directo OPR, varilla simple**



To provide efficient protection for a Solar system, the solar plant must be protected against direct lightning strikes and have a proper grounding system in addition to protection against overvoltage on both side of the inverter. ABB offers:

- OPR, ESE lightning rod protect against direct lightning,
- Simple rod lightning protection against direct lightning,
- Earthing and interconnection system to safely dissipate the lightning current.

Main technical specifications		OPR
Lightning current withstand (10/350 $\mu$ s)	kA	100
Gain in Sparkover Time	us	30 / 60
EMC Interferences measurements / Interferences immunity		EN 50 081.1 / EN 50 082.2 / NFC17102

Fuente: ABB.

### 4.10.3. Conductores de bajada

El conductor de bajada es la conexión conductora de electricidad entre el sistema de terminación aérea y la terminación del sistema de puesta a tierra. La función de un conductor de bajada es conducir la corriente de rayo interceptada al sistema de puesta a tierra sin dañar la estructura, p. debido a aumentos intolerables de temperatura.

Cuanto mayor sea el número de conductores de bajada, mejor se repartirá la corriente del rayo entre ellos. Esto se ve reforzado por la conexión equipotencial a las partes conductoras de la estructura.

La figura 66 muestra el aumento máximo de temperatura  $\Delta T$  en K de los distintos conductores para cada clase de LPS. Estos valores significan que

generalmente se permite instalar conductores de bajada debajo del aislamiento térmico porque estos aumentos de temperatura no presentan un riesgo de incendio para los materiales de aislamiento.

Esto también asegura el retardo del fuego. Al instalar el conductor de bajada dentro o debajo de un aislamiento térmico, el aumento de temperatura, en la superficie, se reduce si se utiliza una cubierta adicional de PVC o un cable de aluminio con cubierta de PVC.

Si la superficie de la estructura está hecha de material altamente combustible y el aumento de temperatura de los conductores de bajada presenta un peligro, los conductores de bajada deben montarse de tal manera que la distancia entre los conductores de bajada y la pared sea mayor a 0,1 m. Los elementos de fijación pueden tocar la superficie.

El instalador de la estructura debe especificar si la pared en la que se instalará una bajante es de material combustible. En Alemania, los términos resistentes al fuego, normalmente inflamable y altamente combustible se definen exactamente en el Anexo E.101 del Suplemento 1 de la norma DIN EN 62305-3, VDE 0185-305-3.

Ya que la estructura de bajada no se define como inflamable, Se instalará un conductor de cobre 4 AWG con un  $\Delta T = 56$  K.

Figura 66. **Aumento máximo  $\Delta T$  en K**

q [mm <sup>2</sup> ]	Ø [mm]	Class of LPS											
		Aluminium			Iron			Copper			Stainless steel (V4A)		
		III + IV	II	I	III + IV	II	I	III + IV	II	I	III + IV	II	I
16		146	454	*	1120	*	*	56	143	309	*	*	*
50	8 mm	12	28	52	37	96	211	5	12	22	190	460	940
78	10 mm	4	9	17	15	34	66	3	5	9	78	174	310

\* melting / vaporisation

Fuente: *DEHN+SÖHNE - Lightning Protection Guide, 3rd edition, 2014.*

#### 4.10.4. Red de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra tiene una importancia vital para la dispersión de la corriente del rayo de forma segura y eficaz en el suelo. se recomienda una resistencia de puesta a tierra inferior a 10 Ω.

Para evitar la corrosión galvánica, el material del electrodo de tierra y las abrazaderas de conexión deben elegirse con cuidado, teniendo en cuenta el marco fotovoltaico y materiales de la estructura de soporte. Las especificaciones del sistema de puesta a tierra se detallan en la sección 4.9.

#### 4.10.5. Protección interna

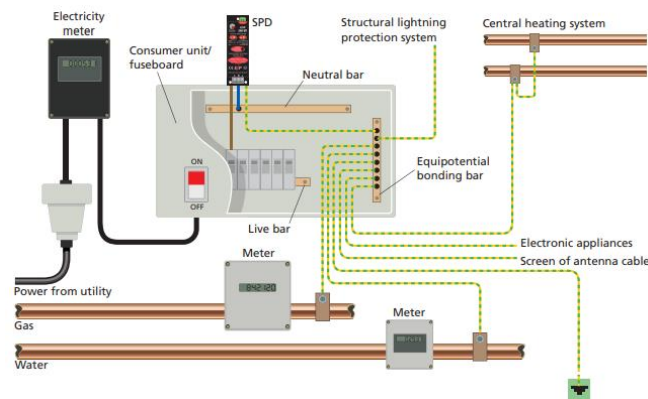
El papel fundamental del LPS interno es asegurar que se eviten chispas peligrosas dentro de la estructura a proteger. Llevar a cabo las medidas adecuadas de conexión equipotencial o garantizar que haya una distancia de aislamiento eléctrico suficiente entre las partes metálicas puede evitar chispas peligrosas entre las diferentes partes metálicas.

La conexión equipotencial es simplemente la interconexión eléctrica de todas las instalaciones/partes metálicas apropiadas, de tal forma que en el caso de que circulen corrientes de rayo, ninguna parte metálica se encuentra a diferentes potenciales entre sí. Si las partes metálicas tienen esencialmente el mismo potencial, entonces se anula el riesgo de chispas o descargas repentinas.

Esta interconexión eléctrica se puede realizar por unión natural/fortuita o bien utilizando conductos de unión específicos dimensionados según las tablas 8 y 9 de la BS EN/IEC 62305-3.

La unión también se puede lograr mediante el uso de dispositivos de protección contra sobretensiones, SPD, donde la conexión directa con conductores de unión no es adecuada.

Figura 67. **Ejemplo de conexión equipotencial principal**



Fuente: *Furse, Guide to BS EN/IEC 62305.*

Para este desarrollo se utilizará una barra equipotencial y un SPD, ubicados en R-1 DC/AC room Figura 46.

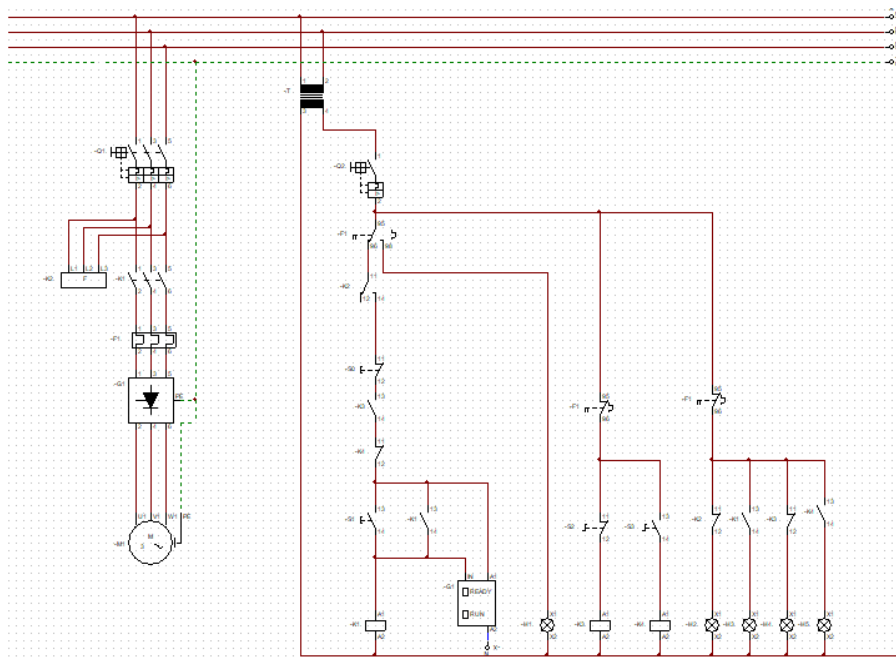
## 4.11. Sistema de control

Se describirá el sistema de control para la bomba sumergible, y los módulos medición y visualización de fallas.

### 4.11.1. Mando y accionamiento

El sistema está conformado por una bomba trifásica sumergible de 10 hp, instalada en un pozo profundo, para alimentar un tanque de almacenamiento elevado. El accionamiento se realiza por medio de un arrancador suave a través de un pulsador normalmente abierto, mientras que el paro será a través de un pulsador normalmente cerrado.

Figura 68. Circuito de mando y potencia



Fuente: elaboración propia, realizado con CADe\_SIMU.

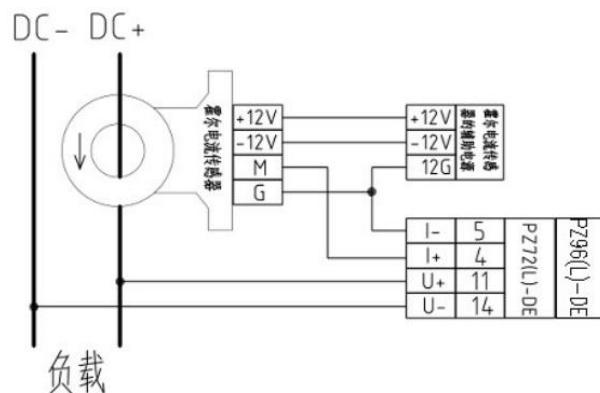


El mando cuenta con un relé de monitoreo de línea, y dos relés de control de nivel acoplados a dos sensores de electrodos conductivos instalados en el pozo y en el tanque de almacenamiento. Para la visualización de operación y fallas, el sistema cuenta con 5 luces piloto indicadores de macha, sobrecarga, falla de fase, nivel bajo en el poso e indicador de tanque lleno.

#### 4.11.2. Unidad de monitoreo y medición

Para monitorear el sistema del lado DC y AC se instalarán medidores de energía en el cuarto DC/AC y en el cuarto de bomba, estos dispositivos permitirán medir el voltaje y corriente en cada sección. Para la medición DC se usará un medidor de panel digital DC, Serie PZ.

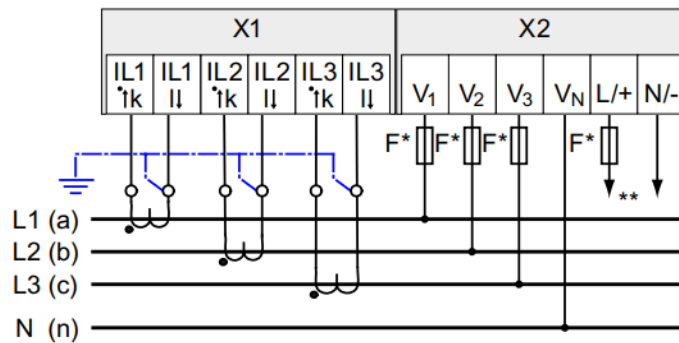
Figura 69. **Cableado con sensor de corriente Hall para medidor DC**



Fuente: *PZ Series Intelligent DC Energy Meter, SHANGHAI ACREL CO.,Ltd.*

Mientras que del lado AC se empleará un medidor de energía Siemens Sentron PAC3200. Además de medir la tensión y la corriente, este medidor puede dar lecturas de la energía consumida por la carga, figura 70, Tipo de conexión 3P4W, sin transformador de tensión, con tres transformadores de corriente para el medidor de energía Siemens Sentron PAC3200.

Figura 70. **Medidor de energía Siemens Sentron PAC3200**



Fuente: SIEMENS.

Se recomienda verificar el manual de cada dispositivo medidor y realizar los procedimientos adecuados recomendados por el fabricante.

#### 4.12. Subsistema autónomo de servicios auxiliares

En esta sección se diseñará el subsistema autónomo para servicios auxiliares, considerando las cargas diseño y el tiempo de autonomía.

##### 4.12.1. Consideraciones de diseño

Los servicios auxiliares están conformados por un sistema de iluminación y tomacorrientes, para los cuartos de servicio y control. Se instalarán lámparas de poste, al oeste, para iluminación nocturna en el exterior, en tanto las cargas en los tomacorrientes serán variadas, considerando las operaciones de mantenimiento y reparaciones menores, además de los servicios requeridos por el personal operativo.

El diseño del banco de baterías se hará según IEEE Std. 1 013. Práctica recomendada por IEEE para dimensionar baterías de plomo-ácido en sistemas fotovoltaicos autónomos para aplicaciones estacionarias con mayor duración y una menor tasa de descarga. Ya que el inversor primario no posee un regulador de carga para baterías, se empleará un inversor híbrido Fronius Symo Hybrid 3.0-3-S, que posee la modalidad que permitir emplear baterías de diversos fabricantes mediante una Fronius Checkbox 500 V.

#### 4.12.2. Consumo energético

Se describirán las cargas que se alimentarán del subsistema autónomo, considerando el tiempo de operación promedio de cada dispositivo, tabla XXII.

Tabla XXII. Datos de carga

No.	Dispositivo de carga	Potencia [W]	Tiempo [h]	Energía [Wh]	Cantidad	Consumo total [Wh]
1	Amoladora	200	0.25	50	1	50
2	Cargador de celular	5	1	5	1	5
3	Lámparas exteriores	100	12	1200	4	4800
4	Lámparas interiores	11	6	66	6	396
5	Notebook	22	6	132	1	132
6	Taladro	150	0.25	37.5	1	37.5
<b>Consumo total de energía [Wh/día]</b>						<b>5420.5</b>

Fuente: elaboración propia.

#### 4.12.3. Banco de baterías

La fracción energética entregada por las baterías a la carga está dada por:

$$E_B = E_{L,ac} \prod_{k1=i}^n f_{k1} + E_{L,dc} \prod_{k2=i}^n f_{k2}$$

Donde:

$E_B$  Energía entregada por la batería [*Wh*]

$E_{L,ac}$  Consumo energético cargas AC [*Wh*]

$f_{k1}$  Factores de corrección AC

$E_{L,dc}$  Consumo energético cargas DC [*Wh*]

$f_{k2}$  Factores de corrección DC

Considerando un factor de descarga profunda del 50 %, se requerirá un banco de baterías de 108,5 Ah, al trabajar con un voltaje de 240 V.

Como solución de almacenamiento se emplearán baterías de plomo-ácido Trojan de 12 V 166 Ah de 1 200 ciclos a 50 % DOD. en una conexión en serie de 20 baterías para un sistema de 240 V y 166 Ah.

Los cables de las baterías deben ser del tamaño indicado por el fabricante para que puedan soportar la carga esperada. Consulte la Tabla XXIII para ver la cantidad máxima de amperios e indicación de calibre del conductor.

Los valores de la tabla corresponden a longitudes de cables inferiores a 6 pies, 1 829 mm. En los conjuntos de baterías en serie/paralelo, es preferible que todos los cables de la conexión en serie tengan la misma longitud y que los cables de la conexión en paralelo también tengan la misma longitud.

Tabla XXIII. **Calibre del conductor de batería**

Tamaño del cable (AWG)	Ampacidad (amperios)
14	25
12	30
10	40
8	55
6	75
4	95
2	130
1	150
1/0	170
2/0	265
4/0	360

Fuente: Trojan Battery Company.

Se estima una corriente de carga de 16 A, para dejar un margen apropiado se seleccionará un conductor 12 AWG.

Las baterías de plomo-ácido de electrolito líquido de ciclo profundo emiten pequeñas cantidades de gas durante su uso, especialmente durante el proceso de carga. Las baterías de gel y de malla de fibra de vidrio absorbente, AGM de ciclo profundo en general no emanan gas, pero pueden hacerlo si se genera demasiada presión durante la carga. Es esencial cargar las baterías en un área bien ventilada.

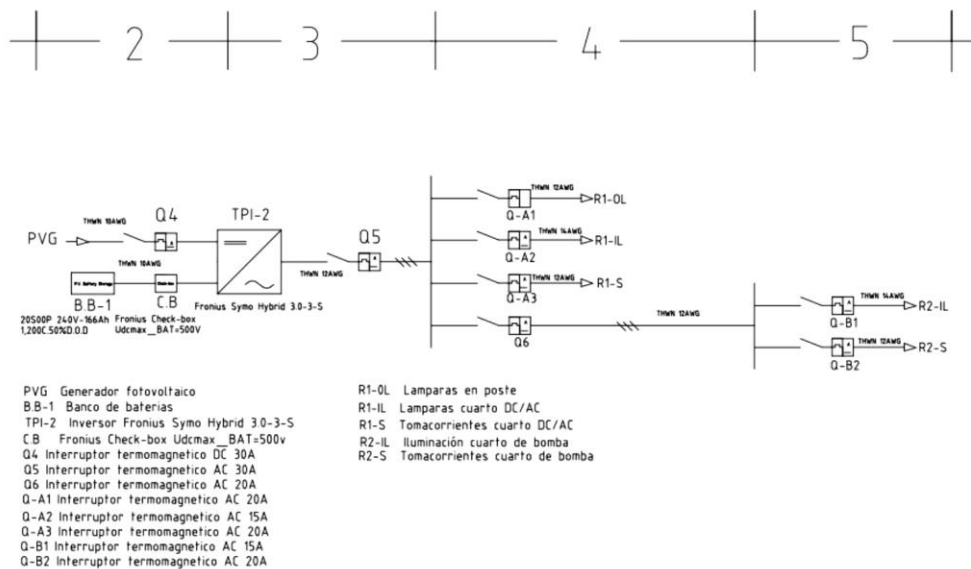
El montaje se realizará en una estructura que garantice la posición vertical requerida del banco de baterías en todo momento.

#### **4.12.4. Especificación del subsistema**

El subsistema autónomo para servicios auxiliares queda especificado según el diagrama unifilar de la figura 71 en donde se pueden distinguir 4 secciones,

quedando descritos los dispositivos de protección y conductores empleados en cada circuito.

Figura 71. Diagrama unifilar del subsistema autónomo



Fuente: elaboración propia, realizado con LibreCAD.

