



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

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS Y SU APLICACIÓN A UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE
60 KVA**

Paulo César Martínez Cerna

Asesorado por el Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira

Guatemala, enero de 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS Y SU APLICACIÓN A UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE
60 KVA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

PAULO CÉSAR MARTÍNEZ CERNA

ASESORADO POR EL ING.FERNANDO ALFRESO MOSCOSO LIRA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, ENERO DE 2019

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
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. Luis Diego Aguilar Ralón
VOCAL V	Br. Christian Daniel Estrada Santízo
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
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:

**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS Y SU APLICACIÓN A UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE
60 KVA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 12 de febrero de 2018.



Paulo César Martínez Cerna

Guatemala, 21 de mayo de 2018

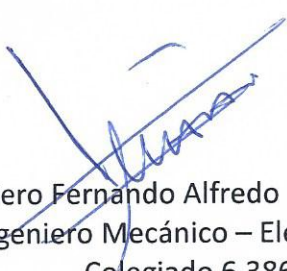
Ingeniero
Saúl Cabezas Durán
Coordinador de Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ing. Saúl Cabezas

Por este medio me dirijo a usted para notificarle que el estudiante Paulo César Martínez Cerna, con Documento de Identificación Personal 2342 46081 2205, ha finalizado su trabajo de graduación titulado: **“ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y SU APLICACIÓN A UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 60 KVA”** por lo cual considero que el trabajo de graduación cumple con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo, sometiéndolo a su consideración la aprobación del mismo, siendo responsables del contenido técnico el estudiante y el suscrito, en calidad de asesor.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarlo.

Atentamente,


Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira
Ingeniero Mecánico – Electricista.
Colegiado 6,386

Fernando Alfredo Moscoso Lira
Ingeniero Mecánico Electricista
Colegiado No. 6386



REF. EIME 61. 2018.
10 DE SEPTIEMBRE 2018.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Otto Fernando Andrino González
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DE
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y SU APLICACIÓN A UNA
MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 60 KVA,** del
estudiante **PAULO CÉSAR MARTÍNEZ CERNA,** que cumple
con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
DID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Saúl Cabezas Durán
Coordinador Área de Potencia





REF. EIME 61.2018.

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; PAULO CÉSAR MARTÍNEZ CERNA, titulado: ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y SU APLICACIÓN A UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 60 KVA, procede a la autorización del mismo.


Ing. Otto Fernando Andriano González



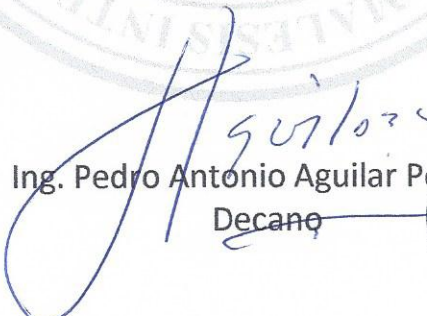
GUATEMALA, 19 DE SEPTIEMBRE 2018.



DTG. 004.2019

El Decano 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: **ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y SU APLICACIÓN A UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE 60 KVA**, presentado por el estudiante universitario: **Paulo César Martínez Cerna**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:


Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, enero de 2019

/gdech

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por el regalo de la vida y por darme la sabiduría y el entendimiento necesario para cumplir mis metas.
- Mi mamá** Mayra Cerna, por ser una madre cariñosa y dedicada que cada día supo demostrarme su amor incondicional, fuerza necesaria para culminar mi carrera.
- Mi papá** Julio Martínez, por su amor y apoyo incondicional y por saber guiarme siempre por el camino correcto a través de su ejemplo y consejos.
- Mis hermanos** Aníbal Antonio y Julio Andrés Martínez, por su amistad cariño y apoyo en cada momento.
- Mi novia** Claudia Cojulún, por estar a mi lado y apoyarme con amor en los momentos más difíciles de mi carrera.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser una importante casa de estudios y brindarme la oportunidad de cursar una carrera profesional.
Facultad de Ingeniería	Por brindarme el conocimiento necesario para ser una profesional.
Familia Chocano Martínez	Por abrirme las puertas de su hogar para la realización del trabajo de graduación; un agradecimiento muy especial al señor Sergio Chocano, por brindarme su tiempo y conocimiento durante el recorrido de las instalaciones de la finca Santa Gertrudis.
Ing. Fernando Moscoso	Por su apoyo como asesor, que dedicó parte de su valioso tiempo para la revisión de tesis y por motivarme a culminar mi carrera universitaria.
Ing. Julio Martínez	Por su cariño de padre, apoyo y orientación profesional en la realización de las obras civiles.
Arq. Walter Guerra	Por su apoyo y orientación profesional con la elaboración de esquemas.

MBA Byron Maas

Por su apoyo y orientación profesional para la elaboración del estudio económico.

Selvin Godoy

Por su apoyo y orientación profesional en el diseño de la línea de interconexión.

Familia Cojulún Juárez

Por abrirme las puertas de su hogar y recibirme con cariño en cada etapa de mi formación como profesional.

Mis amigos de la Facultad

Lenin Calderón, Anddy Méndez, Héctor López, Víctor Gómez, Francisco Poz, Ramiro Ruiz, Francisco Vielman y Acner Cano.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XV
GLOSARIO	XVII
RESUMEN.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN	XXV
1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	1
1.1. Principio de funcionamiento de las centrales hidroeléctricas.....	1
1.2. Componentes de una central hidroeléctrica	3
1.2.1. Embalse.....	3
1.2.2. Represa	4
1.2.3. Bocatoma.....	6
1.2.4. Obra de conducción.....	6
1.2.5. Desarenador	6
1.2.6. Cámara de presión	7
1.2.7. Tubería de presión o tubería forzada.....	7
1.2.8. Casa de máquinas.....	9
1.2.9. Turbina	10
1.2.9.1. Clasificación de las turbinas	11
1.2.9.2. Turbina pelton.....	12
1.2.9.3. Turbina Francis.....	12
1.2.9.4. Turbina Kaplan	13
1.2.10. Generador síncrono.....	13
1.2.10.1. Funcionamiento en una red aislada.....	14

1.2.10.2.	Funcionamiento en una red de potencia infinita	15
1.2.10.2.1.	Efectos de la variación de excitación	16
1.2.10.2.2.	Efectos de la variación de la velocidad	17
1.2.10.3.	Curva de capacidad.....	18
1.2.11.	Transformador.....	19
1.2.11.1.	Principio de funcionamiento	20
1.2.12.	Líneas de transporte	21
1.3.	Clasificación de las centrales hidroeléctricas	21
1.3.1.	Según sus aspectos constructivos	21
1.3.1.1.	Centrales de agua fluyente o centrales sin embalse.....	21
1.3.1.2.	Centrales con embalse o de regulación.....	22
1.3.1.2.1.	Centrales de regulación anual.....	22
1.3.1.2.2.	Centrales de regulación mensual	22
1.3.1.2.3.	Centrales de regulación semanal	23
1.3.1.2.4.	Centrales de regulación diaria.....	23
1.3.1.3.	Centrales de acumulación por bombeo	23
1.3.2.	Según la potencia instalada	24

1.4.	Conceptos claves	24
1.4.1.	Energía renovable	24
1.4.1.1.	Energía renovable en Guatemala	25
1.4.2.	Energía hidroeléctrica.....	31
1.4.2.1.	Energía hidroeléctrica en Guatemala ..	31
1.4.3.	Principios de la participación de un generador hidroeléctrico en el mercado mayorista	36
1.4.4.	El mercado de carbono.....	38
2.	GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE.....	43
2.1.	Derechos y obligaciones de un GDR.....	46
2.1.1.	Previo a la conexión del GDR a la red de distribución.....	48
2.1.2.	Durante la operación del GDR.....	53
2.2.	Habilitación comercial.....	54
2.3.	Oferta firme, OF, y oferta firme eficiente, OFE	57
2.3.1.	Oferta firme.....	57
2.3.1.1.	Determinación de la PP_i	58
2.3.1.2.	Determinación del $coefdisp_i$	61
2.3.1.3.	Determinación de la $PHMR_i$	62
2.3.2.	Oferta firme eficiente	63
2.4.	Opciones de comercialización del producto	65
2.4.1.	Contratos por diferencias con curva de carga	66
2.4.2.	Contratos de potencia sin energía asociada.....	66
2.4.3.	Contratos de opción de compra de energía.....	66
2.4.4.	Contratos por diferencias por la demanda faltante.....	67
2.4.5.	Contratos de energía generada	67
2.4.6.	Contratos de reserva de potencia.....	67