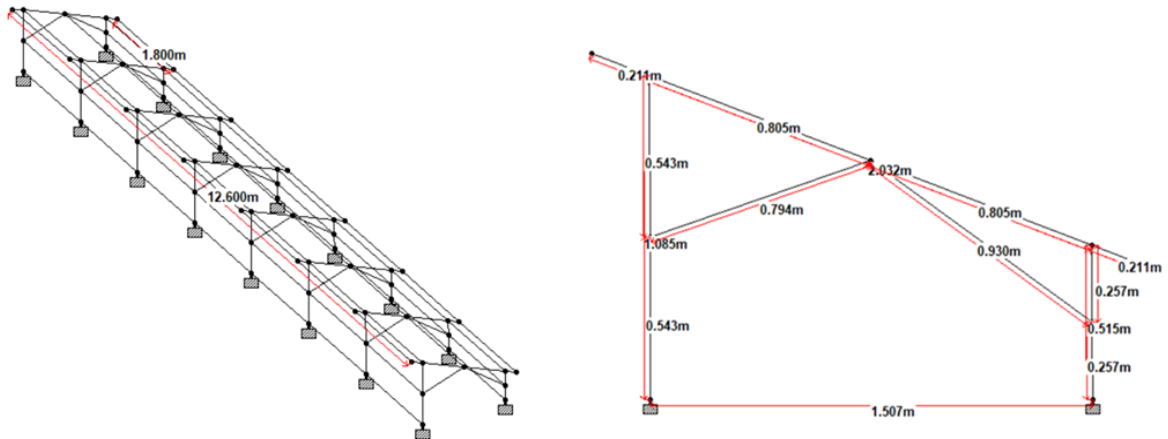
### 4.13. Análisis estructural

En esta sección se diseñará la estructura de montaje para los módulos solares, considerando el ángulo de inclinación, y los casos de cargas.

#### 4.13.1. Diseño de la estructura de montaje

Cada estructura de montaje debe albergar una matriz de 2x9, dos estructuras 2x18, teniendo en cuenta que la disposición de cada módulo será en orientación landscape, además se debe considerar una inclinación fija de 15°.

Figura 72. **Modelo estructural del sistema de montaje**



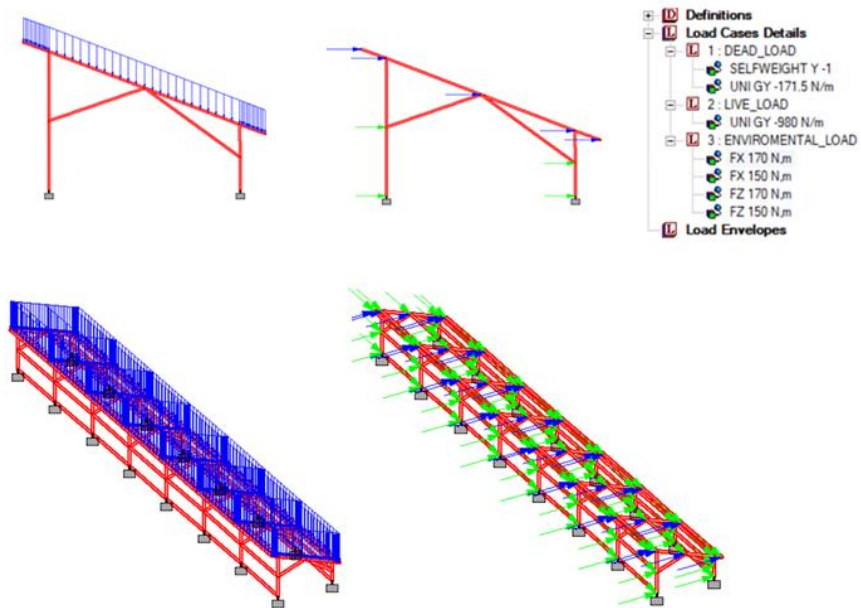
Fuente: elaboración propia, realizado con STAAD.proV8i.

Para el diseño del sistema de montaje de los módulos solares se considerarán tres cargas estructurales:

- Carga muerta: se incluye el peso de la estructura y de los módulos solares.
- Carga viva: producida por los técnicos y equipo, durante el mantenimiento.
- Carga ambiental: causada por el viento.

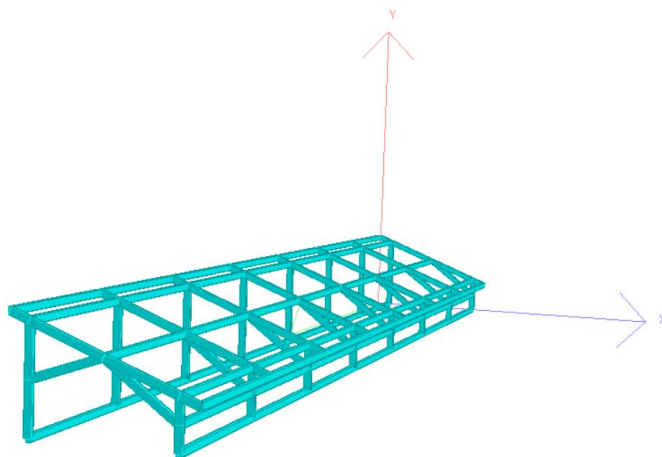
Para este modelo la carga por peso propio se estableció según las propiedades del tubo rectangular de acero HSST3x2x0.125; en tanto la carga de los módulos solares y las cargas por mantenimiento se definieron uniformes a lo largo de las vigas de soporte; mientras que las cargas por viento se consideraron puntuales en los nodos de la estructura.

Figura 73. Detalle de los casos de carga



Fuente: generado en STAAD.proV8i.

Figura 74. Representación tridimensional de la estructura

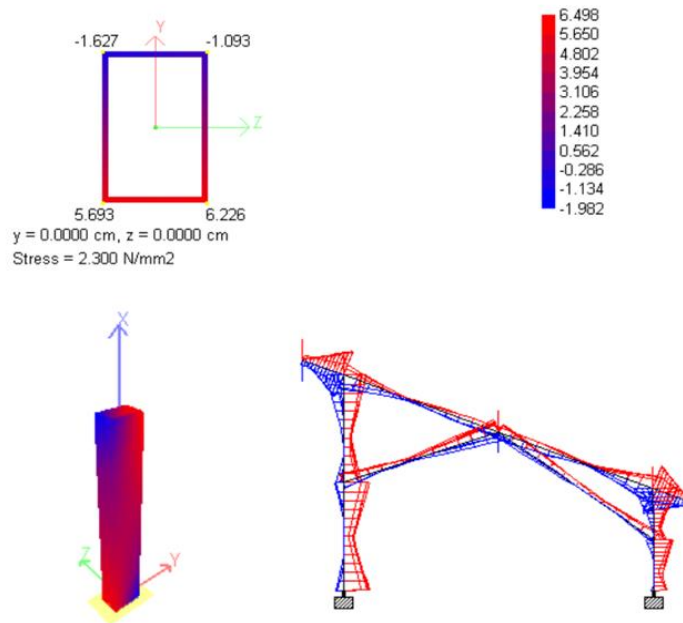


Fuente: elaboración propia, realizado con STAAD.proV8i.



Al realizar la simulación del modelo en STAAD.proV8i, se observa que los perfiles ortogonales al suelo sufren mayor estrés con un máximo de 2,30 N/mm<sup>2</sup> en el punto de unión con los soportes.

Figura 75. **Estrés del perfil de soporte, beam 22**



Fuente: generado en STAAD.proV8i.

#### 4.13.2. **Compresión y pandeo teóricos**

Se calculará el estrés por compresión teórico en uno de los miembros de la estructura de soporte en la que irán montados los módulos solares, figura 75.

$$\sigma = \frac{P}{A}$$

Donde:

$\sigma$  Estrés por compresión

$P$  Fuerza de compresión,  $1.8 \cdot 10^3$  N

$A$  Área de sección transversal de la tubería estructural,  $6.9 \cdot 10^{-4}$  m<sup>2</sup>

Obteniéndose un estrés por compresión de 2 609 kN/m<sup>2</sup>. Sabiendo que el esfuerzo admisible para el acero es de 250 000 kN/m<sup>2</sup>, con lo cual se establece que la tubería estructural se mantiene dentro de los límites de estrés por compresión.

Tabla XXIV. Tubería hss3x2x0.125

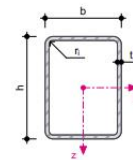


**Rect HSS**

Structural Tubing, Rectangular

**Rect HSS**

- AISC 14
- -



Section	Geometry							Sectional Area A [cm <sup>2</sup> ]	Bending			
	h [mm]	b [mm]	t [mm]	r <sub>o</sub> [mm]	r <sub>i</sub> [mm]	t <sub>des</sub> [mm]	d [mm]		I <sub>y</sub> [cm <sup>4</sup> ]	I <sub>z</sub> [cm <sup>4</sup> ]	I <sub>p</sub> [cm <sup>4</sup> ]	i <sub>y</sub> [mm]
Rect HSS 3x2x0.125	76.2	50.8	3.2	6.3	3.2	2.9	63.5	6.90	54.11	28.80	82.91	27.9

Section	Bending						Shear		Torsion		Warping	
	I <sub>z</sub> [mm]	I <sub>p</sub> [mm]	max S <sub>y</sub> [cm <sup>3</sup> ]	max S <sub>z</sub> [cm <sup>3</sup> ]	W <sub>y</sub> [cm <sup>3</sup> ]	W <sub>z</sub> [cm <sup>3</sup> ]	A <sub>y</sub> [cm <sup>2</sup> ]	A <sub>z</sub> [cm <sup>2</sup> ]	I <sub>t</sub> [cm <sup>4</sup> ]	W <sub>t</sub> [cm <sup>3</sup> ]	max ω [cm <sup>2</sup> ]	I <sub>ω</sub> [cm <sup>6</sup> ]
Rect HSS 3x2x0.125	20.4	34.6	4.57	3.46	14.21	11.34	2.06	3.84	61.19	19.90	1.89	8.68

Fuente: Dlubal Software GmbH.

El otro factor que puede producir una falla estructural es el pandeo, se determinara la fuerza máxima de la tubería rectangular mediante:

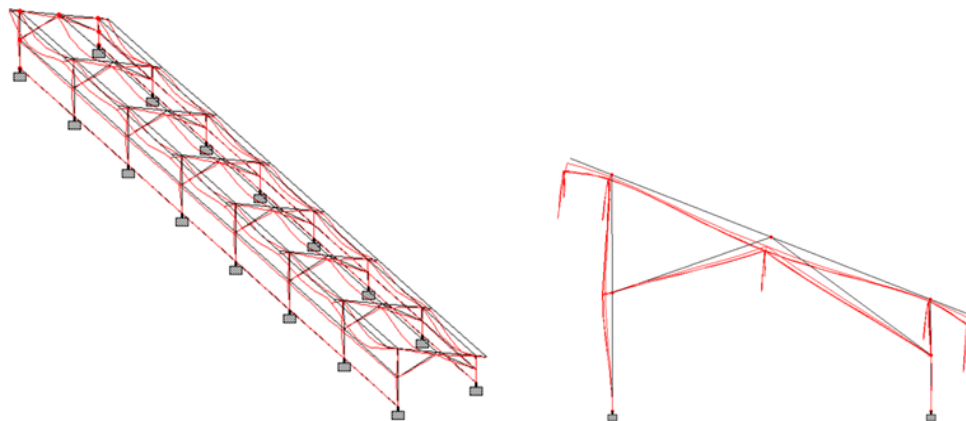
$$P_{cr} = \frac{\pi^2 EI}{L^2}$$

Donde:

- $P_{cr}$  Fuerza máxima o crítica, carga vertical en la columna
- $E$  Módulo de elasticidad,  $200 \cdot 10^6$  kN/m<sup>2</sup> para el acero
- $I$  Momento de inercia,  $I_y = 5.411 \cdot 10^{-7} \text{m}^4$ ,  $I_z = 2.880 \cdot 10^{-7} \text{m}^4$
- $L$  Longitud de columna, 1,085 m

Obteniéndose una fuerza critica de 907 kN y 483 kN para los ejes y, z respectivamente. Ya que  $P_{cr} > P$ , se concluye que la tubería estructural no sedera por pandeo.

Figura 76. **Desplazamiento relativo a escala aumentada**



Fuente: generado en STAAD.proV8i.

#### **4.14. Cimentación**

En esta sección se caracterizarán los suelos del terreno y se diseñarán los soportes de hormigón para las estructuras de montaje.

##### **4.14.1. Caracterización de suelos**

Los tres principales grupos de clasificación de suelos del *Unified Soil Classification System*, USCS son:

- Suelos de grano grueso, arena y grava
- Suelos de grano fino, limos y arcillas
- Suelos altamente orgánicos, referido como tuba

El suelo artificial o de relleno, que puede contener suelo en uno o más de los grupos anteriores, tiende, por lo tanto, a recibir su propia clasificación.

- Relleno diseñado
- Relleno no documentado
- Relleno hidráulico

Sin embargo, los principales tipos de suelo a tener en cuenta al considerar un sitio para soluciones de cimentación son:

- Arena, S: suelo de drenaje libre, arenoso al tacto, se seca rápidamente, menos estable en excavaciones.
- Limo, M: suave y jabonoso al tacto, puede comportarse como arcilla o arena, retiene la humedad; la estructura del suelo es a menudo débil.

- Arcilla, C: se siente grumoso y pegajoso cuando está muy húmedo, a menudo duro como una roca cuando está seco, drena mal; pocos espacios de aire.
- Turba y orgánicos O: alto contenido orgánico, generalmente de color oscuro; a menudo muy alto contenido de agua.
- Rellenos F: artificial, No exhibe propiedades de ingeniería consistentes o confiables, heterogéneo por naturaleza; el relleno a menudo puede tener problemas ambientales heredados (contaminación).
- Grava G: altamente variable en aspereza, grosor y configuración, estado más suelto o cuando se mezcla con arena suelta, a menudo se encuentra con rastros de arena y arcilla/limo; capacidad inferior para retener la humedad.

El tipo de suelo en la zona de actuación se caracteriza como tipo C, cuando es suave o firme, la arcilla puede exhibir grandes asentamientos bajo carga. Es posible que estos asentamientos ocurran lentamente debido a las malas características de drenaje de la arcilla. Las presiones de los poros dentro de los espacios de partículas de arcilla se mueven lentamente, lo que lleva a un asentamiento de consolidación a largo plazo. Regionalmente, diferentes arcillas exhiben propiedades diferentes y únicas.

Sin embargo, ya que la región del proyecto está conformada por Nitosoles y Cambiosoles, Capítulo 5, que poseen un buen drenado con un contenido de arcilla de más al 30 %.

#### **4.14.2. Especificación de soportes**

En lugar de usar un solo elemento de cimentación para soportar la estructura, se emplearán bloques de hormigón prefabricados o moldeados *in situ*,

esto permitirá el uso de equipos de construcción más pequeños que son más económicos de movilizar y operar. Las bases de los bloques deberán tener una conexión para unir el poste o columna especificada para soportar la estructura. La capacidad de levantamiento de una base de hormigón prefabricado o vaciado in situ depende enteramente de la masa del hormigón.

$$Q_{TOTAL} = Q_{MASS}$$
$$Q_{MASS (lbs)} = L * W * H * 150 \text{ lbs}/ft^3$$

Donde:

$L$  Largo [ft]

$W$  Ancho [ft]

$H$  Alto [ft]

Las bases de hormigón serán cubicas con una dimensión por lado de 1,5 ft proporcionando una capacidad de elevación de 506,25 lb. Para ofrecer una mejor estabilidad se enterrarán 1 ft bajo la superficie.

Figura 77. **Soporte con bloques de hormigón**



Fuente: *Foundations for elevated ground Mount solar panel photovoltaic (PV), systems Blocks-Northfield, Ma. Alan Lutenegeger, P.E, PhD., F.ASCE.*

## **5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL**

### **5.1. Legislación ambiental de Guatemala**

La evaluación de impacto ambiental, tiene un argumento legal definido en la Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto 68-86 del Congreso de la República, reformado por el Decreto del Congreso Número 1-93, estableciendo en su artículo 8º que:

Para todo proyecto, obra, industria o cualquier otra actividad que por sus características pueda producir deterioro a los recursos naturales renovables o no, al ambiente, o introducir modificaciones nocivas o notorias al paisaje y a los recursos naturales del patrimonio natural, será necesario previamente a su desarrollo un estudio de evaluación de impacto ambiental, realizado por técnicos de la materia y aprobado por la Comisión Nacional del Medio Ambiente. El funcionario que omitiere exigir el estudio, será responsable personalmente por incumplimiento de deberes, así como el particular que omitiere cumplir con dicho estudio de impacto ambiental será sancionado con multa de Q. 5 000,00 a Q.100 000,00. En caso de no cumplir con este requisito en el término de seis meses de haber sido multado, el negocio será clausurado en tanto no cumpla<sup>2</sup>.

Los sistemas y elementos ambientales son resguardados por el Título II, Capítulo Único de la Ley de Protección y Mejoramiento del Medio Ambiente, Decreto No. 68-86 en la cual parte de su texto dice: La presente ley tiene por objeto velar por el mejoramiento del equilibrio ecológico y la calidad del medio ambiente para mejorar la calidad de vida de los habitantes del país. El medio ambiente en términos legales está compuesto por los siguientes sistemas y elementos ambientales, según Título III Capítulos del I al VI<sup>3</sup>:

---

<sup>2</sup> Diario de Centroamérica, Tomo: ccxxx, No.27 Guatemala,1986.

<sup>3</sup> Diario de Centroamérica, Tomo: ccxxx, No.27 Guatemala,1986.

- Sistema atmosférico, aire
- Sistema hídrico, agua
- Sistema lítico, roca y minerales
- Sistema edáfico, suelos
- Sistema biótico, animales y plantas
- Elementos audiovisuales
- Recursos naturales y culturales

La participación y colaboración ciudadana en el proceso de decisión y la calidad de vida es considerada como el conjunto de necesidades físicas y espirituales humanas que tienen el poder disfrutar de la naturaleza de forma directa, por medio del entorno que los rodea y en forma indirecta a través del aprovechamiento razonable y ordenado de los bienes que la naturaleza les provee como minerales, aire, suelo, agua, energía, flora y fauna.

La evaluación de impacto ambiental debe cumplir con lo siguiente:

- Garantizar que todos los factores ambientales relacionados con el proyecto o acción hayan sido considerados.
- Determinar impactos ambientales adversos significativos de tal suerte que se propongan las medidas correctivas o de mitigación que eliminen estos impactos y los reduzcan a un nivel ambientalmente aceptable.
- Facilitar la elección de la mejor opción ambiental de la acción propuesta.
- Establecer un programa de control y seguimiento que permita medir las posibles desviaciones entre la situación real al poner en marcha el proyecto, de tal forma que se puedan incorporar nuevas medidas correctivas o de mitigación.
- Elaborar un programa de recuperación ambiental.



Para calificar o aprobar la evaluación de impacto ambiental únicamente es competente la Comisión Nacional del Medio Ambiente.

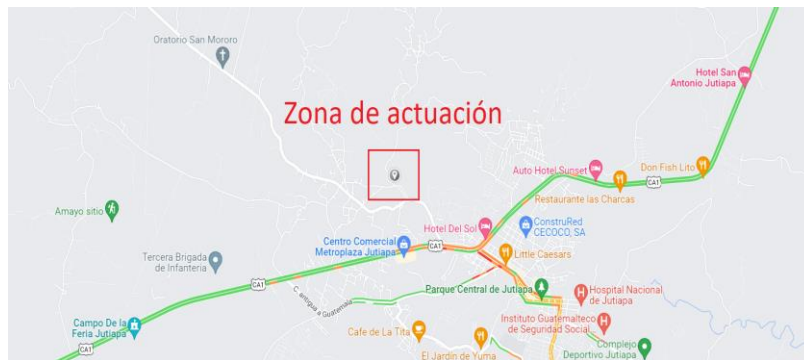
## 5.2. Descripción y fases del proyecto

En esta sección se describirán el proyecto y se establecerán las fases del proyecto y lo elementos involucrados.

### 5.2.1. Localización y aspectos generales

La zona de actuación se localiza en la aldea las Tunas del municipio de Jutiapa, a una latitud de 14.301466° N y una longitud de 89.912418° W.

Figura 78. Localización del proyecto



Fuente: Google maps.

El proyecto estará conformado por una estación solar fotovoltaica de 55 KW<sub>dc</sub>, para alimentar una bomba sumergible de 10 hp, instalada en un pozo de 60 m de profundidad, la cual deberá bombear agua desde el acuífero hasta una torre de agua a 15 metros de altura; con el fin de abastecer con agua potable a 150 personas.

El arreglo solar fotovoltaico estará constituido por 144 módulos solares que ocuparán un área de 240,5 m<sup>2</sup>, además se precisarán de dos casetas de control que en conjunto ocuparán un área de 8 m<sup>2</sup>.

### **5.2.2. Fase de construcción**

En esta fase se realizarán los siguientes procedimientos:

Ocupación del suelo y desbroce del área de trabajo, construcción temporal de bodega y cuartos de servicio, excavaciones superficiales, operaciones de transporte, carga y descarga de materiales, levantamiento topográfico, obras de cimentación, instalación de bomba sumergible y tubería de descarga, instalación eléctrica temporal, soldadura manual de metal por arco, SMAW, para estructura de montaje de los módulos solares y torre de agua, limpieza y pintura de las estructuras de metal, levantamiento de casetas de control, mantenimiento y limpieza de equipo.

En cuanto a los recursos empleados, estos se dividen dos categorías:

- Naturales: en esta categoría se encuentra el suelo donde se hará el montaje, el agua que se empleará en la cimentación, levantado, y para la limpieza del equipo y herramientas, así como para actividades sanitarias. Se estima que la cantidad de superficie a utilizar durante la construcción será de 541,32 m<sup>2</sup>; En cuanto al agua se tomará como base la mezcla recomendada por The Portland Cement Association, PCA, la cual tiene entre 10 a 15 % de cemento, 60 y 75 % de agregados y entre un 15 y 20 % de agua; con lo cual se establece que por cada metro cubico de concreto se requerirá 0,2 m<sup>3</sup> equivalente a 200 L. El abastecimiento de agua se hará a través del servicio público o por compra local.

- **Materiales:** se empleará acero para las estructuras de montaje de los módulos solares y para la torre de agua, cemento para cimentación y obra gris, block para el levantado de las casetas de control, cable de cobre para la conducción eléctrica y tubería PVC. Los residuos producidos en esta fase se caracterizan por ser de origen sintético, mineral y orgánico. En el grupo de los desechos sintéticos tenemos todos los residuos de embalaje de material y equipo, además de las partículas de pintura; en los desechos minerales se incluye el agua residual en los procesos de cimentación y obra gris y finalmente los desechos orgánicos producidos por el personal.

### **5.2.3. Fase de funcionamiento**

Para la fase de funcionamiento se ejecutarán las siguientes tareas:

Accionamiento de la bomba sumergible, en horario de mayor producción energética entre las 9:00 y 14:00. Operaciones de mantenimiento en general, limpieza de paneles solares, inspecciones estructurales, Ingreso de maquinaria para extracción de bomba sumergible en operaciones de mantenimiento, limpieza del pozo profundo y evacuación de sedimentos.

Los recursos requeridos en esta fase serán:

- **Naturales:** se incluye el agua requerida para la limpieza de los módulos solares, del pozo profundo y las casetas de servicio. Para estas actividades se empleará el agua almacenada en el reservorio del proyecto o del servicio público local según aplique; se estima que para la limpieza de cada módulo se empleará 3,8 litros de agua lo cual genera un total de 547,2 litros de agua en cada operación de limpieza.

- Materiales: herramienta y equipo según área de trabajo.

En esta etapa del proyecto se consideran los residuos minerales que incluyen el agua empleada para la limpieza de los módulos fotovoltaicos y casetas de control, además de los sedimentos extraídos del pozo; dentro de los residuos sintéticos se tendrán en cuenta cualquier embalaje o residuo o emisión por pintura, durante el mantenimiento.

#### **5.2.4. Fase de abandono**

Ya que la vida útil del proyecto se ha estimado en 25 años, basados en el supuesto de una eficiencia del 90,8 % ofrecida por el fabricante de los módulos solares, durante este periodo, con lo cual no se harán consideraciones en la fase de abandono.

### **5.3. Examen de alternativas**

El desarrollo del proyecto presenta una alternativa base descrito en la sección anterior, se considerarán 6 alternativas según los requerimientos legislativos que se pudiesen presentar:

- No actuación
- Actuación
- Cambiar trazado
- Variar ubicación de los elementos estructurales
- Modificar operación y funcionamiento
- Reducir espacio entre estructuras de montaje

Cada una de las alternativas subsiguientes a la alternativa 1, tienen efectos a considerar en la eficiencia del sistema.

## 5.4. Inventario Ambiental

Se describirá el entorno donde se desarrollará el proyecto, haciendo énfasis en los elementos bióticos y abióticos del medio.

### 5.4.1. Área de estudio

El área de estudio se delimitará por la ubicación del proyecto y los terrenos colindantes cubriendo un radio de aproximado de 300 metros.

Figura 79. Área de estudio



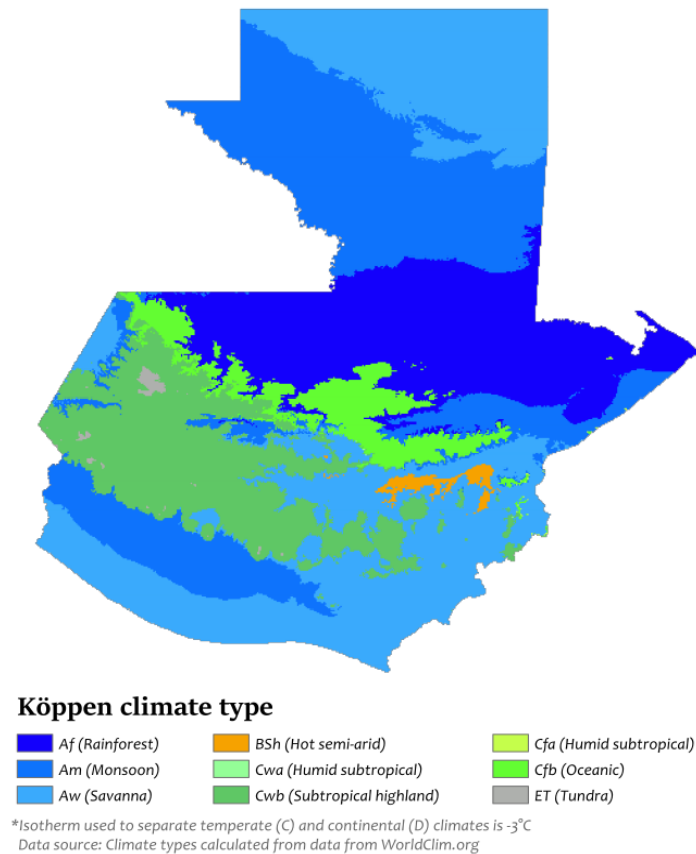
Fuente: Google hearth.

### 5.4.2. Factores ambientales

Los factores ecológicos se dividirán en dos grupos principales, factores abióticos y bióticos. Dentro de los factores abióticos tenemos:

- Clima: el clima del municipio de Jutiapa está clasificado como AW por Köppen y Geiger, Clima de sabana tropical. Con una temperatura media anual de 23 °C. Con una precipitación promedio anual de 1 200 mm.

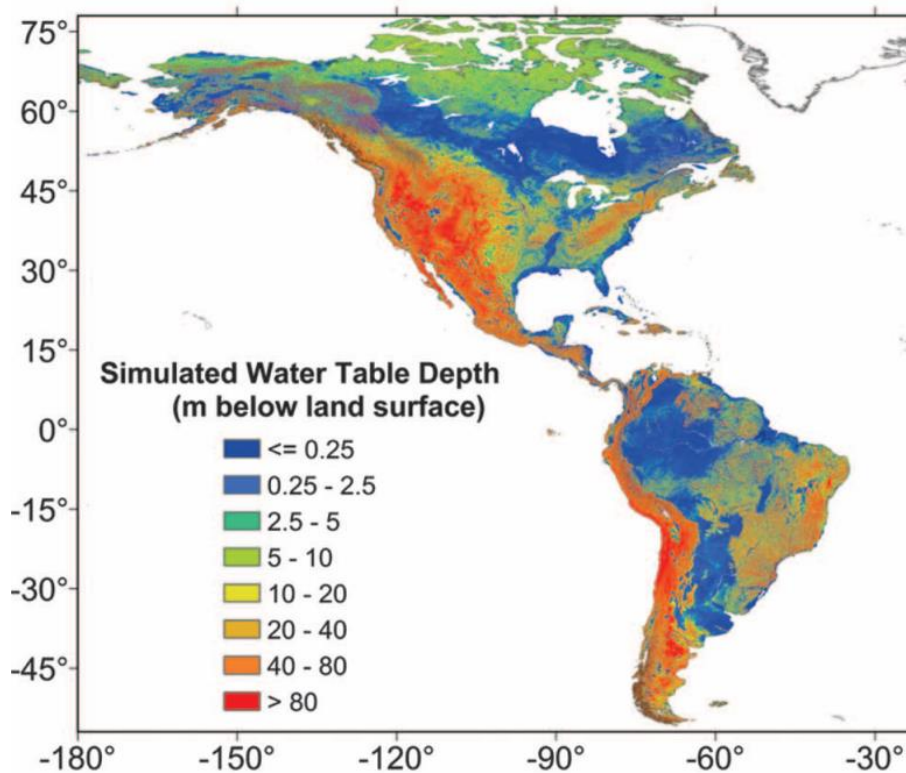
Figura 80. Tipos de clima en Guatemala según Köppen y Geiger



Fuente: Adam Peterson, data from WorldClim.org, 2016.

- Agua: la única corriente de agua natural colindante con el proyecto es el zanjón de las Flores, que se puede catalogar como un río transitorio, ya que únicamente presenta corriente durante invierno, mayo-octubre, cabe mencionar que a 200 m del proyecto se encuentra otro pozo profundo con fines comerciales. En cuanto a las fuentes subterráneas de agua un artículo publicado en la revista Science compila observaciones alrededor de todo el planeta respecto de la profundidad de la capa freática, las simulaciones revelan que en la región suroriental de Guatemala la profundidad del agua se encuentra entre 20 y 40 metros bajo el nivel del suelo.

Figura 81. **Profundidad simulada del nivel freático en metros**

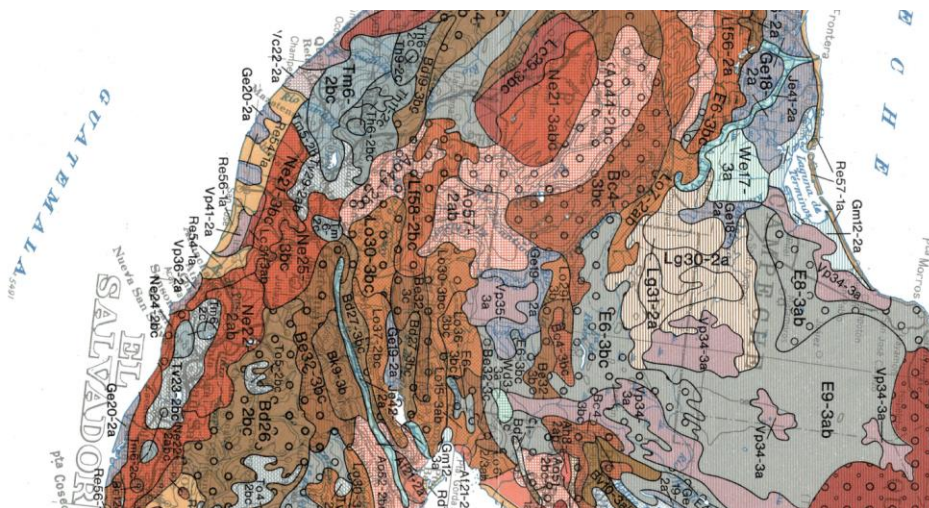


Fuente: *Global Patterns of Groundwater Table Depth. Science 339, 940 (2013).*



- Suelo: de acuerdo con el mapa mundial de suelos de la FAO/UNESCO, la región del proyecto está conformada por Nitrosoles éutricos, Ne, que es un tipo de suelo rojizo muy fértil, y por Cambisoles éutricos, Be y districos, Bd, que en general son un tipo de suelos negros ricos en humus, además de serlo en potasio, fósforo y microelementos. Es uno de los más fértiles para la agricultura.

Figura 82. **Mapa de suelos de Guatemala**



Fuente: FAO/UNESCO.

- Aire: según *The World Air Quality Project*, Guatemala presentó en el 2021 un índice de calidad del aire ICA, US-EPA 2016 standard, máximo de 128 y un mínimo de 13, considerando que la densidad vehicular es moderada y la industria no está desarrollada en el municipio de Jutiapa en comparación con la ciudad de Guatemala se arguye que el índice de calidad de aire está entre 0 y 50, por lo cual no se anticipan impactos a la salud en este rango.



Se consideran los siguientes factores bióticos:

- Flora: la población de árboles en la zona de acción es nula, sin embargo, a las orillas del zanjón de las Flores se encuentra una extensión de árboles que se ubica a las orillas del río estacionario hasta desembocar con el río de la virgen; el terreno cuenta con pasto para actividades ganaderas durante el invierno; contando con una amplia variedad de arbustos.
- Fauna: en la zona se pueden encontrar diversas especies de reptiles, aves y pequeños mamíferos, así como una diversidad de insectos. Las especies que se han visto mermadas debido a la caza desmesurada por su carne son, el conejo, el garrobo, el tacuazín, y la codorniz, mientras que otras especies han sido cazadas al considerarlas una amenaza por los pobladores, como el gavilán pollero, los pequeños roedores y las serpientes. A pesar de que los insectos son abundantes estos se ven amenazados por el uso de químicos utilizados en la época de siembra.

Figura 83. **Garrobo, Ctenosaura Similis**



Fuente: *The Research Network in Biodiversity and Evolutionary Biology-INBio.*

Figura 84. **Gavilán Pollero, Rupornis Magnirostris**



Fuente: *The birds of Tikal*, Frank B. Smithe, H. Wayne Trimm.

Figura 85. **Codorniz, Coturnix Coturnix**



Fuente: *The Cornell Lab of Ornithology Birds of the World*.

Figura 86. **Tacuazín, Didelphis Marsupialis**



Fuente: *Handbook of the mammals of the World-Volume 5*.

Figura 87. **Conejo de monte, *Sylvilagus Floridanus***



Fuente: *Nat Drawings, Marcos Oliveira 2008.*

Las poblaciones de depredadores afectan las dinámicas poblacionales de las presas y viceversa. Los tamaños poblacionales de ambos a menudo suben y bajan en ciclos relacionados.

## **5.5. Identificación y valoración de impactos ambientales**

En este apartado se realizará la identificación y valoración de impactos ambientales para determinar el nivel de daño ambiental que cada etapa presentará.

### **5.5.1. Identificación de impactos**

Para la metodología de identificación se hará un análisis de causalidad empleando la matriz de Leopold.