2.4.7.	Contratos de respaldo de potencia.....	68
3.	REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	69
3.1.	Conceptos claves.....	69
3.1.1.	Rehabilitación.....	69
3.1.2.	Modernización	70
3.1.3.	Repotenciación.....	71
3.2.	Planteamiento del problema.....	72
3.3.	Hipótesis	79
3.4.	Ejemplos de proyectos de repotenciación.....	81
3.4.1.	Repotenciación de la central hidroeléctrica Prado ..	82
3.4.2.	Repotenciación de la microcentral hidroeléctrica El Palmor.....	86
3.4.3.	Repotenciación de la centrales hidroeléctricas de CEL	90
3.4.3.1.	Central hidroeléctrica Guajoyo	90
3.4.3.2.	Central hidroeléctrica Cerrón Grande...91	
3.4.3.3.	Central hidroeléctrica 5 de Noviembre.....	91
3.4.3.4.	Central hidroeléctrica 15 de septiembre.....	92
3.4.4.	Repotenciación de la central hidroeléctrica Acaray	93
3.4.5.	Repotenciación y modernización de la central hidroeléctrica río Macho	95
3.4.6.	Estudio de repotenciación del sistema hidroeléctrico de Necaxa	99
3.4.7.	Otros ejemplos de repotenciación	102

4.	ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DE LA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LA FINCA SANTA GERTRUDIS	105
4.1.	Situación actual de la microcentral hidroeléctrica.....	106
4.1.1.	Bocatoma.....	106
4.1.2.	Obra de conducción.....	109
4.1.3.	Tubería de presión.....	111
4.1.4.	Casa de máquinas.....	113
4.1.4.1.	Generador.....	116
4.1.5.	Transformadores	118
4.1.6.	Línea de transmisión	120
4.2.	Estudios.....	121
4.2.1.	Estudio de impacto ambiental.....	122
4.2.1.1.	Fases del estudio de impacto ambiental	122
4.2.1.1.1.	Identificación.....	123
4.2.1.1.2.	Predicción.....	123
4.2.1.1.3.	Evaluación de los impactos	124
4.2.1.1.4.	Atenuación.....	124
4.2.1.2.	Presentación de los instrumentos ambientales ante el MARN	125
4.2.1.3.	Convenio 169 de OIT.....	135
4.2.2.	Estudio hidrológico	136
4.2.3.	Estudio topográfico	143
4.2.4.	Estudio técnico	150
4.2.4.1.	Propuesta para el proyecto de repotenciación	150
4.2.4.2.	Dimensionamiento de la bocatoma....	152

4.2.4.3.	Dimensionamiento del canal de conducción	154
4.2.4.4.	Dimensionamiento del desarenador...	156
4.2.4.5.	Dimensionamiento y elección de la tubería de presión	158
4.2.4.6.	Dimensionamiento de la cámara de presión.....	159
4.2.4.7.	Dimensionamiento y elección de la turbina	161
4.2.4.8.	Dimensionamiento y elección del generador	163
4.2.4.8.1.	Esquemas de conexión del generador.....	165
4.2.4.8.2.	Eficiencia del generador.....	165
4.2.4.8.3.	Sistema de excitación y regulador de voltaje del generador	166
4.2.4.8.4.	Sistema de protecciones del generador.....	168
4.2.4.9.	Dimensionamiento de la casa de máquinas.....	173
4.2.4.10.	Dimensionamiento del transformador.	174
4.2.4.11.	Dimensionamiento de la línea de transmisión	178
4.2.4.11.1.	Conductores.....	180
4.2.4.11.2.	Estructuras	181

4.2.5.	Estudio energético	188
4.2.5.1.	Energía generada	188
4.2.5.2.	Pérdidas de energía	194
4.2.5.3.	Energía disponible para comercialización	195
4.2.6.	Estudio económico	196
4.2.6.1.	Presupuesto general.....	197
4.2.6.2.	Costo del KW instalado	200
4.2.6.3.	Ingresos y costos del proyecto	201
4.2.6.3.1.	Ingresos.....	201
4.2.6.3.2.	Costos	201
4.2.6.4.	Financiamiento	203
4.2.6.4.1.	Banco de América Central (BAC)	204
4.2.6.4.2.	Banco Industrial (BI) ...	209
4.2.6.4.3.	Banco G&T Continental	213
4.2.6.4.4.	Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)	221
4.2.6.4.5.	Cooperativa Guayacán	223
4.2.6.4.6.	Banco de Desarrollo Rural (Banrural)	226
4.2.6.5.	Factibilidad económica del proyecto..	230

CONCLUSIONES.....233
RECOMENDACIONES235
BIBLIOGRAFÍA.....237
APÉNDICES.....239

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Diagrama general del funcionamiento de una hidroeléctrica.....	3
2.	Embalse de la central hidroeléctrica Itaipú.....	4
3.	Represa de la central hidroeléctrica Itaipú	5
4.	Tubería de presión hidroeléctrica Pasabien	8
5.	Casa de máquinas	10
6.	Partes de una turbina.....	11
7.	Curva de capacidad para un determinado alternador	19
8.	Porcentaje de aprovechamiento de fuentes renovables para la generación eléctrica	26
9.	Matriz de generación de energía eléctrica por tipo de recurso, 2011-2016	28
10.	Generación por tipo de recurso a julio de 2016 y 2017	29
11.	Generación mensual por tipo de recurso en %, 2017	30
12.	Generación por tipo de recurso en % a noviembre de 2017	30
13.	Capacidad instalada en el sistema nacional interconectado en MW, al cierre de 2017	32
14.	Generación eléctrica por tipo de combustible en % de enero a noviembre de 2017.....	33
15.	Generación mensual en GWh, 2017	34
16.	Marco legal del subsector eléctrico guatemalteco.....	37
17.	Estructura del subsector eléctrico	38
18.	GDRs por tecnología en MW a noviembre de 2017	44
19.	Formulario de conexión de un GDR	52

20.	Variación de la demanda de energía y su relación con el PIB	73
21.	Demanda máxima de potencia del SNI en MW y su variación porcentual anual, 2011-2016	74
22.	Consumo de energía eléctrica del SNI en GWh y su variación porcentual anual, 2011-2016	75
23.	Canal de conducción de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca San Carlos.....	77
24.	Embalse de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca San Carlos	78
25.	Casa de máquinas de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca San Carlos	78
26.	Casa de máquinas y posible punto de conexión de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca San Carlos.....	81
27.	Ubicación de la central hidroeléctrica El Prado.....	83
28.	Desmontaje de la turbina, unidad 1	85
29.	Montaje de la turbina, unidad 2.....	85
30.	Ubicación de la microcentral de la hidroeléctrica El Palmor	87
31.	Unidad de 150 KV microcentral El Palmor.....	89
32.	Tubería a presión de ambas unidades de generación.....	90
33.	Sistema de río de central hidroeléctrica Acaray.....	94
34.	Ubicación de la central hidroeléctrica río Macho	97
35.	Ubicación de la zona de estudio	100
36.	Bocatoma completa	107
37.	Parte de la obra de toma	108
38.	Embalse con sedimentos y basura	109
39.	Parte del canal con revestimiento de cemento	110
40.	Parte del canal sin revestimiento	110
41.	Parte superior de la tubería de presión.....	111
42.	Parte inferior de la tubería de presión.....	112