Tabla XXV. Matriz de Leopold de alternativa 1

MATRIZ CAUSA-EFECTO (IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS) ALTERNATIVA 1 (ATUACIÓN)		FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS																											
		MEDIO FÍSICO										MEDIO SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL																	
		Medio inerte					Medio biótico			Medio perceptual		Medio socioeconómico			Medio cultural														
		Atmósfera	Hidrología superficial	Hidrología subterránea	Geología y edafología	Vegetación	Fauna	Paisaje	Bosques	Economía	Social	Ordenación del territorio	Cultural																
ACCIONES IMPACTANTES	EJECUCIÓN	Calidad del aire	Ruidos y vibraciones	Calidad aguas sup.	Riego de inundación.	Recarga de acuífero	R. contaminación de acuífero	Suelo	Geomorfología	R. erosión y deslizamientos	Habitats	Especies Amenazadas	Aves y mamíferos	Anfibios y reptiles	Calidad paisajística	Incidencia visual	Zonas con riegos de incendios	Actividad económica	Empleo	Población	Infraestructuras y equipo	Espacios Naturales	Planeamiento	Usos del suelo	Estructura territorial	Patrimonio histórico-turístico	Vías pecuarias		
		Ocupación y desbroce del terreno																											
		Circulación de vehículos y maquinaria																											
		Acopio de materiales																											
		Instalaciones auxiliares de obra																											
		Movimiento de tierras y excavaciones																											
		Obras de cimentación																											
		Obras de montaje e instalación																											
	Mantenimiento y limpieza de equipo																												
	FUNCIONAMIENTO	Accionamiento de la bomba sumergible																											
		Limpieza de paneles solares																											
		Inspecciones y mantenimiento estructural																											
		Ingreso de maquinaria para extracción de bomba																											
		Limpieza del pozo profundo y evacuación de sedimentos																											

Fuente: elaboración propia, basada en metodologías de identificación y valoración de impactos ambientales, Inmaculada Romero Gil, UPV.

### 5.5.2. Descripción de impactos

A continuación, se describirán los impactos ambientales más importantes durante las fases del proyecto:

- Impacto sobre la hidrología superficial: la calidad de las aguas superficiales tendrá un alto riesgo contaminante, durante la fase de funcionamiento, debido a las operaciones de mantenimiento del pozo profundo, y la extracción de sedimentos del mismo, si no se realizan de manera apropiada.

- Impacto sobre la hidrología subterránea: existe un riesgo presente en contaminar el acuífero existente tanto en la fase de ejecución y funcionamiento, debido a que en ambos casos se pueden verter agentes contaminantes en operaciones de instalación y mantenimiento de equipo.
- Impacto sobre la vegetación: ya que el proyecto cubrirá alrededor de 541,32 m<sup>2</sup>, esto tendrá un impacto negativo sobre las plantas que normalmente se desarrollan en esa superficie, afectando su desarrollo, esto debido a la obstaculización de los rayos solares.
- Impacto sobre la fauna: el desarrollo del proyecto afectará el comportamiento natural de las especies nativas del sector, ya que los obligará a ubicarse en otros sectores colindantes, especialmente durante la fase de ejecución.
- Impacto a paisaje: una vez terminada la obra, serán visibles las estructuras de montaje de los módulos solares, el tanque de agua y las casetas de control.
- Impacto a vías pecuarias: la zona de actuación se caracteriza por la producción ganadera especialmente bovinos y caprinos, por lo tanto, tendrá un impacto negativo en este sector económico.

### 5.5.3. Valoración y caracterización de impactos

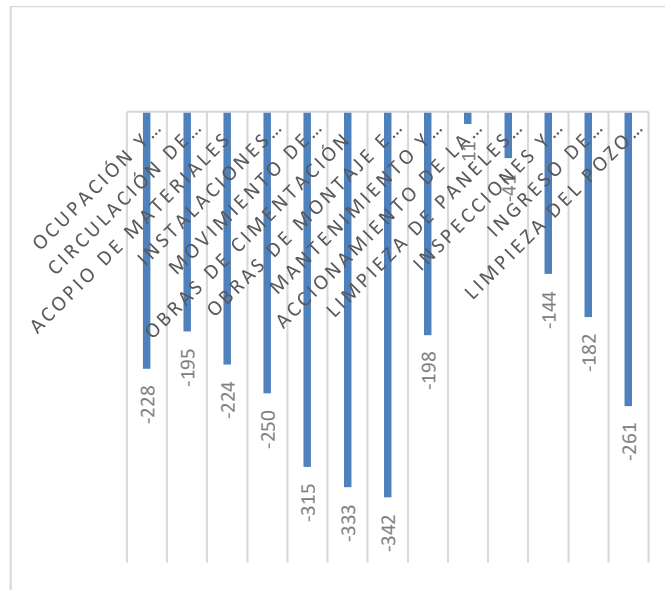
Se hará una valoración cualitativa basada en una escala de caracterización de los efectos, cuyo valor final vendrá indicado por:

$$I = \pm 1 * \sum (A * P)$$



con impacto ambiental será, limpieza del pozo profundo y evacuación de sedimentos.

Figura 88. **Impacto global de las acciones impactantes**



Fuente: elaboración propia.

## 5.6. Medidas a implementar

Se describirán la medidas protectoras, mitigadoras y restauradoras a implementar para minimizar el daño al medio ambiente.

### 5.6.1. Medidas protectoras

Se plantean las siguientes medidas protectoras:

- Se hará un riego previo para los caminos de obra para evitar los efectos nocivos del polvo.

- Verificación de la calidad del agua para la descarga en el zanjón, de lo contrario se llevará a cabo un proceso de purificación, mientras que los sedimentos que pudiese genera el pozo durante su limpieza se retiraran ha áreas inertes del sector en caso de comprobar su efecto nocivo para el ambiente.
- En cuanto a la limpieza de los paneles solares, para evitar el desperdicio, se utilizará agua directa del pozo, apta para irrigar micro huertos ecológicos.

#### **5.6.2. Medidas mitigadoras**

Dentro de estas medidas se plantearán las siguientes:

- Levantamiento de muros ecológicos con roca, para el resguardo de los garrobo, generando así un área de asoleo y resguardo.
- Siembra de vegetación alta para el resguardo de codornices.

#### **5.6.3. Medidas restauradoras**

Se establecerán las siguientes medidas restauradoras:

- Revegetaciones y restauraciones de vegetación.
- Programa de reforestación a las orillas del zanjón.



## 5.7. Programa de vigilancia Ambiental

Para seguir y detectar impactos ambientales se elegirán los parámetros ambientales que afectan directamente el sistema ecológico de la zona de actuación.

Tabla XXVII. Programa de vigilancia

PARAMETROS A VIGILAR	LUGAR DE TOMA DE DATOS	FRECUENCIA	DURACIÓN
Calidad de suelos	Zona de actuación	2 veces/año	1 día
Calidad del agua del acuífero	directa en acuífero	2 veces/año	1 día
Desperdicio de agua	Parque fotovoltaico	1 vez/mes	1 días
Flora	Zona de actuación	2 veces/año	2 días
Fauna	Zona de actuación	2 veces/año	7días

Fuente: elaboración propia.

Es requerida la toma de muestras, y de ser necesario enviarlas a un laboratorio especializado en caso de aplicar, lo cual podría aumentar el tiempo de duración. Es imperante realizar reportes para crear una base de datos que serán útiles en un análisis comparativo del ecosistema.

## 5.8. Documento de síntesis

En general el proyecto se considera como bajo en riesgo de impacto ambiental. Sin embargo, uno de los indicadores ecológicos de mayor preocupación son los bióticos, ya que se han visto amenazados por desplazamiento debido a la explotación ganadera, y a la caza desmesurada; la vegetación también se ha visto amenazados por los incendios provocados

durante los meses de verano; de igual forma los árboles, siendo estos talados para leña.

Así pues, el principal objetivo de la ejecución del proyecto es causar el mínimo daño al ecosistema natural y contribuir a la restauración de los bosques y vegetación, implementando protocolos de protección en la zona de acción.

## **6. GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y OPERATIVA**

### **6.1. Descripción administrativa**

Esta área en conjunto se encargará de analizar los procesos, entradas y salidas para poder ofrecer mejoras a la empresa, a partir de números reales, se ha de saber exponer dónde es posible reducir costos e inversiones. Se conforma por tres entes principales con tareas administrativas específicas, que a continuación se describen:

- Iglesia presbiteriana local: coordinar y administrar tarifa mensual del servicio de agua potable, pago de salarios del personal operativo, analizar factibilidad de expansión, autorización de labores de mantenimiento o compra de equipo.
- Supervisor de planta: reportar el funcionamiento y estado del parque solar, sistema de bombeo, estructuras, así como la verificación de la calidad del agua del acuífero.
- Comité de agua: velar por el buen funcionamiento de la distribución de agua potable, implementar planes de sectorización para optimizar el servicio, reporta solicitudes de conexión y recolección de cuotas mensuales.

## **6.2. Área operativa del proyecto**

El área operativa se encargará del funcionamiento directo del proyecto, accionamientos, mantenimiento, limpieza y vigilancia del equipo e instalaciones.

- Técnico operador: encargado de accionar la bomba en los horarios especificados, control del estado de los sistemas de control, de los tendidos y los módulos solares, y estructuras, reparación de averías menores en el sistema.
- Fontanero: inspección y mantenimiento las tuberías y conexiones hidráulicas, así como reparación de averías en tuberías de distribución, velar por la sectorización establecida por el comité de agua.
- Auxiliar de limpieza: velar por la limpieza de las instalaciones, casetas de control, módulos solares y estructuras.
- Guardián: proteger y prevenir acciones delictivas en las instalaciones, como el robo o daño de módulos y demás equipo, control de ingresos a las instalaciones.

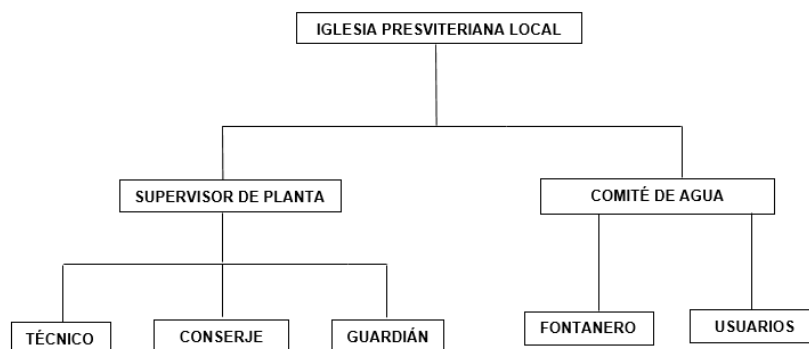
## **6.3. Criterios de contratación de personal**

En esta sección se describirán los criterios de contratación de personal, especificando la necesidad de contratación, perfil de puesto y oferta salarial.

### 6.3.1. Detección de la necesidad de personal

La operación del parque solar para el bombeo de agua, requieren procedimientos técnicos y de control de operación, para monitorear la calidad del servicio. Considerando que pueden presentarse averías menores en los sistemas de control deben prestarse servicios preventivos y correctivos, evitando así un paro continuo del servicio.

Figura 89. Organigrama



Fuente: elaboración propia.

Una parte esencial de los sistemas fotovoltaicos es su limpieza, ya que la acumulación de polvo y otras partículas reduce la eficiencia del sistema, esto aplica al resto de las instalaciones ya que el cumulo de contaminantes puede atraer especies perjudiciosas como los roedores, es decir que se debe implementar un programa de limpieza.

En los terrenos colindantes se han reportado robos de cables, puertas, techos y ganado, considerándose como un sector con alto índice de robos. Por lo tanto, se deberá garantizar la protección de la infraestructura y el equipo de las

instalaciones. La distribución de agua se basa en una red de tuberías que están propensas a daños por actividades de mantenimiento de caminos y carreteras, por lo que su pronta reparación evitara corte del servicio y desperdicio. Deben de controlarse las pajas de agua para evitar conexiones ilícitas, además de la correcta sectorización manual a través de válvulas.

Los aspectos mencionados con anterioridad son clave para la operación en conjunto de todo el sistema, por lo que se deberá implementar un plan de supervisión para verificar el cumplimiento de los procedimientos estipulados, reportando cualquier anomalía, además de la ejecución de procedimientos preventivos o correctivos de ser necesario.

### 6.3.2. Perfil de puestos y oferta salarial

Una vez justificada la necesidad de contratación de personal se deberá crear un perfil general para su selección, además de proponer una oferta salarial de acuerdo a las legislaciones existentes y a los alcances del proyecto, siendo esta una obra eco-social para implementar modelos auto sostenibles sin fines de lucro.

Tabla XXVIII. Perfil general de puesto laboral y oferta salarial

PUESTO	GENERO	NIVEL ACADEMICO	DESTREZAS TÉCNICA	CARACTERISTICAS PERSONALES	EXPERIENCIA	OFERTA SALARIAL
Técnico operador	F/M	Diversificado/ Estudiante universitario	Conocimientos en electrotecnia	Proactivo, organizado, con iniciativa, honesto.	1 año	Q 11.61/h
Fontanero	M	Básico	Habilidad manual en fontanería	Proactivo,organizado, con iniciativa, honesto	1 año	Q 11.61/h
Auxiliar de limpieza	F/M	Básico	Habilidad manual	Proactivo, organizado, con iniciativa, honesto.	1 año	Q 11.61/h
Guardián	M	Diversificado/ Estudiante universitario	Manejo de armas	Control emocional, alta capacidad de reacción, honesto, organizado	2 años	Q 11.61/h

Fuente: elaboración propia.

La oferta salarial está basada según el acuerdo gubernativo número 250-2020 del ministerio de trabajo y previsión social, publicado en el diario de Centro América el miércoles 30 de diciembre de 2020 No. 30 Tomo CCCXVI; que establece en su artículo 3. Salario mínimo para las actividades no agrícolas.

Para las actividades no agrícolas se fija el salario mínimo en once quetzales con sesenta y un centavos, Q 11,61, por hora equivalente a noventa y dos quetzales con ochenta y ocho centavos, Q 92,88, diarios en jornada ordinaria diurna de trabajo o lo proporcional para las jornadas mixtas o nocturnas Para los contratos de trabajo establecidos sobre una base horaria en las jornadas antes indicadas: diurna, nocturna o mixta, el salario mínimo será de once quetzales con sesenta y un centavos, Q. 11,61 por hora. En ambos casos el salario antes establecido será aplicable a partir del uno de enero del año dos mil veintiunos.<sup>4</sup>

#### **6.4. Servicios externos requeridos**

Se implementará una agenda de servicios externos para el mantenimiento del parque solar, bomba sumergible y pozo profundo; donde se requerirán servicios de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo; así como la implementación de programas de capacitación para el personal operativo. Dichos servicios y programas se realizarán por lo menos una vez al año.

---

<sup>4</sup> Diario de Centroamérica, Tomo: cccxvi, No. 30, Guatemala, 2020





## 7. MARCO LEGAL

### 7.1. Aspectos regulatorios

En este apartado se consideran los aspectos legislativos que deben tomarse en cuenta en el desarrollo del proyecto.

#### 7.1.1. Medio ambiente

El decreto número 68-86, *Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente*, en su artículo 8, establece:

Para todo proyecto, obra, industria o cualquier otra actividad que por sus características pueda producir deterioro a los recursos naturales renovables o no, al ambiente, o introducir modificaciones nocivas o notorias al paisaje y a los recursos culturales del patrimonio nacional, será necesario previamente a su desarrollo un estudio de evaluación del impacto ambiental, realizado por técnicos en la materia y aprobado por la Comisión del Medio Ambiente.<sup>5</sup>

El funcionario que omitiere exigir el estudio de Impacto Ambiental de conformidad con este Artículo será responsable personalmente por incumplimiento de deberes, así como el particular que omitiere cumplir con dicho estudio de Impacto Ambiental será sancionado con una multa de Q. 5 000,00 a Q. 100 000,00. En caso de no cumplir con este requisito en el término de seis meses de haber sido multado, el negocio será clausurado en tanto no cumpla.<sup>6</sup>

---

<sup>5</sup> Diario de Centroamérica, Tomo: ccxxx, No.27 Guatemala,1986.

<sup>6</sup> *Ibíd.*

### **7.1.2. Consideraciones laborales**

En cuanto a las consideraciones laborales se debe tomar como base el Código de trabajo de Guatemala Decreto No. 1 441, Edición rubricada y concordada con las normas internacionales del trabajo.

Se destacarán los siguientes puntos a considerar:

- **Contratos:** los contratos emitidos deberán realizarse según el artículo 28, con la información mínima según lo establece el Artículo 29, exceptuando un contrato escrito solo si es aplicable según el artículo 27.
- **Salarios:** según el acuerdo gubernativo número 250-2020 del ministerio de trabajo y previsión social, publicado en el diario de Centro América el miércoles 30 de diciembre de 2020 No. 30 Tomo CCCXVI; que establece en su artículo 3. Salario mínimo para las actividades no agrícolas.

Para las actividades no agrícolas se fija el salario mínimo en ONCE QUETZALES CON SESENTA Y UN CENTAVOS, Q 11,61, POR HORA equivalente a NOVENTA Y DOS QUETZALES CON OCHENTA Y OCHO CENTAVOS, Q 92,88 DIARIOS en jornada ordinaria diurna de trabajo o lo proporcional para las jornadas mixtas o nocturnas. Para los contratos de trabajo establecidos sobre una base horaria en las jornadas antes indicadas (diurna, nocturna o mixta), el salario mínimo será de ONCE QUETZALES CON SESENTA Y UN CENTAVOS, Q 11,61 POR HORA. En ambos casos el salario antes establecido será aplicable a partir del uno de enero del año dos mil veintiunos.<sup>7</sup>

- **Jornadas:** según el artículo 116.