43.	Parte reparada de la tubería de presión.....	113
44.	Exterior de la casa de máquinas	114
45.	Interior de la casa de máquinas	114
46.	Gobernador de velocidad y turbina	115
47.	Tableros de medición y control	116
48.	Placa de datos generador síncrono 60 KVA	117
49.	Generador síncrono de 60 KVA y su acople a la turbina.....	117
50.	Placa de datos transformador dañado de 60 KVA	119
51.	Línea de transmisión	121
52.	Instrumentos ambientales	127
53.	Categorización ambiental.....	128
54.	Requisitos categoría B2	132
55.	Requisitos de presentación	133
56.	Hidrograma mensual.....	138
57.	Hidrograma multianual	139
58.	Curva de duración de caudales.....	141
59.	Curva de frecuencia de caudales.....	142
60.	Puntos importantes de la microcentral hidroeléctrica Santa Gertrudis	144
61.	Puntos de posible línea de interconexión.....	148
62.	Curvas de nivel de la microcentral de la hidroeléctrica Santa Gertrudis	149
63.	Bocatoma	154
64.	Canal de conducción.....	156
65.	Desarenador de lavado intermitente	157
66.	Desarenador	158
67.	Cámara de presión.....	161
68.	Nomograma de aplicación para turbinas hidráulicas.....	162
69.	Esquemas de conexión	165

70.	Curva de eficiencia	166
71.	Sistema de excitación gobernado por AVR SX460.....	167
72.	Transformador tipo pedestal 300 KVA	176
73.	Fuerzas que producen carga sobre estructuras de soporte.....	183
74.	Vista de planta de traza de la línea de transmisión.....	186
75.	Vista de perfil de traza línea de transmisión	187
76.	Hidrograma mensual y curva de caudales útiles mensuales	190
77.	Costos separados por cada uno de los ítems	200
78.	Esquema de programa de apoyo MIPYME verdes	221
79.	Flujo de caja con deuda y libre de deuda	231

TABLAS

I.	Comparación de diferentes materiales para tuberías a presión.....	9
II.	Clasificación según potencia instalada	24
III.	Generación por tipo de combustible en GWh, 2011-2016	27
IV.	Registro de centrales hidroeléctricas mayores a 5 MW en operación ..	35
V.	Registro de centrales hidroeléctricas menores o iguales a 5MW en operación	45
VI.	Demanda máxima de potencia del SNI en MW, 2011-2016	74
VII.	Coordenadas UTM Prado	82
VIII.	Coordenadas UTM Palmor	88
IX.	Aumento de capacidad en MW por central	93
X.	Coordenadas UTM río Macho.....	96
XI.	Cuadro comparativo entre el estado actual del sistema y el estado propuesto.....	101
XII.	Aumento de capacidad en (MW) en distintos proyectos de repotenciación.....	103
XIII.	Resumen de medición de voltaje	120

XIV.	Extracto del listado taxativo.....	129
XV.	Caudales históricos del río Las Canoas	137
XVI.	Caudales medios estimados por mes río Las Canoas	138
XVII.	Duración y frecuencia de caudales	140
XVIII.	Coordenadas UTM Santa Gertrudis.....	145
XIX.	Coordenadas UTM Línea de transmisión.....	147
XX.	Parámetros de dimensionamiento.....	152
XXI.	Selección de fusibles para transformadores	177
XXII.	Resumen línea de interconexión a construir	180
XXIII.	Factores de sobrecarga líneas clase C	184
XXIV.	Factores de resistencia líneas clase C.....	184
XXV.	Caudal útil a turbinar en cada mes.....	189
XXVI.	Potencia proyectada en bornes del generador.....	191
XXVII.	Resumen de generación de energía diaria, semanal y anual	193
XXVIII.	Resumen de pérdidas de energía	195
XXIX.	Resumen de energía disponible para comercialización	196
XXX.	Presupuesto general del proyecto.....	199
XXXI.	Desglose de pagos mensuales BAC	208
XXXII.	Desglose de pagos mensuales BI.....	211
XXXIII.	Desglose de pagos mensuales G&T	218
XXXIV.	Desglose de pagos anuales supuestos para BCIE	223
XXXV.	Desglose de pagos mensuales Cooperativa Guayacán.....	224
XXXVI.	Resumen del préstamo Banrural.....	230

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
H	Altura
A	Amperios
Q	Caudales
cm	Centímetros
I	Corriente
\$	Dólar estadounidense
η	Eficiencia
E	Energía
fp	Factor de potencia
f	Frecuencia
GWh	Gigavatios hora
g	Gravedad
Hz	Hertz
KW	Kilovatios
KWh	Kilovatios hora
KV	Kilovoltios
KVA	Kilovoltio-amperio
MT	Media tensión
MW	Megavatios
MWh	Megavatios hora
m	Metros
m^3	Metros cúbicos
m^3/s	Metros cúbicos por segundo

n	Número de pares de polos
P	Potencia activa
S	Potencia aparente
rpm	Revoluciones por minutos
t	Tiempo
V	Voltaje
v	Voltios
W	Watts o vatios

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
ANSI	American National Standards Institute.
CAPEX	Capital Expenditures.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
DPCA	Distribution Power Coalition of America.
GDR	Generador distribuido renovable.
GDRs	Generadores distribuidos renovables.
IPC	Índice de precios del consumidor.
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers.
IGSS	Instituto Guatemalteco de Seguridad Social.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
IEC	International Electrotechnical Commission.
LGE	<i>Ley general de electricidad.</i>

MM	Mercado mayorista.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
NTDOID	Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución.
NTGDR	Norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía.
NCC	Normas de coordinación comercial.
NCO	Normas de coordinación operativa.
NTSD	Normas técnicas del servicio de distribución.
OF	oferta firme.
OFE	Oferta firme eficiente.
O&M	Operación y mantenimiento.
PPI	<i>Producer price index.</i>
PIB	Producto interno bruto.
PLP	Programación de largo plazo.

RLGE	<i>Reglamento de la ley general de electricidad.</i>
SNI	Sistema nacional interconectado.
TIR	Tasa interna de retorno.
VPN	Valor presente neto.
WACC	<i>Weighted average cost of capital.</i>

RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se presentan los proyectos de repotenciación como una alternativa para el incremento de generación de las centrales hidroeléctricas (principalmente, de las más antiguas); se aprovechan así de mejor manera el recurso hídrico disponible. Se presenta una investigación teórica de centrales hidroeléctricas, generación distribuida renovable y repotenciación de centrales hidroeléctricas. Posteriormente, se unifica lo expuesto en la investigación para su aplicación en la realización de un estudio técnico económico de repotenciación.

Dentro de la investigación, en lo referente a las centrales hidroeléctricas, se listan cada uno de sus componentes, se dan una breve definición de cada uno. También, se realiza una clasificación de las centrales hidroeléctricas, dependiendo de sus distintas características. Además, se aborda el tema de las energías renovables, se hace énfasis en la energía hidroeléctrica y como ha sido su evolución y situación actual en Guatemala; también, se presentan los marcos regulatorios de la participación de los generadores hidroeléctricos en el mercado mayorista.

Para el tema de la generación distribuida renovable, se presenta una breve definición enmarcada dentro de los parámetros exigidos en Guatemala para que un generador pueda denominarse como GDR. También, se presenta el marco regulatorio para que un GDR pueda comercializar sus productos en el mercado mayorista guatemalteco (sus derechos y obligaciones, su habilitación comercial y la determinación de su oferta firme y oferta firme eficiente); además,

se presentan todas las opciones de contratos disponibles para la comercialización de sus productos.