La jornada ordinaria de trabajo efectivo diurno no puede ser mayor de ocho horas diarias, ni exceder de un total de cuarenta y ocho horas a la semana. La jornada ordinaria de

---

<sup>7</sup> Diario de Centroamérica, Tomo: cccxvi, No. 30, Guatemala, 2020

trabajo efectivo nocturno no puede ser mayor de seis horas diarias, ni exceder de un total de treinta y seis horas a la semana.”<sup>8</sup>

- Descansos: según el artículo 126. “Todo trabajador tiene derecho a disfrutar de un día de descanso remunerado después de cada semana de trabajo. La semana se computará de cinco a seis días según, costumbre en la empresa o centro de trabajo.”<sup>9</sup>; mientras que los días de asueto remunerados serán los establecidos en el artículo 127.

### **7.1.3. Aspectos tributarios**

Es necesario tener en cuenta el hecho de que el principal fundamento de la legislación fiscal es la ley y que, conforme a la jerarquía de leyes, la Constitución Política de la República de Guatemala es la principal fuente, fundamentalmente en los artículos 239, principio de la Legalidad y 243 que contiene el principio de la capacidad de pago.

Se deben estudiar las obligaciones tributarias de entidades no lucrativas, teniendo el debido conocimiento de qué actividades deben ser reportadas como exentas de impuestos y cuáles no, para evitar incurrir en faltas tributarias. Se harán las siguientes revisiones de acuerdo a la legislación guatemalteca:

- Decreto número 26-92. Ley del impuesto sobre la renta.
- Decreto número 37-92. Ley del impuesto de timbres fiscales y de papel sellado especial para protocolos.
- Decreto número 73-2008. Ley del impuesto de solidaridad.
- Decreto número 15-98. Ley del impuesto único sobre inmuebles.

---

<sup>8</sup> Diario de Centroamérica, Tomo: cccxvi, No. 30, Guatemala, 2020

<sup>9</sup> *Ibíd.*

La empresa pretende implementar un modelo ecosocial para abastecer con agua potable a 150 personas de la comunidad. Con lo cual se define como una entidad no lucrativa. Se establecerá un pago mensual por parte de los usuarios para cubrir el pago de salarios y mantenimiento de las instalaciones.

## **7.2. Gestión de asociaciones civiles**

El acuerdo gubernativo número 512-98. Reglamento de inscripción de asociaciones civiles en su artículo 1. Establece “CONSTITUCIÓN: las asociaciones civiles no lucrativas a que se refiere el artículo 16 del código civil, deberán constituirse en escritura pública”<sup>10</sup>.

Por lo tanto, los procedimientos legales para la inscripción de la empresa como una asociación civil no lucrativa deberán seguir el reglamento descrito anteriormente, considerando cada uno de sus requerimientos.

---

<sup>10</sup> Ministerio de gobernación, Dirección de Registro de las personas Jurídicas, Guatemala, 198

## 8. EVALUACIÓN FINANCIERA

### 8.1. Panorama económico

En general LATAM sufre de problemas inflacionarios que ya se podrían calificar como crónicos<sup>11</sup> viéndose afectada aún más por el COVID-19, reconocido por OMS como una pandemia el 11 de marzo de 2020; y recientemente por el episodio bélico en curso a gran escala que empezó el 24 de febrero de 2022 y que forma parte de la guerra ruso-ucraniana comenzada en 2014, catalogándose como el mayor ataque militar convencional en suelo europeo desde las guerras yugoslavas.

A comienzos de 2022, la CEPAL entregó un informe donde detallaba cómo la pandemia del coronavirus, COVID-19, había aumentado los índices de pobreza en América Latina.

Figura 90. Tasa de inflación anualizada a mayo de 2022 LATAM



Fuente: Deutsche Welle –DW-, reportes de prensa, bancos centrales.

<sup>11</sup> ZÚÑIGA, Diego, *América Latina: el costo de la vida sube otra vez*. Alemania, DW, 2022.

El ritmo inflacionario en Guatemala parece tener una tendencia incremental según se observa en la tabla XXIX, parte de esta tendencia es debido a los acontecimientos mundiales anteriormente descritos.

**Tabla XXIX. Ritmo inflacionario GT 1996-2022**

Periodo	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Enero	9.76	10.80	7.29	6.29	5.27	6.05	8.85	6.20	6.21	9.04	8.08	6.22	8.39	7.88	1.43	4.90	5.44	3.86	4.14	2.32	4.38	3.83	4.71	4.10	1.78	5.24	2.87
Febrero	10.83	12.66	5.45	5.17	6.62	5.99	9.01	6.00	6.26	9.04	7.26	6.62	8.76	6.50	2.48	5.24	5.17	4.18	3.50	2.44	4.27	3.96	4.15	4.46	1.24	6.00	2.98
Marzo	11.48	11.51	6.11	3.99	8.28	5.42	9.13	5.78	6.57	8.77	7.28	7.02	9.10	5.00	3.93	4.99	4.55	4.34	3.25	2.43	4.26	4.00	4.14	4.17	1.77	5.84	4.17
Abril	11.95	10.13	6.94	3.47	9.07	4.87	9.25	5.67	6.65	8.88	7.48	6.40	10.37	3.62	3.75	5.76	4.27	4.13	3.27	2.58	4.09	4.09	3.92	4.75	1.88	5.20	4.62
Mayo	11.02	9.61	7.32	3.73	7.36	6.05	9.31	5.56	7.27	8.52	7.62	5.47	12.24	2.29	3.51	6.39	3.90	4.27	3.22	2.55	4.36	3.93	4.09	4.54	1.80	5.17	5.82
Junio	10.34	8.97	7.43	4.22	7.23	6.30	9.14	5.24	7.40	8.80	7.55	5.31	13.56	0.62	4.07	6.42	3.47	4.79	3.13	2.39	4.43	4.36	3.79	4.80	2.39	3.91	7.55
Julio	11.60	7.98	7.27	5.22	6.14	6.97	9.10	4.65	7.64	9.30	7.04	5.59	14.16	-0.30	4.12	7.04	2.86	4.74	3.41	2.32	4.62	5.22	2.61	4.37	2.88	3.82	
Agosto	12.03	8.05	6.31	6.03	4.71	8.79	7.73	4.96	7.66	9.37	7.00	6.21	13.69	-0.73	4.10	7.63	2.71	4.42	3.70	1.96	4.74	4.72	3.36	3.01	4.19	3.62	
Septiembre	11.77	8.33	5.49	6.79	4.29	8.99	7.10	5.68	8.05	9.45	5.70	7.33	12.75	0.03	3.76	7.25	3.28	4.21	3.45	1.88	4.56	4.36	4.55	1.80	4.97	3.67	
Octubre	10.64	8.48	4.97	7.57	3.84	9.47	6.60	5.84	8.64	10.29	3.85	7.72	12.93	-0.65	4.51	6.65	3.35	4.15	3.64	2.23	4.76	4.20	4.34	2.17	5.34	2.96	
Noviembre	10.44	7.66	7.35	5.15	4.17	9.51	6.34	5.84	9.22	9.25	4.40	9.13	10.85	-0.61	5.25	6.05	3.11	4.63	3.38	2.51	4.67	4.69	3.15	2.92	5.46	2.89	
Diciembre	10.85	7.13	7.48	4.92	5.08	8.91	6.33	5.85	9.23	8.57	5.79	8.75	9.40	-0.28	5.39	6.20	3.45	4.39	2.95	3.07	4.23	5.68	2.31	3.41	4.82	3.07	

Fuente: Banco de Guatemala, Instituto Nacional de Estadística, INE.

Mientras que la inflación de EE.UU. en 2022 presentó una tasa interanual que llegó al 9,1 %, alcanzando su mayor nivel desde 1981, impulsada por el incremento de los precios de la energía y los alimentos, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales, BLS, el 13 de julio de 2022.

La Reserva Federal, Fed, subió los tipos de interés de forma progresiva, 0,25 puntos en marzo, 0,50 puntos en mayo y 0,75 puntos en junio de 2022. Se estima que la Fed apruebe una nueva subida como política monetaria, en un intento por contener los precios y mantener el valor de la divisa.

## 8.2. Punto de referencia de costos del sistema fotovoltaico

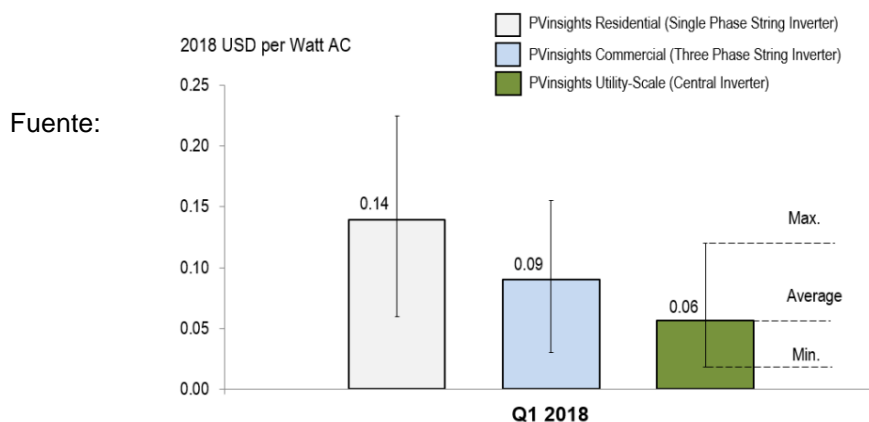
En esta sección se establecerán los puntos de referencia de los costos del sistema fotovoltaico, basados en los modelos establecidos por el *National Renewable Energy Laboratory-NREL*.

### 8.2.1. Precios de inversores y relación DC/AC

Como se muestra en la figura 91, se obtienen los precios de inversores que no poseen electrónica de potencia a nivel de módulo –MLPE-, de la base de datos de PVinsights, 2018, que contiene precios globales típicos entre proveedores y desarrolladores en el mercado. Para los precios de los inversores MLPE, se emplearán datos de presentaciones públicas corporativas, que se muestran en la figura 92.

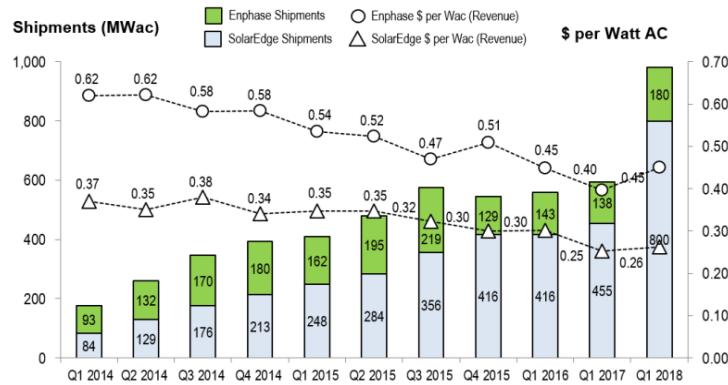
Todos los precios de los inversores incluyen el costo del equipo de monitoreo.

Figura 91. Precios de inversores sin MLPE en USD/Wac



NREL, PVinsights (2018), primer trimestre de 2018.

Figura 92. Precios de inversores MLPE en USD/Wac



Fuente: NREL, Enphase 2018, SolarEdge 2018, Q1 2014–Q1 2018.

Tabla XXX. Conversión de precio del inversor, 2018 USD

Inverter Type	Sector	USD/Wac	DC-to-AC Ratio <sup>a</sup>	USD/Wdc
Single-Phase String Inverter	Residential PV (non-MLPE)	0.14	1.15	0.12
Microinverter	Residential PV (MLPE)	0.45	1.15	0.39
DC Power Optimizer String Inverter	Residential PV (MLPE)	0.20	1.15	0.18
Three-Phase String Inverter	Commercial PV (non-MLPE)	0.09	1.15	0.08
Central Inverter	Utility-scale PV (fixed-tilt)	0.06	1.36 (oversized) <sup>b</sup>	0.04
Central Inverter	Utility-scale PV (1-axis tracker)	0.06	1.30 (oversized)	0.05

Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

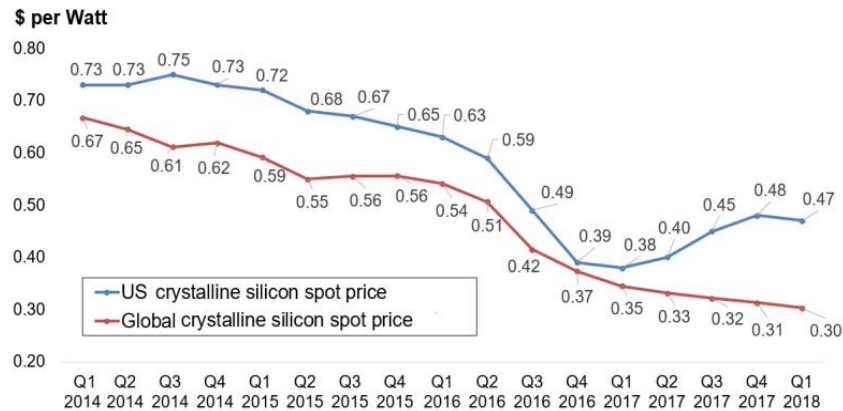
Los precios de los módulos fotovoltaicos han caído más rápidamente que los precios de los inversores, y muchos desarrolladores fotovoltaicos a gran escala han encontrado que es económico sobredimensionar sus conjuntos fotovoltaicos. Las ganancias de generación de AC resultantes durante los períodos de producción fotovoltaica por debajo del pico compensan con creces las pérdidas del recorte ocasional del período pico.



### 8.2.2. Precios de módulos solares

Como se muestra en la Figura 93 los precios spot de EE.UU., disminuyeron sustancialmente entre 2014 y 2016, acercándose a los precios spot globales. En 2017, sin embargo, los precios spot de EE.UU., aumentaron a medida que los precios spot mundiales continuaron cayendo. Varios factores, incluida la incertidumbre sobre las políticas de EE.UU., referentes a los módulos importados, pueden haber contribuido a la divergencia entre los precios spot de EE.UU y los mundiales.

Figura 93. Precios spot globales y de EE.UU. módulos de silicio



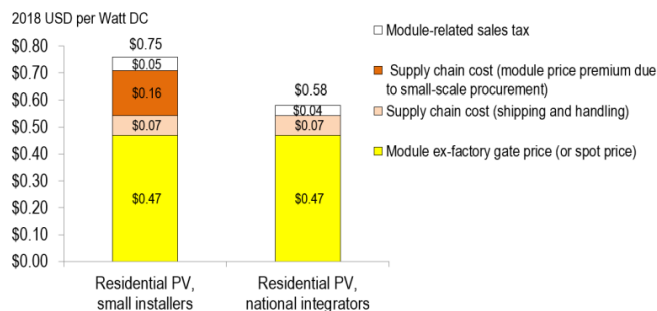
Fuente: NREL, GTM/SEIA (2018) data.

Si bien los desarrolladores de energía fotovoltaica comercial y de servicios públicos generalmente pueden adquirir módulos al precio spot o cerca de este; los integradores e instaladores residenciales incurren en costos adicionales de la cadena de suministro, Figura 94. El precio de inventario histórico puede crear un retraso en el precio, aproximadamente 6 meses, para el precio del módulo de mercado en el sector residencial cuando los módulos de adquisiciones anteriores se instalan en los sistemas actuales.

Se supone que los pequeños instaladores y los integradores están sujetos a una prima del 15 %, \$ 0,07/W, sobre el precio spot al contado por el envío y la manipulación de módulos, en consonancia con el punto de referencia de la energía fotovoltaica residencial del primer trimestre de 2017. Los pequeños instaladores están sujetos a una prima del 35 %, 16 USD/W debido a la adquisición a pequeña escala, que aumenta con respecto a una prima supuesta del 20 % en el punto de referencia de la energía fotovoltaica residencial del primer trimestre del 2017.

Ambos tipos de empresas también están sujetas al impuesto sobre ventas del 6,9 %, valor ponderado promedio de EE.UU., elevando el costo del módulo de instalador pequeño a \$ 0,76 /W y el costo del integrador nacional a \$ 0,58 /W.

Figura 94. **Costos totales del mercado de módulos residenciales**



Fuente: *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.

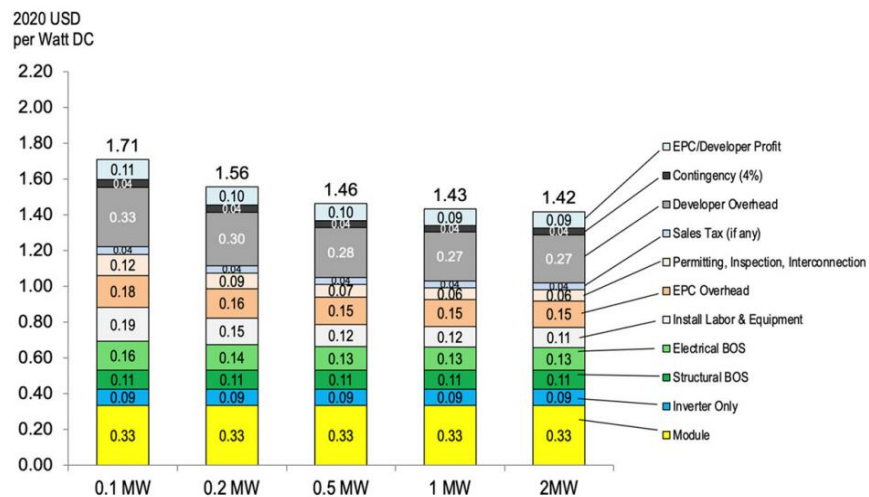
### 8.2.3. Estructura del modelo fotovoltaico y supuestos

La Tabla XXXI presenta las entradas y suposiciones detalladas del modelo. Separando las estimaciones de costos en EPC, *engineering, procurement, and construction*, y funciones de desarrollo de proyectos.