Luego, se presenta la definición de repotenciación se hace la distinción entre rehabilitación y modernización; dos temas sumamente parecidos. Posteriormente, se plantea la necesidad de aumento de generación a partir de recursos renovables en Guatemala y se exponen las ventajas de la energía hidroeléctrica; se plantean los proyectos de repotenciación de hidroeléctricas como una solución altamente viable a dicha problemática. Con la finalidad de mostrar lo beneficiosos que pueden llegar a ser este tipo de proyectos, se presentan una serie de ejemplos de repotenciones realizadas a nivel mundial; se presentan los beneficios técnicos y económicos.

Por último, con la finalidad de demostrar los beneficios técnicos y económicos investigados anteriormente, se realiza un estudio técnico económico de repotenciación de la central hidroeléctrica aislada de 60 KVA de la finca Santa Gertrudis.

OBJETIVOS

General

Establecer los criterios que deberán ser integrados en un proyecto de repotenciación de centrales hidroeléctricas. se muestran así los proyectos de repotenciación como una alternativa para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica.

Específicos

1. Clasificar y caracterizar las centrales hidroeléctricas y sus elementos.
2. Exponer la metodología para que un GDR pueda comercializar sus productos en el mercado mayorista.
3. Mostrar la necesidad y el beneficio de realizar proyectos de repotenciación con las antiguas centrales hidroeléctricas.
4. Explicar cómo se puede aumentar la generación de energía eléctrica, aprovechando el mismo recurso hídrico disponible.
5. Aplicar los criterios obtenidos al proyecto de repotenciación de una microcentral hidroeléctrica de 60 KVA.

INTRODUCCIÓN

Una central hidroeléctrica es un campo donde se encuentran instalados los equipos destinados a transformar la energía mecánica del agua de un río en energía eléctrica. Debido a que dicha energía se obtiene de un recurso ilimitado y además es amigable con el medio ambiente, se dice que es una energía renovable.

La generación distribuida renovable en Guatemala se define como cualquier tecnología de generación renovable que se conecta a una red de distribución y cuyo aporte de potencia neto sea menor o igual a 5 MW; dentro de las tecnologías reconocidas como energías renovables están: hidráulica; geotérmica, eólica, solar: térmica y fotovoltaica, y biomásica: biocombustibles, residuos urbanos, forestales, agrícolas y residuos animales.

Un proyecto de repotenciación básicamente está enfocado en aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas que aprovechan el mismo recurso hídrico.

Para lograr el aumento en la capacidad de generación es preciso realizar un estudio de todos los componentes de la central hidroeléctrica, con la finalidad de determinar cuáles deben ser sustituidos por equipos más eficientes, rediseñados o sometidos a algún plan de mantenimiento. Es el análisis en conjunto de estos componentes lo que al final del proyecto conducirá a conseguir el objetivo planteado. De esta manera, un proyecto de repotenciación de una central hidroeléctrica tiene como objetivo definir los criterios que deberán ser integrados para conseguir aumentar la capacidad de generación.

Dentro del estudio técnico económico se identifican las mejoras, rediseños, planes de mantenimientos o sustituciones a los cuales debe ser sometida la central; analizan la factibilidad técnica y los costos asociados que implican la realización de dichos trabajos; también analizan su viabilidad económica con la finalidad de determinar si se realizará o no el proyecto de repotenciación.

1. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Una central hidroeléctrica es una instalación con un conjunto de máquinas, equipo de protección y de maniobras, destinados a convertir la energía mecánica del agua en energía eléctrica. En una central hidroeléctrica se aprovecha tanto la energía cinética como la energía potencial del agua de los ríos.

"Una corriente de agua contiene dos formas de energía: la debida a su velocidad (energía cinética) y la debida a su elevación (energía potencial). Esto significa que en una central hidroeléctrica, se pueden aprovechar tanto pequeños desniveles por los que circula gran cantidad de agua, como grandes desniveles por los que circula un pequeño caudal".¹

1.1. Principio de funcionamiento de las centrales hidroeléctricas

En las centrales hidroeléctricas el agua es almacenada en el embalse, el cual se forma debido a la construcción de una presa. El agua almacenada es captada mediante la bocatoma para ser llevada por la obra de conducción y posteriormente a la tubería de presión por medio de la cámara de presión o chimenea de equilibrio (o directamente del embalse a la tubería de presión).

Al final de la tubería de presión se encuentra la casa de máquinas, que es el sitio en donde están instalados la turbina y el alternador. Al final del paso del

¹ FIGUEROA GARCÍA, Daniel Ángel. *Propuesta de repotenciación de generadores por medio del rediseño y cambio de aislante*. p. 88.

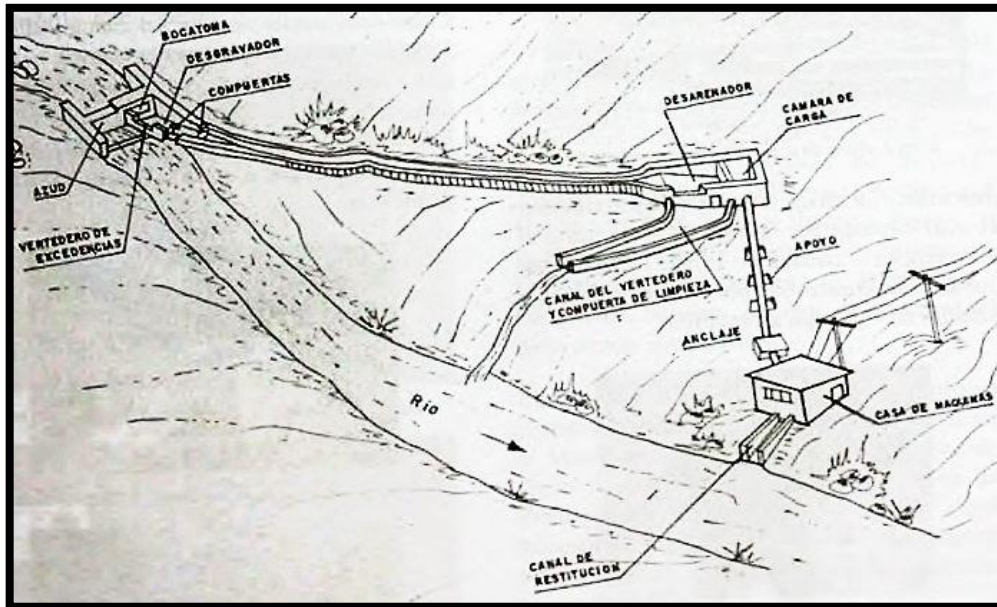
agua por la casa de máquinas, el agua es devuelta al río, por medio de una obra llamada desagüe o desfogue.

Mientras tanto, el movimiento del agua en contacto con la turbina en la casa de máquinas hace que ésta gire. Ya que la turbina está acoplada directamente al rotor del alternador, hace también que el rotor del alternador gire, y debido a las características electromagnéticas y mecánicas del alternador, se lleva a cabo la generación de energía eléctrica.

La energía eléctrica generada es conducida directamente a los transformadores mediante conductores, para elevar el nivel de tensión al cual se genera y posteriormente es llevada a las líneas de transporte, las cuales la conducen hacia los centros de consumo.

En la figura 1 se presenta un diagrama con los principales componentes de una central hidroeléctrica señalados, mostrando la estructura y el orden de dichos componentes, representando así el ciclo del agua desde su captación hasta que es devuelta en su totalidad al río, es decir que en este proceso no se desperdicia el agua utilizada. También, puede observarse las líneas que transportan la electricidad desde la casa de máquinas y se dirigen a los centros de transformación.

Figura 1. Diagrama general del funcionamiento de una hidroeléctrica



Fuente: *Microcentral hidroeléctrica*. <http://www.revistasbolivianas.org.bo/img/revistas/rtid/v6n6/a03g1.jpg>. Consulta: 4 de octubre de 2017.

1.2. Componentes de una central hidroeléctrica

Los principales componentes de una central hidroeléctrica son: embalse, represa, bocatoma, obra de conducción, desarenador, cámara de presión, tubería de presión o tubería forzada, casa de máquinas, turbina, generador síncrono (alternador), transformador y líneas de transporte de la energía.

1.2.1. Embalse

Es el depósito en el cual se acumula el agua mediante la construcción de una presa en el lecho del río para lograr un aumento en el nivel y acumular el volumen deseado de agua, La finalidad de construir un embalse puede ser

mantener una diferencia de nivel entre el punto de almacenamiento y el punto de aprovechamiento del agua; también, almacenar agua en época de lluvia para aprovecharla en la época seca, lo que permite realizar una regulación de la planta que puede ser: regulación anual, mensual, semanal o diaria.

A continuación, en la figura 2 se muestra una imagen del “embalse de la central hidroeléctrica Itaipú ubicada entre los países Brasil y Paraguay, dicho embalse cuenta con una extensión de 170 km y tiene la capacidad de almacenar 29 mil millones de metros cúbicos de agua”.²

Figura 2. **Embalse de la central hidroeléctrica Itaipú**



Fuente: *Represa Itaipu*. <http://megaconstrucciones.net/?construccion=represa-itaipu>. Consulta: 21 de diciembre de 2017.

1.2.2. Represa

Es la construcción destinada a detener el cauce del agua del río y crear así el embalse aguas arriba de ésta. Su forma más básica consiste en una muralla construida a lo ancho del río y en un lugar estratégico para el aprovechamiento del

² Hidroeléctrica Itaipú, embalse. *Itaipú Binacional*. <https://www.itaipu.gov.py/es/energia/embalse> Consulta: 21 de diciembre de 2017.

agua en la central hidroeléctrica. Los materiales utilizados para su construcción pueden ser: cemento, rocas, grava, hierro, acero, etc. Según su diseño las represas pueden ser: de gravedad, contrafuertes, de arco-bóveda y de tierra o escollera.³

La construcción de las presas debe estar basada en estrictas normas de seguridad para garantizar la protección de las personas, sus derechos y sus bienes. En Guatemala la construcción de las presas está regulada por las normas de seguridad de presas (NSP).

En la figura 3 se observa parte de la represa de la central hidroeléctrica de Itaipú, la cual está construida con la combinación de estructuras de hormigón, roca y tierra. Las tomas por donde el agua inicia su descenso por la tubería de presión hacia las turbinas están situadas en la parte superior de la represa principal desde donde se obtiene un desnivel de 120 m. La presa de Itaipú tiene 7 744 metros de extensión y un alto máximo de 196 metros.⁴

Figura 3. **Represa de la central hidroeléctrica Itaipú**



Fuente: *Construcción de represa Itaipu*. <http://megaconstrucciones.net/?construccion=represa-itaipu>. Consulta: 21 de diciembre de 2017.

³ Ecovive. *Elementos principales de una central hidroeléctrica*. <http://ecovive.com/elementos-principales-de-una-central-hidroelectrica/>. Consulta: 15 de septiembre de 2010.

⁴ taipú Binacional. ca. *Central hidroeléctrica Itaipú, represa*. <https://www.itaipu.gov.py/es/energia/represa>. Consulta: 21 de diciembre de 2017.

1.2.3. Bocatoma

Es la obra mediante la cual se capta el caudal necesario para obtener la potencia requerida. La captación puede realizarse directamente sin ninguna obra en el cauce en donde el caudal es llevado directamente por un canal lateral, esta captación se denomina bocatoma lateral con espigones. Otro tipo de bocatoma dispone de un dique para cerrar el cauce del río y elevar así el nivel del agua, a partir de acá el agua se puede captar a partir de un vertedero denominándose ésta bocatoma convencional; o puede captarse el caudal directamente del cuerpo del dique denominándose ésta bocatoma en el lecho.⁵

1.2.4. Obra de conducción

La obra de conducción es la obra posterior a la bocatoma y es la obra mediante la cual el caudal captado es conducido hacia la cámara de presión. La obra de conducción debe llevar al agua a un determinado punto estratégico en donde se iniciará con el salto de agua, manteniendo la altura deseada. La obra de conducción puede estar compuesta por viaductos, sifones y túneles, los cuales serán utilizados dependiendo de la topografía del terreno.

La pendiente de la conducción se establece mediante la evaluación de un criterio técnico económico, estudiando varias alternativas. El criterio técnico está sujeto a las características de los posibles sitios en donde podría construirse la bocatoma y a la variación del caudal. Por otro lado, el criterio económico depende de la longitud de la conducción, ya que un aprovechamiento hidroenergético con una pequeña pendiente del recurso ocasiona una mayor longitud, y por lo tanto un mayor costo.⁶

1.2.5. Desarenador

Es una estructura que sirve para retirar del agua ciertas partículas de determinado tamaño suspendidas en ella, debido a que la velocidad del agua es lo suficientemente alta para arrastrarlas. Las partículas son retiradas del agua por medio de sedimentación, lo que se consigue haciendo que el área del desarenador sea mayor al área de la obra de conducción; de esta manera, cuando el agua entra al desarenador disminuye su velocidad a un valor en el

⁵ ORTIZ FLÓREZ, Ramiro. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. p. 115.

⁶ *Ibíd.*

cual ya no es capaz de arrastrar las partículas principalmente de arena y estas se sedimentan en la longitud del desarenador.

1.2.6. Cámara de presión

La cámara de presión es la estructura destinada a amortiguar los cambios de presión generados en el momento de arranque o parada de la central y también por los cambios en la demanda de energía eléctrica, lo que se traduce en una regulación del caudal que llega a la turbina, llevado a cabo por medio de la apertura o cierre parcial o total del gobernador de velocidad. Los cambios de presión ocasionados por la modificación brusca de un líquido en movimiento se denominan golpe de ariete, y puede ser positivo o negativo, dependiendo si se da en el momento de apertura o cierre de gobernador respectivamente.

Los cambios de presión se desplazan por la tubería en el agua, que provocan que el agua se comprima reduciendo su volumen y que la tubería se dilate hasta que el agua que circula en la tubería se haya detenido; en ese momento, el agua tiende a expandirse de nuevo y la tubería tiende a regresar a sus dimensiones iniciales, y así sucesivamente hasta que el fenómeno sea extinguido por la cámara de presión. Si las compresiones y expansiones de la tubería son muy grandes, esta o las uniones podrían romperse; por tal razón, es muy importante contar con una cámara de presión que garantice la extinción del golpe de ariete.

1.2.7. Tubería de presión o tubería forzada

La tubería forzada, se encarga de llevar el agua desde la cámara de presión hasta las turbinas, o directamente desde el embalse a las turbinas. Es decir, conduce el agua a presión desde una altura determinada hasta una más

baja que es en donde se encuentra la turbina y convierte así la energía potencial del agua en energía cinética. En la figura 4 se muestra la tubería de presión de la hidroeléctrica Pasabien, ubicada en Río Hondo, Zacapa.

Figura 4. **Tubería de presión hidroeléctrica Pasabien**



Fuente: elaboración propia.

El diámetro de la tubería se selecciona de acuerdo con un análisis técnico económico que permita determinar el diámetro que causa las menores pérdidas y el menor costo, ya que, con el aumento del diámetro de la tubería, se incrementa su costo y se reducen sus pérdidas.

El espesor de la tubería se determina principalmente con base en el golpe de ariete y se corrobora su elección comprobando si su tensión máxima permisible es mayor que las tensiones ejercidas sobre él. Las principales tensiones que debe soportar el espesor de la tubería son: tensión tangencial ejercida por el golpe de ariete, tensión longitudinal debida a la variación de temperatura, tensión longitudinal debida a la presión hidrostática, tensión de flexión debido al peso propio de la tubería y la tensión longitudinal debido a la inclinación del terreno.