En las figuras 95 y 96 se presenta el punto de referencia de EE. UU., del modelo comercial. Se modelan diferentes tamaños de sistemas debido al amplio alcance del sector comercial, que comprende una base de clientes diversa que ocupa una variedad de tamaños de edificios y propiedades. Las economías de escala, impulsadas por el hardware, la mano de obra y los márgenes relacionados, son evidentes aquí.

Comparado con los sistemas de techo, las aplicaciones montadas en el suelo tienen costos más altos de material, equipo y mano de obra que están asociados con el montaje sobre pilotes. A medida que aumenta el tamaño del sistema fotovoltaico, el costo por vatio del montaje sobre pilotes se reduce significativamente gracias a las economías de escala.

Figura 95. Costo del sistema fotovoltaico en la azotea



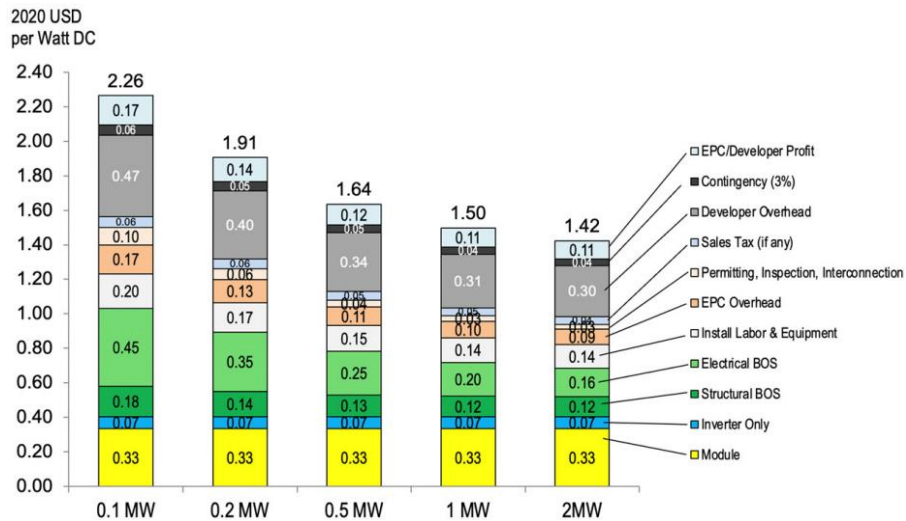
Fuente: punto de referencia del primer trimestre de 2021 en EE. UU.: *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.

Tabla XXXI. **Modelo de entradas y suposiciones**

Category	Modeled Value	Description	Sources
System size	200 kW (rooftop) and 500 kW (ground-mount); range (100 kW–2 MW)	Average installed size per system	Barbose et al. 2020
Module efficiency	19.9%	Average monocrystalline module efficiency	CA NEM 2021
Module price	\$0.34/W <sub>DC</sub>	Ex-factory gate (first buyer) average selling price, Tier 1 monocrystalline modules	Wood Mackenzie and SEIA 2021
Inverter price	Three-phase string inverter: \$0.08/W <sub>DC</sub> DC power optimizer three-phase string inverter: \$0.16/W <sub>DC</sub> (rooftop only) Microinverter: \$0.31/W <sub>DC</sub> (rooftop only)	Ex-factory gate prices (first buyer) average selling price, Tier 1 inverters	Wood Mackenzie 2021; Wood Mackenzie and SEIA 2021
Structural components (racking)	\$0.11–\$0.18/W <sub>DC</sub> ; assumes national average wind and snow loading <sup>a</sup> ; varies by racking type (ground-mounted versus rooftop-ballasted)	Ex-factory gate prices; flat-roof ballasted racking system or fixed-tilt ground-mounted racking system	MEPS 2019; model assumptions; NREL 2021
Electrical components	\$0.13–\$0.45/W <sub>DC</sub>	Conductors, conduit and fittings, transition boxes, switchgear, panel boards, and other parts	Model assumptions; NREL 2021; RSMMeans 2021
EPC overhead (percentage of equipment costs)	13%	Costs and fees associated with EPC overhead, inventory, shipping, and handling	NREL 2021
Sales tax	National average: 5.1%	Sales tax on equipment costs	RSMMeans 2021
Direct installation labor	Electrician: \$27.36/hour Laborer: \$18.22/hour	Modeled labor rate assumes national average nonunionized labor rates	BLS 2020; NREL 2021
Burden rates (percentage of direct labor)	Total nationwide average: 31.7%	Workers' compensation, federal and state unemployment insurance, Federal Insurance Contributions Act, builders' risk, public liability	RSMMeans 2021
PII	\$0.03–\$0.12/W <sub>DC</sub>	For construction permits fee, interconnection study fees for existing substation, testing, and commissioning	NREL 2021

Fuente: *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.

Figura 96. Costo del sistema fotovoltaico montado en el suelo



Fuente: punto de referencia del primer trimestre de 2021 en EE. UU.: *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.

### 8.3. Referencia de costos de almacenamiento de energía

En esta sección se establecerán los puntos de referencia de los costos de almacenamiento, basados en los modelos establecidos por el *National Renewable Energy Laboratory-NREL*.

#### 8.3.1. Modelo de almacenamiento residencial

Se evalúa un sistema de batería residencial de 5 kW, 12,5 kWh. Un conjunto fotovoltaico, una batería y un inversor basado en batería son los componentes fundamentales de cada sistema de almacenamiento fotovoltaica.

Los requisitos de componentes adicionales están determinados si el sistema está acoplado a CC o CA: un sistema acoplado a CC a menudo requiere

un controlador de carga para reducir el voltaje de salida PV a un nivel que sea seguro para la batería, mientras que un sistema acoplado a CA requiere un inversor conectado a la red para alimentar la salida fotovoltaica directamente a la carga del cliente o a la red.

### 8.3.2. Modelo de costo del sistema de almacenamiento

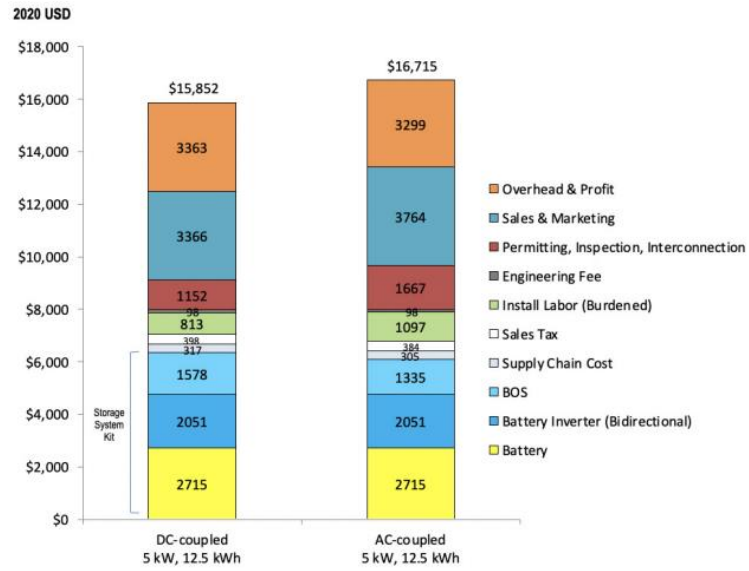
El mercado de almacenamiento residencial se compone predominantemente de kits de almacenamiento totalmente integrados, que incluyen paquetes de baterías de iones de litio, inversores, cableado de campo, desconexión y carcasa. Aunque este equipo se vende como un solo producto, se modelaron estos componentes por separado para comparar costos entre tamaños y configuraciones de kits de almacenamiento.

Tabla XXXII. Modelo de almacenamiento residencial

Category	Modeled Value	Description
System size	5 kW/12.5 kWh storage	Typical U.S. residential battery system
Battery pack cost	\$221/kWh nameplate	Battery pack only
Battery-based inverter cost	\$167/kWh nameplate	8-kW, 48-V bidirectional inverter (more resilient)
Electrical BOS cost	• \$1,578 (DC-coupled) • \$1,335 (AC-coupled) Assumes higher electrical BOS costs for DC-coupled systems because of the need for a charge controller	Revenue-grade meter, communications device, AC main panel, DC disconnect, maximum power point tracking, charge controller, subpanel (breaker box) for critical load, conduit, wiring, DC cable
Supply-chain costs	5% of cost of equipment	Includes costs of inventory, shipping, and handling of equipment
Sales tax	5.1% (national average)	Sales tax on the equipment
Installation labor cost	Electrician: \$27.36/hour Laborer: \$18.22/hour For AC systems, we assume extra labor hours of work due to an additional inverter and extra wiring.	Assumes national average pricing
Engineering fee	\$98	Engineering design and professional engineer-stamped calculations and drawings
P11	\$295 permit fee \$1,133–\$1639 in labor	20–32 hours (DC-coupled/AC-coupled) of commissioning and interconnection labor, and permit fee
Sales and marketing (customer acquisition)	\$0.54/W <sub>DC</sub>	20 hours more time for DC system, and 32 hours more for AC system, per closed sale, associated with selling a storage system versus selling a PV system
Overhead (general and administrative)	\$0.25/W <sub>DC</sub>	Rent, building, equipment, staff expenses not directly tied to P11, customer acquisition, or direct installation labor
Profit (%)	17%	Fixed percentage margin applied to all direct costs, including hardware, installation labor, direct sales and marketing, design, installation, and permitting fees

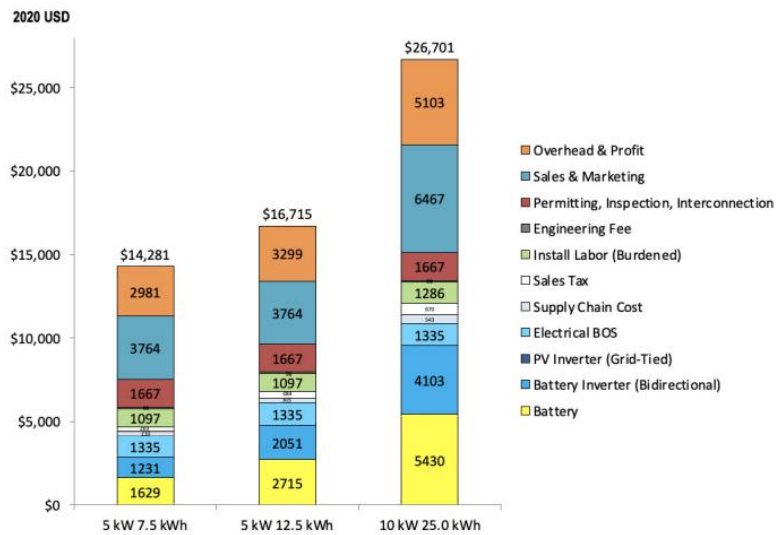
Fuente: *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.

Figura 97. Costo instalado del sistema de almacenamiento



Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Figura 98. Costo instalado de almacenamiento por tamaño



Fuente: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

## 8.4. Análisis del rendimiento financiero

En esta sección se realizará el análisis del rendimiento financiero, para determinar la factibilidad del proyecto.

### 8.4.1. Costo total instalado

Las estimaciones de los costos directos e indirectos de capital se harán según el punto de referencia del primer trimestre de 2021 en EE. UU., para sistemas fotovoltaicos montados en el suelo basado en un modelo comercial, 2020 USD/W<sub>DC</sub>. Extrapolando las estimaciones de la Figura 96. se obtiene el costo directo e indirecto, C<sub>di</sub>, para una potencia de 54 772 kW<sub>dc</sub>.

$$\frac{C_{di} - 1.91 \$/W_{dc}}{0.054772 MW - 0.2 MW} = \frac{2.26 \$/W_{dc} - 1.91 \$/W_{dc}}{0.1 MW - 0.2 MW}$$

Concluyéndose así que la suma de los costos directos e indirectos de capital se estimaran en 2,42 \$/W<sub>dc</sub>, Con este dato se podrá estimar el costo de este campo según la capacidad DC instalada.

De forma separada se estimará el costo del subsistema fotovoltaico autónomo para servicios auxiliares según el modelo establecido, con lo cual se fija un costo de almacenamiento de \$ 15 852.

El costo total de instalación es la suma de todos los costos de capital directos e indirectos que se especifiquen. Se utilizará este valor para calcular el costo de capital neto del proyecto, que es el costo total instalado menos cualquier incentivo y más cualquier costo de financiamiento adicional.



$$C_T = C_D + C_I + C_F - I_N$$

Donde:

$C_T$  Costo neto del proyecto [\$]

$C_D$  Costo directo [\$]

$C_I$  Costo indirecto [\$]

$C_F$  Costo financiero adicional [\$]

$I_N$  Incentivos [\$]

Se estima un costo total instalado de \$ 148 952 basado en los puntos de referencia de costos del sistema fotovoltaico y de almacenamiento.

#### **8.4.2. Costos de operación**

Los costos operativos representan los gastos anuales en equipos y servicios que ocurren después de que se instala el sistema. Se pueden establecer como fijo anual, fijo por capacidad y variable por generación. Los costos operativos se informan en el flujo de efectivo del proyecto en el año 1 y posteriores.

Para cada categoría de costo operativo, se puede especificar una tasa de escalamiento anual opcional para representar un aumento anual esperado en el costo operativo por encima de la tasa de inflación anual especificada en los parámetros financieros.

Para una tasa de escalamiento de cero, el costo operativo en los años dos y posteriores es el costo del año uno ajustado por inflación. Para una tasa de escalamiento distinta de cero, el costo operativo en los años dos y posteriores es el costo del año uno ajustado por inflación más escalamiento.

Para gastos como reemplazos de componentes que ocurren en años particulares, puede usar un programa anual para asignar costos a años individuales.

Un costo anual fijo que se aplica a cada año en el flujo de efectivo del proyecto. El *National Renewable Energy Laboratory* sugiere costos fijos de operación y mantenimiento de \$ 19 por kW/año para sistemas solares fotovoltaicos de tamaño mediano, 10 a 100 kW. Se establece entonces un costo operativo fijo anual de \$ 1,045. Considerará además la contratación de personal, con un costo de \$ 4 326/año.

Con las especificaciones anteriormente descritas los costos de O&M representan el 3,61 % del costo total instalado, sin embargo, para proyectos fotovoltaicos se recomienda que este costo sea como máximo del 3 %. Para lograr esta meta se deben hacer ajustes en el número de horas laborales requeridas o reducir la cantidad de personal requerido. Con esta consideración los costos O&M serán de \$ 4 468,56 /año.

#### **8.4.3. Costo de capital**

De acuerdo con Milton H. Spencer "el costo de capital es la tasa de rendimiento mínima requerida que una empresa requiere como condición para realizar una inversión"<sup>12</sup>. Por tanto, el costo de capital es un punto de referencia que debe cumplir un nuevo proyecto. Para calcular el costo del capital se empleará el modelo de fijación de precios de activos de capital CAPM, Capital Asset Pricing Model.

---

<sup>12</sup> SPENCER, Milton. "Economía contemporánea", España, 1993, Reverte.

$$r_{asset} = r_f + (r_m - r_f)\beta_{asset}$$

Donde:

$r_{asset}$  Costo de capital

$r_f$  Tasa de rendimiento libre de riesgo

$r_m$  Rendimiento esperado del capital en general

$\beta_{asset}$  Coeficiente de riesgo

La tasa de rendimiento libre de riesgo, está basada en la tasa del bono del tesoro de EE.UU. a 30 años equivalente a  $r_f = 3,11 \%$ .

Según Moody's, NYU stern y K2 Management una prima de riesgo para EE.UU., en proyectos energéticos, puede variar entre 6,96 % a 9,96 %, con una desviación del 7 % a 20 % dependiendo de la ubicación específica del proyecto. Para esta aplicación se tomará una prima de riesgos de 12 %.

El coeficiente beta de activos promedio para las empresas estadounidenses es 0,64, según Aswath Damodaran en NYU. Woodlawn Associates, estima que el coeficiente de activos para las empresas de servicios públicos regulados de EE.UU., es de 0,28. El coeficiente beta de activos para activos solares distribuidos debería estar entre estas dos cifras.

Los proyectos de energía solar distribuida suelen tener flujos de efectivo contratados a largo plazo, por lo que su beta debería ser más baja que la del mercado, pero su rendimiento no está garantizado, como los de las empresas de servicios públicos regulares. Por lo que se emplear un valor de  $\beta_{asset} = 0,5$ . Obteniéndose así un costo del capital de 9,11 %.

#### **8.4.4. Incentivos**

Según el decreto número 52-2003 establecido por el Congreso de la República de Guatemala, Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable en su artículo 5. Incentivos. Establece que las municipalidades, el Instituto Nacional de Electrificación –INDE-, empresas mixtas, y las personas individuales y jurídicas que realicen proyectos de energía con recursos energéticos renovables gozarán de los siguientes incentivos:

- Exención de derechos arancelarios para las importaciones.
- Exención del pago de impuesto sobre la renta.
- Exención del impuesto a las Empresas Mercantiles y agropecuarias IEMA.

Los incentivos se traducen en ahorros tarifarios en las importaciones y algunos impuestos que se aplican a proyectos energéticos.

#### **8.4.5. Estructura de tarifas**

Los insumos de la tarifa eléctrica determinan cómo se compensa el proyecto por la electricidad generada por el sistema de energía renovable para los modelos financieros residenciales, comerciales y de propiedad de terceros.