Por otro lado, para la elección del material que se empleará para la tubería forzada, se tienen que ser considerador los siguientes factores: presión de diseño,

tipo de unión, diámetro y pérdida por fricción, peso y grado de dificultad de la instalación, accesibilidad al sitio, terreno y tipo de suelo, mantenimiento y vida esperada de la instalación, condiciones climáticas, disponibilidad y costo relativo. En la tabla I se muestra una comparación de los materiales más utilizados para la tubería a presión, en donde los rangos son: malo=1, excelente=5.⁷

Tabla I. **Comparación de diferentes materiales para tuberías a presión**

Material	Pérdida por fricción	Peso	Corrosión	Costo	Presión de trabajo
Hierro dúctil	4	3	2	1	5
Asbesto cemento	3	3	4	4	4
PVC	5	5	4	4	4
Acero comercial	3	3	3	2	5
Polietileno	5	5	5	3	4

Fuente: ORTIZ FLORES, Ramiro. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. p. 229.

1.2.8. Casa de máquinas

Es el sitio dentro de la central hidroeléctrica en donde se encuentran instalados los equipos destinados a la conversión de energía mecánica en energía eléctrica (es decir, donde se lleva a cabo la generación de electricidad), también, los equipos y dispositivos destinados al control y regulación de la planta, entonces dentro de la casa de máquinas se pueden encontrar las turbinas, el generador o alternador, reguladores, cables de conducción de electricidad hacia los transformadores etc. También, en las afueras de la casa de máquinas se encuentran los transformadores y los dispositivos de protección y maniobra. En la figura 5 se observa el interior de la casa de máquinas de una central hidroeléctrica, donde pueden apreciarse los grupos de turbina-generador.

⁷ ORTIZ FLÓREZ, Ramiro. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. p. 118.

Figura 5. **Casa de máquinas**



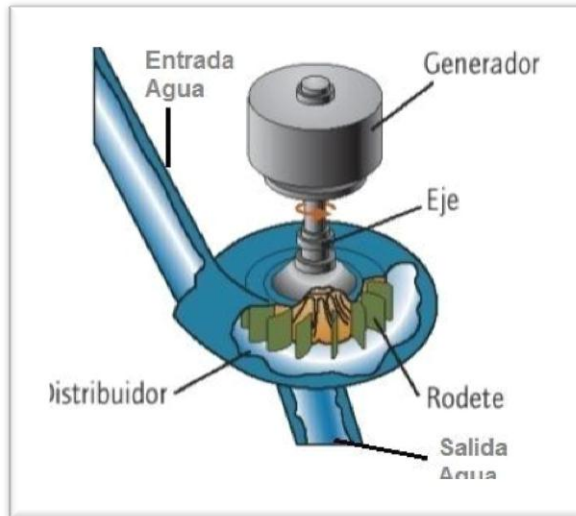
Fuente: *Obras ejecutadas*. http://gczingenieros.com/obras_ejecutadas.php?id=22 Consulta: 21 de diciembre de 2017.

1.2.9. **Turbina**

Una turbina hidráulica es una máquina que aprovecha la energía cinética del agua. Consiste en una rueda con aspas, sobre las cuales incide el agua, proporcionándoles un cambio en la posición lo que se traduce en el giro de la turbina, proporcionándole así la energía mecánica necesaria al generador. Las principales partes de una turbina son: tubería de entrada, distribuidor, rodete o rotor, eje, alabes y tubería de desagüe. En la figura 6 se muestran las partes de una turbina.⁸

⁸ Turbinas hidráulicas. *Área tecnología*. <http://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html>. Consulta: 4 de octubre de 2017.

Figura 6. **Partes de una turbina**



Fuente: *Turbinas hidráulicas*. <http://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbinas-hidraulicas.html> Consulta: 4 de octubre de 2017.

1.2.9.1. **Clasificación de las turbinas**

A continuación se muestra las formas más importantes de clasificar las turbinas hidráulicas, dependiendo de sus características.

- Según la forma como la turbina aprovecha la energía cinética del agua:
 - Turbina de reacción: el agua entra a presión y cambia de dirección y aceleración.
 - Turbina de acción: el agua entra sin presión (presión atmosférica) y cambia solamente de dirección mas no de aceleración

- Según el sentido en que se mueve el agua dentro de las turbinas:
 - Axiales: cuando el agua va paralela al eje
 - Radiales: cuando el agua va en la dirección del radio
 - Centrífugas: cuando el agua va de adentro hacia afuera
 - Centrípetas: cuando el agua va de afuera hacia adentro
 - Mixtas: cuando el agua entra radialmente y sale axialmente

- Según la posición del eje las turbinas se clasifican en: turbinas de eje horizontal y de eje vertical.

1.2.9.2. Turbina Pelton

“Fue inventada por Lester A. Pelton. Se emplea principalmente en condiciones de grandes saltos de agua y bajos caudales, tanto en pequeñas como grandes centrales hidroeléctricas. Está compuesta por un disco que contiene una serie de alabes en forma de cucharas en su periferia. Estas turbinas cuentan con la ventaja de poder instalarse con el eje horizontal o con el eje vertical”.⁹

1.2.9.3. Turbina Francis

Fue inventada por Samuel Howd, posteriormente fue perfeccionada por James B. Francis. Presentan algunas ventajas frente a la turbina Pelton; tiene dimensiones más pequeñas y además puede operar a mayor velocidad de rotación. “Sin embargo, presenta algunas desventajas como la baja eficiencia a cargas parciales y un alto costo de reparación de los elementos desgastados

⁹ ORTIZ FLÓREZ, Ramiro. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. p. 121.

por erosión”.¹⁰ Se utilizan en saltos de mediana altura y en un amplio rango de caudales. Pueden ser de eje horizontal y vertical.

1.2.9.4. Turbina Kaplan

“Esta turbina fue desarrollada por Víctor Kaplan en la universidad de Burno en Checoslovaquia. Puede operar con muy buena eficiencia dentro de un amplio rango de caudal. Esta turbina suele ser la mejor opción en grandes caudales de agua a poca altura. Normalmente opera con eje vertical.”¹¹

1.2.10. Generador síncrono

El generador síncrono es una máquina eléctrica que transforma energía mecánica en eléctrica. Dicha acción se desarrolla por el movimiento de una bobina en un campo magnético. Está compuesta de dos partes principales una fija llama estator y una móvil llamada rotor. El rotor está situado dentro del estator y el espacio de aire que separa ambas partes se denomina entrehierro.

“Los generadores síncronos son máquinas eléctricas rotativas, cuyo rotor gira a la misma velocidad que el campo magnético giratorio del estator. La velocidad de rotación del rotor n está vinculada rígidamente con la frecuencia f de la red de corriente alterna con la cual trabaja. Y con el número de pares de polos p de la propia máquina, de acuerdo con la siguiente expresión”¹².

$$n = \frac{60 f}{p}$$

¹⁰ ORTIZ FLÓREZ, Ramiro. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. p. 122.

¹¹ *Ibíd.*

¹² MORA, Jesús Fraile. *Máquinas eléctricas*. p. 50.

Las máquinas síncronas pueden funcionar tanto como generador como motor, el modo generador es el más utilizado; para producir energía eléctrica de corriente alterna, motivo por el cual también son llamados alternadores.

Las máquinas síncronas están constituidas por dos devanados independientes; un devanado inductor, que es alimentado por corriente continua. Y un devanado inducido distribuido formando un arrollamiento trifásico recorrido por corriente alterna. En las máquinas de gran potencia el devanado inducido se coloca en el estator y el devanado inductor se coloca en el rotor. Para las máquinas de pequeña potencia la distribución de los devanados es inversa a la anterior. El rotor de estas máquinas puede ser de polos salientes o de polos lisos, también llamado rotor cilíndrico.¹³

1.2.10.1. Funcionamiento en una red aislada

El comportamiento de un generador síncrono bajo carga varía fuertemente dependiendo del factor de potencia de la carga y de si el generador funciona solo o en paralelo con otros. Para el caso de un alternador funcionando para una hidroeléctrica se tienen dos controles importantes: por un lado el regulador de tensión que se incorpora en la excitatriz, que al variar la corriente de excitación permite controlar la tensión de salida; y por otro lado, el regulador de velocidad que actúa sobre la entrada de agua, permitiendo con ello controlar la velocidad de giro de la turbina y, por consiguiente, la frecuencia.

Para un generador síncrono que se mueve a velocidad constante y que por lo tanto su frecuencia es constante; si se aumenta la carga, aumentará también la corriente I del inducido; como no se ha modificado el regulador de tensión, la corriente de excitación se mantiene constante, o de otro modo la fmm de excitación permanecerá constante. Ahora bien, como aumentó la intensidad I , aumentó también la fmm del inducido, la cual actúa sobre la fmm resultante, haciéndola menor, por lo tanto, también una fem resultante menor y obviamente una tensión de salida más baja.

Normalmente interesa que la tensión suministrada a una carga permanezca constante, aunque se modifique el consumo. Entonces, deberá variarse la excitación para cambiar la fmm resultante y así adaptar la nueva fem para que se reestablezca la tensión al valor nominal prefijado.

En definitiva para un alternador de una central hidroeléctrica que trabaja en una red aislada se tiene:¹⁴

- La frecuencia depende enteramente de la velocidad de la turbina.
- El factor de potencia del alternador es el mismo que el de la carga.

¹³ MORA, Jesús Fraile. *Máquinas eléctricas*. p. 383.

¹⁴ MORA, Jesús Fraile. *Máquinas eléctricas*. p. 421.

- La tensión de salida depende de: la velocidad de giro, la corriente de excitación, la corriente del inducido y del factor de potencia de la carga

En un sistema eléctrico de potencia, la potencia demandada varía continuamente. Para una central hidroeléctrica, cuando se produce un aumento en la potencia eléctrica, en tanto no se modifique la potencia mecánica suministrada por la turbina, la energía adicional requerida se extrae de la energía cinética del agua, con lo cual la velocidad de giro se verá disminuida y por lo tanto la frecuencia del generador también disminuirá. En el caso de una reducción en el consumo de energía eléctrica sucede lo contrario. Por tanto es necesario que se regule la velocidad mediante el denominado *regulador de velocidad de turbina*, también conocido como *regulación primaria*, el cual actúa sobre el agua incidente en la turbina, para mantener constante la frecuencia.

1.2.10.2. Funcionamiento en una red de potencia infinita

"Cuando se conecta un alternador a una red de potencia infinita pasa a formar parte de un sistema que comprende muchos alternadores que alimentan entre todos una gran cantidad de cargas. En donde la frecuencia y la tensión son constantes y están impuestas por la red. Bajo estas condiciones es imposible saber la naturaleza de la carga conectada en los bornes de un alternador en específico. Sin embargo al igual que para un alternador que trabaja en una red aislada, se sigue disponiendo de dos controles; el regulador de tensión y el regulador de velocidad.¹⁵

¹⁵ MORA, Jesús Fraile. *Máquinas Eléctricas*. p. 423.

1.2.10.2.1. Efectos de la variación de excitación

Para acoplar un alternador a la red habrá que producir una fem E_0 de igual magnitud y fase que la tensión V de la red. Como los fasores E_0 y V son idénticos no habrá corriente de circulación en el inducido. Entonces, aunque el alternador ha quedado conectado a la red, no suministra ni recibe potencia alguna, se dice entonces que el alternador trabaja en *modo flotante*, de acuerdo a la siguiente ecuación

$$I = \frac{E_0 - V}{jX_s} = \frac{E_x}{jX_s}$$

Si ahora se aumenta la corriente de excitación, aumentará E_0 , que al ser superior a la tensión de la red provocará una corriente de circulación por el inducido, la cual se retrasa respecto a la diferencia de tensión E_x un ángulo de 90° , es decir es una corriente inductiva pura que produce un efecto desmagnetizante que tiende a reducir E_0 . En este momento el alternador entrega a la red una potencia reactiva inductiva, o de otro modo, el alternador ve a la red como si fuera un inductor, se dice entonces que el alternador está sobreexcitado, y en estas condiciones la máquina no absorbe ni cede potencia activa a la red ya que V e I están en fase.

Si ahora se disminuye la corriente de excitación, E_0 se hará menor que V y aparecerá entonces una corriente en el inducido que se adelanta 90° respecto de la tensión E_x , esta corriente al ser capacitiva pura, produce un efecto magnetizante que tiende a aumentar E_0 . El alternador entrega a la red una potencia reactiva capacitiva, o bien, él ve a la red como si fuera un

condensador, entonces se dice que el alternador está subexcitado y de nuevo no absorbe ni cede potencia activa a la red.

Este régimen de funcionamiento en que el alternador no cede ni absorbe potencia activa, sino solo reactiva se conoce con el nombre de compensador síncrono. En resumen; la variación de la corriente de excitación por medio del regulador de tensión, provoca un cambio en la potencia reactiva que entrega la máquina, pero no afecta la potencia activa.

1.2.10.2.2. Efectos de la variación de la velocidad

La potencia activa suministrada por el alternador de una central hidroeléctrica conectada a una red de potencia infinita procede de la potencia mecánica suministrada por la turbina que viene gobernada por la posición del regulador de velocidad..

Considérese como punto de partida un alternador en modo flotante. Si en estas condiciones se abre la admisión de agua a la turbina, actuando sobre el regulador de velocidad, el rotor se acelerará y esto hace que la fem generada se adelante a la tensión de la red un ángulo δ tal, que la potencia activa de salida se equilibra con la potencia mecánica de entrada. En la siguiente ecuación puede notarse que la potencia activa cedida por el generador a la red es función del ángulo de potencia.

$$P = \frac{3E_0V}{X_s} \text{sen } \delta$$

En definitiva, que la variación del regulador de velocidad de la turbina provoca un cambio en la potencia activa que entrega la máquina, que se ve reflejada físicamente como una modificación del ángulo δ que forma E_0 con V . Para una determinada excitación, la potencia activa será máxima para $\delta = 90^\circ$ que corresponde al límite de estabilidad estática del alternador. Un aumento posterior en la entrada de la turbina hace que la potencia activa disminuya y el exceso de potencia se convierte en par de aceleración provocando un aumento de velocidad del generador, y éste saldrá de sincronismo ya que la frecuencia en una red de potencia infinita es constante.

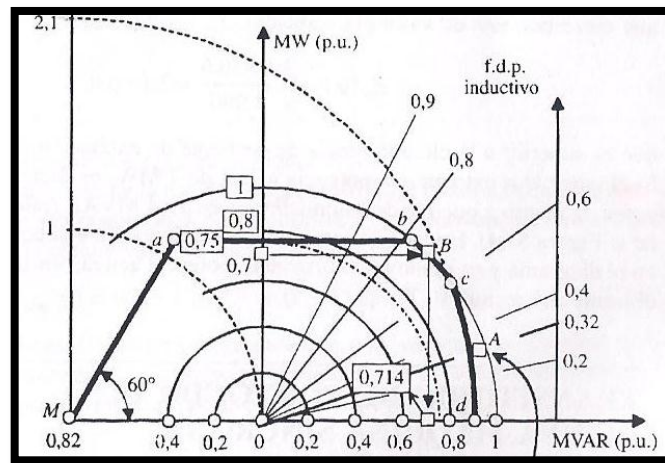
Si ahora se va reduciendo progresivamente la potencia mecánica aplicada al rotor del alternador desde la turbina, cerrando la admisión de agua por medio del regulador de velocidad, el ángulo δ comienza a disminuir, reduciéndose al mismo tiempo la potencia activa suministrada por el generador, si se disminuye la potencia mecánica a tal punto de desconectar la turbina del rotor del generador, el ángulo se hará negativo. En este momento la máquina empieza a funcionar como motor síncrono transformando la energía eléctrica absorbida de la red en energía mecánica en el eje; el límite de estabilidad es un ángulo $\delta = -90^\circ$.