Para recuperar los costos de construcción y operación de la planta fotovoltaica durante su vida útil, se deberá realizar un ajuste de la tarifa del servicio integrado en concordancia con la economía del sector, sección 8.4.8.

#### 8.4.6. Valor presente neto

Se empleará el VPN para determinar si los beneficios monetizados son mayores a la inversión inicial que se realizó para la infraestructura del proyecto, y así conocer si este es financieramente viable o no.

$$VPN(i, n) = \sum_{t=1}^n \left[ \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \right] + \frac{V_n}{(1+i)^n} - I_0$$

Donde:

- $i$  Tasa de descuento
- $n$  Número total de periodos
- $t$  Tiempo del flujo de efectivo
- $B_t$  Beneficios, flujos de entrada en el tiempo  $t$
- $C_t$  Costos, flujos de salida en el tiempo  $t$
- $V_n$  Valor de salvamento
- $I_0$  Inversión inicial

En este desarrollo se tomará como base una tarifa de \$ 13 /persona y un costo de capital de 9,11 %.

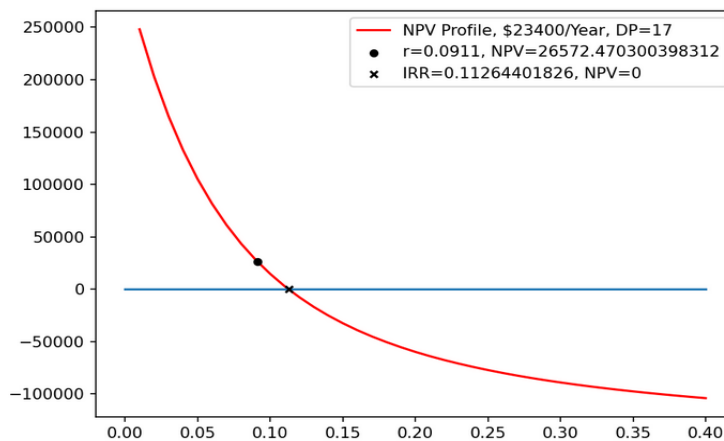
Tabla XXXIII. Flujo de efectivo base

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
<b>INGRESOS</b>																											
Tarifa anual	0	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400	23400
<b>BENEFICIO REMANENTE</b>																											
Valor de salvamento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GASTOS DE INSTALACION</b>																											
Sistema fotovoltaico	-133100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Almacenamiento	-15852	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GASTOS DE OPERACIÓN</b>																											
Mantenimiento	0	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045
personal	0	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326
<b>CF</b>	<b>-148952</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>	<b>18029</b>

Fuente: elaboración propia.

Se obtiene un VPN de \$ 26 572,5 y un periodo de recuperación 17 años, de tal forma que los beneficiarios mensuales en moneda nacional serán de Q 100,36. Con una tasa interna de retorno de 11,3 %. Se deberán considerar varias tarifas para establecer la que más se adecue a los intereses del proyecto haciendo un equilibrio entre la rentabilidad financiera y los beneficios sociales del proyecto, por lo que se hará un análisis de sensibilidad para varias tarifas, sección 8.4.8.

Figura 99. Perfil VPN base



Fuente: elaboración propia, jupyter.org, Python.

#### 8.4.7. Relación beneficio costo

Para comparar el valor actual de los beneficios con el valor actual de los costos, incluida la inversión, se empleará la relación beneficio costo, B/C, que tiene la siguiente estructura de relaciones:

$$B/C > 1 \quad \Rightarrow \quad VPN > 0$$

$$B/C < 1 \quad \Rightarrow \quad VPN < 0$$

Par el proyecto propuesto se tendrá una relación B/C = 1,3 en concordancia con un VPN > 0, siendo un indicador de factibilidad para una posible inversión. Se evaluarán varias tarifas para establecer los beneficios mínimos anuales para que el proyecto permanezca con una relación costo beneficio mayor que uno, sección 8.4.8, y de este modo hacer ajustes según la economía del sector.

#### 8.4.8. Análisis de sensibilidad

Se hará un análisis de sensibilidad financiero utilizando el método *Ceteris paribus*, que consiste en mantener constantes todas las variables de una situación, menos aquella cuya influencia se desea estudiar; se calcularan nuevos flujos de caja, al cambiar una variable, para calcular y mejorar las estimaciones sobre el proyecto en el caso de que las variables cambiasen o existiesen errores de apreciación en los datos iniciales. Para hacer el análisis de sensibilidad se comparará el VPN anterior al cambio de variable con el VPN a evaluar con el cambio de variable.

$$\Delta NPV_{n-e} = \frac{NPV_n - NPV_e}{NPV_e}$$

Donde:

$\Delta NPV_{n-e}$  Sensibilidad

$NPV_n$  Nuevo VPN obtenido al cambiar variable

$NPV_e$  VPN anterior al cambio de variable

Para el primer caso de estudio se variará la tarifa anual con una tasa de descuento fija de 9,11 %. Se determina que la tarifa anual balanceada para el proyecto es de aproximadamente \$ 20 670,7 /año con una sensibilidad de -1, lo cual indica que aún no hay pérdidas, pero las ganancias son nulas, si  $\Delta NPV_{n-e} < -1$ , entonces la variación conduce a pérdidas.

Tabla XXXIV. **Sensibilidad para 6 casos de tarifas**

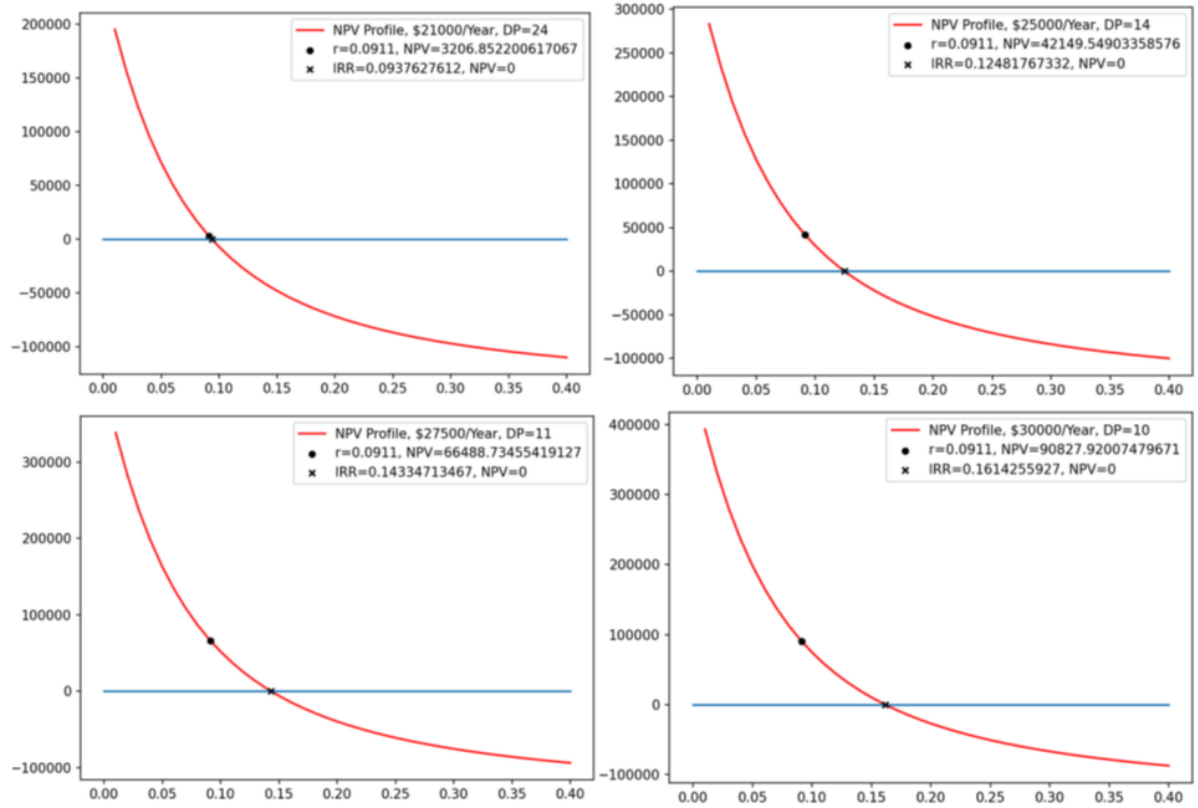
No.	Tarifa [\$]	NPVn	NPVe	NPVn-e
1	20000	-6528.82	26572.5	-1.246
2	20670.7	0.89	26572.5	-1
3	21000	3206.85	26572.5	-0.879
4	25000	42149.55	26572.5	0.5862
5	27500	66488.73	26572.5	1.5022
6	30000	90827.92	26572.5	2.4181

Fuente: elaboración propia.

Se seleccionaron 4 perfiles VPN, ver figura 100, como es de esperar la variación de las tarifas tiene una relación directa con el tiempo de recuperación, sin embargo, deben considerarse precios que se ajusten a la economía del sector beneficiario. En el modelo propuesto la tarifa mensual por persona será de \$ 15,3 que se aproxima a un valor mensual en moneda nacional de Q 118 /persona, es decir un beneficio anual de \$ 27 500 con un coste de capital de 9,11 %, estimándose un periodo de recuperación de  $10 < DP \leq 11$  años y una tasa interna de retorno de 14,3 %. Este modelo está enfocado al inversionista.



Figura 100. **Perfiles VPN, variación de tarifa,  $i = 9,11 \%$**



Fuente: elaboración propia, jupyter.org, Python.

Tabla XXXV. **Flujo de efectivo,  $i = 9,11 \%$ , ingreso anual fijo de \$ 27 500**

N	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<b>INGRESOS</b>																										
Tarifa anual		0	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500	27500
<b>BENEFICIO REMANENTE</b>																										
Valor de salvamento		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GASTOS DE INSTALACION</b>																										
Sistema fotovoltaico		-133100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Almacenamiento		-15852	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>GASTOS DE OPERACION</b>																										
Mantenimiento		0	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045	-1045
personal		0	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326	-4326
<b>CF</b>		-148952	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129	22129

Fuente: elaboración propia.

Para el segundo caso de estudio se considerará el costo de capital, ya que si este se reduce permitirá trabajar con tarifas más bajas o disminuir el tiempo de recuperación, para este análisis se empleará una tarifa anual fija de \$ 27 500. Como es de esperar la tasa de descuento es un factor clave para la viabilidad de ejecución, si el medio financiero permite trabajar con tasas próximas al 4 % el proyecto tendrá un periodo de retorno menor a 9 años. Este modelo se enfoca a una metodología de compra con financiamiento externo.

Tabla XXXVI. **Variación del costo de capital**

No.	Costo de capital [%]	TIR [%]	PRI [años]	VPN [\$]
1	8	14,33	10,05	87 270,12
2	7	14,33	9,42	108 930,14
3	6	14,33	8,88	133 930,89
4	5	14,33	8,42	162 932,90
5	4	14,33	8	196 749,01
6	3	14,33	7,63	236 383,55

Fuente: elaboración propia.

#### **8.4.9. Beneficios sociales**

Si bien la decisión de ejecutar un proyecto fotovoltaico rara vez se basa únicamente en los costos; los criterios sociales y ambientales también son importantes, por ejemplo, el valor de la independencia energética, el valor de la electricidad limpia, como principales consideraciones. La compra de un sistema fotovoltaico es una inversión financiera significativa. Las decisiones de inversión sólidas requieren un análisis económico completo de los costos y beneficios esperados.

Algunos de los beneficios sociales esperados con el proyecto son:

- Cultural: el proyecto pretende estimular a la población en la creación de modelos eco-sociales donde la producción energética este en armonía con el medio ambiente, además de dar un sentido de autonomía energética, y generar el sentimiento de producirla in situ, aumentando la participación de la población en la temática energética y climática.
- Empleo: se contratará mano obra local para las etapas de ejecución y operación del proyecto.
- Ambiental: se implementará un programa de vigilancia ambiental para mantener y proteger el ecosistema en el área de acción, además de realizar estudios de la calidad del agua del acuífero para prevenir su contaminación. Y como punto central se empleará energía fotovoltaica para bombear agua desde el pozo hasta el reservorio, la cual se cataloga como energía limpia.
- Salud: se abastecerá de agua potable a una población de aproximadamente 150 hogares, garantizando una fuente de agua limpia para el consumo humano, con lo cual se reducirá la tasa de enfermedades gastrointestinales por ingesta de agua contaminada.

#### **8.4.10. Resumen de resultados**

La viabilidad de ejecución del proyecto depende de dos variables, por un lado, establecer tarifas que se adecuen a los beneficios financieros y sociales que se desean percibir; por otra parte, el costo de capital, el cual es un aspecto crítico que debe de ser mediado con el ente financiero. Según el análisis de sensibilidad el proyecto presenta un rendimiento financiero aceptable a una tasa del 4 %, véase tabla XXXVI, con una tarifa anual de \$ 27 500, ver figura 100.



## CONCLUSIONES

1. Según las etapas de diseño de la planta fotovoltaica, se consideraron las normas establecidas por DIN/EN, IEC, IEEE, NEMA, NFPA, VDE.
2. Con base a las simulaciones realizadas se establece que la corriente de arranque a pleno voltaje, DOL, del motor sumergible trifásico de 10 HP para la bomba equivale aproximadamente a seis veces la corriente a plena carga, influyendo de forma directa en la capacidad instalada del parque solar.
3. De acuerdo con los perfiles horarios se establece que mayo es el mes con menor radiación normal directa, presentando un valor promedio de 511 Wh/m<sup>2</sup>, que se define como la condición mínima de operación.
4. La implementación de baterías de almacenamiento en el sistema de bombeo fotovoltaico incrementará los costos de producción energética y de mantenimiento, volviéndose una aplicación más compleja, que generará nuevos puntos de fallo.
5. Según los datos del fabricante el inversor tendrá un voltaje AC nominal de 480 voltios en un rango de voltaje MPPT DC de 520 Vdc y 800Vdc; definidos como el voltaje mínimo y máximo de operación.
6. Como variables pertinentes para el análisis de sensibilidad se consideraron la tarifa anual y el costo de capital; observándose que a una tarifa de \$ 27 500 /año y una tasa de descuento del 4 % generan un

período de recuperación de 8 años, mientras que para una tasa de 9,11 % el período de recuperación será de 10,8 años; en ambos casos se cumple  $VPN > 0$  y  $\text{costo de capital} < \text{TIR}$ ; sin embargo, la inversión presenta mayor riesgo a una tasa del 9,11 %.

7. Con un costo de capital del 4 % y tarifa anual fija de \$ 27 500 se estima un valor presente neto de \$ 196 749,01 y una tasa interna de retorno de 14,33 % con un periodo de recuperación de 8 años, por lo que estos indicadores financieros dan la pauta de invertir, convirtiendo al proyecto en viable y factible.

## RECOMENDACIONES

1. Realizar un estudio de mercado financiero si es requerida una financiación externa, según la capacidad de apalancamiento del beneficiario o evaluar la existencia de ayudas públicas para proyectos energéticos.
2. Gestionar el apoyo y acompañamiento técnico para el desarrollo de proyectos fotovoltaicos a través de entidades Nacionales y/o extranjeras.
3. Definir el modelo de contrato para los servicios de ingeniería e instalación.
4. Elaborar un plan de mantenimiento preventivo para mitigar las consecuencias de los fallos del equipo, que garanticen su buen funcionamiento y fiabilidad.
5. Capacitar al personal contratado para la operación de la planta fotovoltaica.





## BIBLIOGRAFÍA

1. CHARALAMBOS A. Charalambous, NIKOLAOS D. Kokkinos, NIKOLAS Christofides. *External Lightning Protection and Grounding in Large-Scale Photovoltaic Applications*. IEEE transactions on electromagnetic compatibility, 2014.
2. Eaton Corporation. *Choosing between a soft starter and variable frequency drive to fit your application*. Cleveland, OH, 2013.
3. Ei Mon Zaw. *External lightning protection and earthing system design of PV plant in Thilawa special economic zone*. Department of Electrical Power Engineering, Yangon Technological University, 2018.
4. FELL Jeff. *How to size an isolation transformer for a VFD*. ABB, US, 2011.
5. Franklin Electric. *Manual AIM motores sumergibles, aplicación, instalación, mantenimiento, motores monofásicos y trifásicos 60 Hz*. Fort Wayne, Indiana, 2015.
6. FU Ran, FELDMAN David, MARGOLIS Robert. *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018*. National Renewable Energy Laboratory-NREL, U.S., 2018.
7. GILMAN, Paul. *Photovoltaic System in SAM 2020.2.29*. National Renewable Energy Laboratory, U.S., 2020.

8. HAY John. *Solar electric investment analysis*. University of Nebraska, 2016.
9. KRUEGER Dan, VAN Maaren Rick, KOHLER Company. *Sizing generators for motor starting, a practical guide to understanding how motor-starting loads affects generator performance*. Kohler-Sdmo, 2018.
10. LUTENEGGER Alan. *Foundations for elevated ground mount solar panel photovoltaic (PV) systems*. Department of Civil & Environmental Engineering University of Massachusetts, 2019.
11. Massachusetts Institute of Technology. *Solar water pumps: technical, systems, and business model approaches to evaluation*. Cambridge, Massachusetts, 2017.
12. National Electric Manufacturers Association. *NEMA Standards Publication TCB 2-2017 Guidelines for the selection and installation of underground nonmetallic raceways*. Rosslyn, Virginia, 2017.
13. PATRICK SIMON, Kevin. *Applications of design for value to distributed solar generation in India food processing and irrigation*. Master of Science in Engineering Systems thesis, Massachusetts Institute of technology, 2015.
14. Phton International the Solar Magazine. 2016.

15. PNUMA-Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. *Manual de legislación ambiental de Guatemala*. Guatemala, 1999.
16. RAMASAMY Vignesh, FIELDMAN David, DESAI Jal, MARGOLIS Robert. *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2021*. National Renewable Energy Laboratory-NREL, U.S., 2018.
17. RAMÍREZ José, CANO Eduardo. *Sistema de puesta a tierra: Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. Universidad Nacional de Colombia sede de Manizales, 2010.
18. SALASOVICH, Jimmy. *Energy System Sizing*. National Renewable Energy Laboratory, U.S., 2017.
19. SARCEÑO LEMUS, Wilder Rodolfo. *Estudio de factibilidad para el establecimiento de una planta de aguacate (persea americana mil var. Booth 8), en la granja la Palapa del municipio de Jutiapa, departamento de Jutiapa*. Trabajo de posgrado. Facultad de Ciencias Económicas, Universidad de San Carlos de Guatemala, 2005.
20. Sioux Chief. *Water Hammer Control, residencial, comercial, industrial*. Kansas City, 2015.
21. TAWHEED Mohammad, AHAMMED Akil, MAHMUD Saad, HOSSAIN Faisal, SHAMS-UI-Ilam. *A review: Comparative studies on different generation solar cells technology*. Institute of Energy, University of Dhaka, Dhaka, Bangladesh, 2014.

22. University of California. *Water well design and construction*. California, 2003.
23. US Army Corps of Engineers. *AED Design Requirements: Well Pumps & well design*. Afghanistan Engineer District, 2012.
24. World Health Organization. *Technical notes on drinking water, sanitation in emergencies, how much water is need in emergencies*. Water, enginnerng and development centre, Loughborough University Leicestershire UK, 2013.

# APÉNDICES

## Apéndice 1. Generación de la ecuación del sistema hidráulico

```
#Ecuación del sistema
import math

#Perdidas por fricción en tubería
dn=102.260#[mm] (diámetro nominal de la tubería)
e=6.2#[mm] (esposor de la tubería)
r=0.005#[mm] (rugosidad de la tubería)
l=40#[m] (longitud de la tubería)
q=20 #[L/s](caudal)

ri=((dn-(2*e))/1000)/2#[m] (radio interno)
v=(q*0.001)/(3.1416*pow(ri,2))#[m/s] (velocidad)
re=(998*v*2*ri)/(1.02*pow(10,-3))#[ ] (numero de Reynolds)
er=(r/1000)/(2*ri)#[ ] (rugosidad relativa)
f=0.25*(pow(math.log10((er/3.7)+(5.74/pow(re,0.9))),-2))#[ ] (factor de fricción)
hf=(8*f*1*pow(q*0.001,2))/(pow(3.1416,2)*9.8*pow(2*ri,5))#[m] (perdidas de carga en la tubería)

#Perdidas localizadas
k=(4*0.51)+(3*3.2)+(1*1)#[ ] (coeficiente de perdidas menores) (3codos,3valvulas,1 salida)
q2=0.02#[m^3/s] (caudal)

hl=(8*k*pow(q2,2))/(9.8*pow(3.1416,2)*pow(2*ri,4))#[m] (perdidas menores)

#Perdidas totales y ecuacion del sistema
rt=((8*f*1)/(pow(3.1416,2)*9.8*pow(2*ri,5)))+((8*k)/(9.8*pow(3.1416,2)*pow(2*ri,4)))
print("Hr = " + str(28) + " + " + str(rt) + " Q^2" )
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.

## Apéndice 2. Curva resistente del sistema hidráulica

```
#curva del sistema
import pandas as pd
import numpy as np
import seaborn as sns
import matplotlib.pyplot as plt
fig, ax = plt.subplots()

x=np.arange(1,40,2)

#f(x)
y=0.02460723515316203* x**2 +35

#visualization
sns.lineplot(x=x, y=y)
ax.grid(True)
ax.text(0.05, 0.83, 'h = 0.02460723515316203 q$^2$ + 28',
        fontsize=7, transform=ax.transAxes, bbox={'facecolor':'white', 'edgecolor':'red', 'alpha':1, 'boxstyle':'round'})

plt.title("Curva del sistema")
plt.xlabel("Q [L/s]")
plt.ylabel("H [m]")

plt.show()
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.

## Apéndice 3. Punto de operación de la bomba centrífuga sumergible

```
#punto de operacion a un nivel
import pandas as pd
import numpy as np
import seaborn as sns
import matplotlib.pyplot as plt
from shapely.geometry import LineString
fig, ax = plt.subplots()

x=np.arange(1,40,2)
#f(x)
y=0.02460723515316203* x**2 +35
data_s=pd.read_csv('data_s.csv')

plt.plot(data_s.x,data_s.y)
#visualization
sns.lineplot(x=x, y=y)
ax.grid(True)
plt.title("Punto de operacion")
plt.xlabel("Q [L/s]")
plt.ylabel("H [m]")
line_1 = LineString(np.column_stack((data_s.x,data_s.y)))
line_2 = LineString(np.column_stack((x,y)))
intersection = line_1.intersection(line_2)

x,y = intersection.xy
print(x,y)

plt.plot(*intersection.xy, 'ro')
plt.show()
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.

## Apéndice 4. Puntos de operación de la bomba para nivel estático y dinámico

```
#puntos de operacion nivel estatico y dinamico
import pandas as pd
import numpy as np
import seaborn as sns
import matplotlib.pyplot as plt
from shapely.geometry import LineString

fig, ax = plt.subplots()

fx=lambda x: 0.02460723515316203* x**2 +35#nivel dinamico (red)
gx=lambda x: 0.02460723515316203* x**2 +32#nivel estatico (black)
data_s=pd.read_csv('data_s.csv')

x=np.linspace(0,40,100)

aa=fx(x)
bb=gx(x)

plt.plot(x,aa,color="red")
plt.plot(x,bb,color="black")
plt.plot(data_s.x,data_s.y)

ax.grid(True)
plt.title("Puntos de operacion")
plt.xlabel("Q [L/s]")
plt.ylabel("H [m]")
plt.legend(["nivel dinamico","nivel estatico"])

#
line_1 = LineString(np.column_stack((data_s.x,data_s.y)))
line_2 = LineString(np.column_stack((x,aa)))
line_3 = LineString(np.column_stack((x,bb)))
intersection_1 = line_1.intersection(line_2)
intersection_2 = line_1.intersection(line_3)

x,y = intersection_1.xy
print(x,y)

plt.plot(*intersection_1.xy, 'ro')

v,w = intersection_2.xy
print(v,w)

plt.plot(*intersection_2.xy, 'ro')

plt.show()
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.

## Apéndice 5. Cálculo del NPSHA

```
#Carga de succión neta positiva disponible NPSHA
#Basado en el manual de ingeniería de Franklin Electric paginas 3,11,12
#https://franklinlinkmx.wordpress.com/2010/04/26/npsa-carga-de-succion-neta-positiva/

import math

Ha= 32.6#Presión absoluta [pies de agua]
Hvp=0.84#Presión de vapor [pies de agua]
Hf=((3.96/100)*65.6168)+((3.96/100)*16.4042)#Perdidas por fricción [pies]
Hs=-65.6168#Distancia del nivel del liquido arriba o abajo del ojo del impulsor (+,-)

NPSHA=(Ha-Hvp-Hf-Hs)*(0.3048)#NPSHA en metros

print(str(NPSHA) + " m" )
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.

## Apéndice 6. Selección del supresor de golpe de ariete

```
# Selección del supresor de golpe de ariete
#https://www.siouxchief.com/docs/default-source/print/print-brochures/supply/water-hammer-arresters---engineer-report.pdf
#pag. 16,17,26

import math

L=69#Longitud efectiva de la tubería [feet]
V=274.29#Cambio en velocidad [US liquid gallon per minute]
D=3.786#Diametro interno de la tubería [inches]
Pf=46.46#Presión manométrica [PSIG]
Y=63#función de Pma/Pfa [ver graficas del capitulo]
Pm=150#Presión máxima permisible [PSIG]

X= (Pm+14.7)/(Pf+14.7)#Pma/Pfa

C=(1.5*L*pow(V,2))/(pow(D,2)*(Pf+14.7)*Y)#Capacidad requerida del supresor [in cubic inches]

place=(L*(5/100))*0.3048#ubicación del supresor en la línea

print(X)
print(place)
print(str(C) + " in^3")
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.



## Apéndice 7. Estimación de calibre para conductores DC-AC

```
#Calibre del conductor DC-AC
import math
#Lado DC
R=12.9#Cu12.9Ohms a 75oC [Ohms]
Isa=17#Corriente nominal Subarray (Apacidad calculada)[A]
Ia=118.13#Corriente nominal Array (Apacidad calculada)[A]
Lsa=89#Distancia desde el subarray al combiner [ft]
La=7#Distancia desde el combiner al inversor [ft]
Ud=523.6*(0.8/100)#Caída de voltaje permisible [V]

Acml_sa=(2*R*Isa*Lsa)/(Ud)#Calibre del conductor para cada subarray [Cmil]
Acml_a=(2*R*Ia*La)/(Ud)#Calibre del conductor para el array [Cmil]
print("DC_side")
print(str(Acml_sa) + " Cmil" + " subarray" + " (check the ampacity!)")

print(str(Acml_a) + " Cmil" + " array" + " (check the ampacity!)")
#Lado AC
Ii=83#(Ampacidad segun inversor)[A]
Li=86#Longitud desde el inversor hasta cuadro de bomba [ft]
Lip=115#Longitud desde el cuadro de bomba hasta la bomba sumergible [ft]
Udac=480*(1/100)#Caída de voltaje permisible [V]
Acml_ac=(pow(3,0.5)*R*Ii*Li)/(Udac)
Acml_acp=(pow(3,0.5)*R*Ii*Lip)/(Udac)

print("AC_side_(Inverter-Pump controls)")
print(str(Acml_ac) + " Cmil" + "inverter to pump controls" + " (check ampacity!)")
print("AC_side_(Pump controls-Pump)")
print(str(Acml_acp) + " Cmil" + "pump controls to pump" + " (check ampacity!)")
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.

## Apéndice 8. Diseño de malla de puesta a tierra, $R_g$ en función de $L_T$

```
#Resistencia de malla en funcion de la longitud del conductor LT [m]
%matplotlib inline
import math
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np

#Perimetro de malla
Lx=40#Longitud en X [m]
Ly=40#Longitud en Y[m]
P=(2*Lx)+(2*Ly)#Perimetro[m]

pa=330 #resistividad del terreno [Om]
LT=np.linspace(P,5000,1000) #LT=1540 #Longitud total de conductores enterrados [m]
A=Lx*Ly #Área ocupada por la malla [m^2]
h=0.5 #Profundidad de la malla [m]

def Rg(LT): return pa*((1/LT)+((1/(pow(20*A,1/2)))*(1+(1/(1+(h*pow(20*A,1/2))))))))

plt.plot(LT,Rg(LT))

plt.xlabel("LT[m]")
plt.ylabel("Rg [Ω]")
```

Fuente: elaboración propia, Jupyter.or, Python.

## Apéndice 9. Diseño del LPS

```
import math
#Calculo de la distancia de separación "s"
ki=0.04 #protección clase III
kc=1 #3 o mas conductores Kc=0.44, aplica caso especial Kc=1
km=0.5 # varios materiales aislamiento electrico
L= 2 #[m] distancia veritcal estructura tierra
s=ki*(kc/km)*L
print("s = "+str(s) + " d>=s")

#Determinación de la separación de impacto "Lm"
h1=1 # [m] altura del pararrayos desde estructura
rsc=45 # [m] radio de la esfera
Lm= 2* math.sqrt((2*h1*rsc)-pow(h1,2))
print("Lm = "+str(Lm))

#Separación de diseño
fs=0.25 #factor de seguridad 0<fs<1
Ld=Lm/(1+fs)
print("Ld = "+str(Ld) + " Ld<Lm")
|
#Altura de protección
hp= h1+math.sqrt(pow(rsc,2)-pow(Ld/2,2))-rsc
print("hp = " + str(hp))
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.

## Apéndice10. Diseño del banco de baterías

```
#Diseño del banco de baterias
import math
from functools import reduce
# Energia entregada por bateria Eb [Wh]

FVC=1.2 #1.Factor de variabilidad de cargas y tiempos(FVC) 10%-30%
FPE=1.05#2.Factor de perdidas electricas por empalmes y caidas de tensión (FPE) 5%
FEI=1.1#3.Factor de eficiencia de inversor (FEI) aplica AC 10%-15%
FER=1.05#4.Factor de eficiencia del regulador (FER)
FDA=1.5#5.Dias de autonomia de la bateria (FDA=días de autonomia)
FEB=1.1#6.Factor de eficiencia de la bateria (FEB)
FDP=2#7.Factor de descarga profunda (FDP) 40%

Fki1=[1.2,1.05,1.1,1.05,1.5,1.1]
Fki2=[1.2,1.05,1.05,1.5,1.1]

ELac=5421 #Consumo energético cargas AC [Wh]
Fk1= reduce(lambda x,y: x*y, Fki1) #Producto de facotores de corrección AC
ELdc=0 #Consumo energetico DC [Wh]
Fk2= reduce(lambda x,y: x*y, Fki2) #Producto de factores de corrección DC
Us=240# Tensión del sistema

Eb= (ELac*Fk1)+(ELdc*Fk2)# Energia entregada por bateria Eb [Wh]
Etb=Eb*FDP#Energia total considerando el factor de descarga profunda[Wh]
TBE=Etb/Us
print("Eb = " + str(Eb) + " Wh")
print("Etb = "+str(Etb) + " Wh")
print("TBE = "+str(TBE) + " Ah")
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.



## Apéndice 12. Perfiles del valor presente neto, NPV profile

```
#Cash flows-----
r=0.04#Discount rate/cost of capital
cash_flows=[-148952, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629, 19629]
list(enumerate(cash_flows))
#NPV funtion-----
def calc_npv(DiscountRate, CashFlows):
    NPV=0
    for i, val in enumerate(CashFlows):
        NPV+=val/(1+DiscountRate)**i
    return NPV
round(calc_npv(DiscountRate=r,CashFlows=cash_flows),3)
#Plotting the Net Present Value Profile
rate=[]
npv=[]
for i in range(1,41):
    rate.append(0.01*i)
    npv.append(round(calc_npv(DiscountRate=0.01*i,CashFlows=cash_flows),3))
import pandas as pd
df=pd.DataFrame(data={'Rate':rate, 'NPV': npv})
import matplotlib.pyplot as plt
fig, ax=plt.subplots(figsize=(7,5),dpi=150)
ax.plot(df['Rate'], df['NPV'], zorder=1, color= 'red', label='NPV Profile')
ax.set_xlabel('RATE')
ax.set_ylabel('NPV')
ax.scatter(r,df.loc[df['Rate']==0.04,'NPV'], marker='x', color='black', s=15, zorder=2, label='Discount rate (r)=0.04, (157693.80721392328)')
x, y=(0,0.4),(0,0)
ax.plot(x,y)
ax.scatter(x=0.12481767332, y=0, marker='x', color='black', s=15,
zorder=3, label=f'Internal Rate of Return [IRR] = 0.12481767332, (NPV=0)')
plt.legend()
plt.show()
```

Fuente: elaboración propia, desarrollada en Python.

## ANEXOS

### Anexo 1. Escala para valoración de impactos

<b>Signo</b> Carácter beneficioso o perjudicial de las distintas acciones que van a actuar sobre los distintos factores considerados.	
Beneficioso	+
Perjudicial	-
<b>Intensidad (In)</b> Grado de incidencia de la acción sobre el factor, en el ámbito específico en que actúa.	
Afección mínima	1
Situaciones intermedias	2 a 11
Destrucción total	12
<b>Extensión (Ex)</b> Área de influencia teórica del impacto en relación con el entorno del proyecto (% de área, respecto del entorno en que se manifiesta el efecto).	
Puntual: efecto muy localizado	1
Parcial	2
Total: influencia generalizada	8

Fuente: el estudio del impacto ambiental: características y metodologías,  
Dr. Ignacio Daniel Coria, 2010, publicado por Marcial Quijano.

### Anexo 2. Continuación de escala para valoración de impactos

<b>Momento (Mo)</b> Tiempo que transcurre entre la aparición de la acción y el comienzo del efecto sobre el factor del medio considerado.	
Inmediato: tiempo transcurrido nulo 4	
Corto plazo: inferior a un año	4
Mediano plazo: entre 1 y 5 años	2
Largo plazo: más de 5 años	1
<b>Persistencia (Pe)</b> Tiempo que permanece el efecto desde su aparición y a partir del cual el factor afectado retorna a las condiciones iniciales previas a la acción por medios naturales, o mediante la introducción de medidas correctoras.	
Efecto fugaz: menos de un año	1
Efecto temporal: entre 1 y 10 años	2
Efecto permanente: superior a los 10 años	4

Fuente: el estudio del impacto ambiental: características y metodologías, Dr. Ignacio Daniel Coria, 2010, publicado por Marcial Quijano.

### Anexo 3. Continuación de escala para valoración de impactos

<b>Recuperabilidad (Rv)</b>	
Posibilidad de reconstrucción, total o parcial, del factor afectado como consecuencia del proyecto, es decir, la posibilidad de retornar a las condiciones iniciales previas a la actuación por medio de intervención humana.	
Recuperable totalmente en forma inmediata	1
Recuperable totalmente a medio plazo	2
Irrecuperable	4

<b>Certidumbre (Ce)</b>	
Grado de seguridad con el que se espera que se produzca el efecto.	
Improbable	1
Probable	2
Cierto	3

Fuente: el estudio del impacto ambiental: características y metodologías,  
Dr. Ignacio Daniel Coria, 2010, publicado por Marcial Quijano.