1.2.10.3. Curva de capacidad

La curva de capacidad es un diagrama que muestra los límites de funcionamiento de la máquina síncrona; representa los valores máximos de potencia activa y reactiva que puede suministrar la máquina funcionando como generador, en función de los límites de calentamiento tanto del devanado del estator como del rotor y de la limitación de potencia de la máquina motriz que en caso de una central hidroeléctrica es la turbina.

En la figura 7 se muestran los límites de funcionamiento de un alternador, la máxima potencia activa que puede entregar está en función de la máxima potencia mecánica que la turbina le puede entregar a él; y la máxima potencia reactiva que puede entregar está en función de la máxima temperatura que pueden soportar los devanados tanto del estator como del rotor.

Figura 7. **Curva de capacidad para un determinado alternador**



Fuente: FRAILE MORA, Jesús. *Máquinas eléctricas*. p. 461.

1.2.11. Transformador

El transformador es una máquina electromagnética que funciona exclusivamente con corriente alterna. Consta de dos devanados: el primario que recibe el voltaje y corriente de entrada y el secundario que entrega el voltaje y corriente en magnitudes diferentes, sin afectar su producto; es decir, sin que la potencia eléctrica se vea afectada. Ambos devanados van arrollados sobre un mismo núcleo generalmente de hierro o de aleaciones que sean buenos conductores magnéticos. El devanado de mayor tensión indistintamente si el

primario o el secundario recibe el nombre de devanado de alta tensión y el de menor tensión recibe el nombre de devanado de baja tensión.

1.2.11.1. Principio de funcionamiento

Al aplicar una tensión alterna V_1 al primario, circulará por él una corriente alterna, la cual producirá a su vez un flujo alterno en el núcleo. Debido a la variación periódica del flujo se crearán fems inducidas en ambos arrollamientos, que de acuerdo con la ley de Faraday responderán a las siguientes ecuaciones.

$$e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt}; e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

Donde N_1 y N_2 son el número de vueltas del primario y secundario, respectivamente. Realmente e_1 representa una fuerza contra electromotriz fcem porque se opone a la tensión aplicada V_1 y limita la corriente del primario. Mientras tanto si en el secundario se tiene una carga conectada, es decir si el circuito está cerrado, circulará por él una corriente i_2 de tal modo que da lugar a una acción antagonista sobre el flujo del primario como así lo requiere la ley de Lenz. En definitiva, entonces, la fmm del secundario actúa en contra de la fmm del primario, produciendo un efecto desmagnetizante sobre esta. Por el contrario, si el circuito del secundario se mantiene abierto no circulará corriente, únicamente se tendrá un voltaje V_2 disponible en los bornes del secundario.

En cuanto a los voltajes V_1 y V_2 se refiere, estos son distintos y uno será mayor que el otro dependiendo si el transformador es elevador o reductor; ambos voltajes están relacionados mediante la siguiente ecuación denominada relación de transformación, en donde la relación de tensiones coincide con la relación de espiras de primario y secundario.

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m$$

1.2.12. Líneas de transporte

Las líneas de transporte son los cables conductores que se encargan de conducir la electricidad del generador al centro de transformación y luego del centro de transformación hacia la red de transmisión o distribución en caso de que la central esté conectada a una red; o hasta otro centro de transformación para reducir el nivel de voltaje y posteriormente al punto de consumo en caso de que la central este trabajando de forma aislada. Las líneas de transporte generalmente pueden ser de cobre, aluminio o aleaciones con otros metales como el acero; también, pueden ser aislados y sin aislantes o desnudos como generalmente se conocen.

1.3. Clasificación de las centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse según sus características constructivas y de operación y según su potencia generada.

1.3.1. Según sus aspectos constructivos

Según los aspectos constructivos o la manera en la que se aproveche el agua del río dentro de las centrales hidroeléctricas, estas pueden a su vez clasificarse en: centrales de agua fluyente, con embalse o de regulación y de acumulación por bombeo.

1.3.1.1. Centrales de agua fluyente o centrales sin embalse

Se utiliza cuando las características del río permiten aprovechar el recurso hídrico sin la necesidad de construir un embalse. Se subdividen en centrales

con reserva y centrales sin reserva; en las centrales de agua fluyente con reserva como la acumulación de agua es tan pequeña no se le denomina embalse.

1.3.1.2. Centrales con embalse o de regulación

Estas centrales tienen la capacidad de almacenar agua mediante la construcción de un embalse. Los caudales de salida en este tipo de centrales son regulados para poder aprovechar el recurso hidráulico cuando se necesite. Estas centrales a su vez se clasifican según su capacidad de regulación; es decir, según la capacidad del embalse de guardar agua para generar a plena carga y poder transferirla entre subperiodos comprendidos en el determinado periodo de regulación.

1.3.1.2.1. Centrales de regulación anual

Son centrales con capacidad de realizar al menos una regulación anual, es decir, pueden transferir agua entre períodos de tres o más meses. El volumen útil del embalse debe representar por lo menos 25 días de generación a potencia máxima. Para que una central pueda ser de regulación anual, no deben existir restricciones aguas abajo que afecten su despacho a nivel diario y horario..

1.3.1.2.2. Centrales de regulación mensual

Estas centrales tienen suficiente capacidad de embalse para permitir por lo menos una regulación mensual; es decir, pueden transferir agua entre las

distintas semanas de un mes. El volumen útil del embalse debe representar por lo menos 5 días de generación a potencia máxima.

1.3.1.2.3. Centrales de regulación semanal

Son centrales con capacidad de realizar por lo menos una regulación semanal; es decir, transferir agua dentro de la semana entre los distintos tipos de días. El volumen útil del embalse debe representar por lo menos dos días de generación a potencia máxima.

1.3.1.2.4. Centrales de regulación diaria

Son centrales que cuentan con un embalse con capacidad de acumulación de agua y tienen la capacidad de realizar por lo menos una regulación diaria, es decir transferir agua dentro del día entre las distintas horas.

1.3.1.3. Centrales de acumulación por bombeo

Estas centrales disponen de dos embalses situados a diferente nivel. A lo largo del día, el agua almacenada en el embalse superior, hace girar la turbina, funcionando como una central convencional. Después el agua queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas en la demanda es menor, el agua es bombeada de nuevo hacia el embalse superior para que pueda realizarse el ciclo nuevamente.

1.3.2. Según la potencia instalada

Los límites de esta clasificación son convencionales y relativos según las posibilidades hidroeléctricas de cada país, la propuesta de clasificación para Centroamérica se muestra en la tabla. II

Tabla II. Clasificación según potencia instalada

Central hidroeléctrica	Potencia KW
Picocentral	0 hasta 10
Microcentral	10 hasta 100
Mini central	100 hasta 1,000
Pequeña central	1,000 hasta 10,000
Mediana central	10,000 hasta 100,000
Gran central	Arriba de 100,000

Fuente: elaboración propia.

1.4. Conceptos claves

Dentro del entorno de las centrales hidroeléctricas aparecen conceptos relacionados de gran importancia: energía renovable, energía hidroeléctrica y los principios a los cuales está sometido un generador hidroeléctrico para su participación en el mercado mayorista.

1.4.1. Energía renovable

Son aquellas fuentes que tienen como característica común que no se terminan, o que se renuevan por naturaleza, dentro de estas fuentes se tienen: energía hidráulica, energía geotérmica, energía eólica, energía solar: térmica y fotovoltaica, y energía biomásica: leña, carbón vegetal, bagazo de caña de azúcar, biocombustibles, residuos urbanos, forestales y agrícolas y residuos animales.

Por lo tanto, las energías renovables resultan ser de cara al medio ambiente la mejor alternativa, ya que se utilizan los recursos disponibles en la naturaleza de manera totalmente ilimitada. Luego de ser utilizados los recursos naturales, se pueden regenerar de manera natural en un corto tiempo. Además, las energías renovables no provocan la emisión de gases de efecto invernadero, lo que si sucede con las fuentes de energía no renovable.

Además, aparte de los beneficios para el medio ambiente, las energías renovables ofrecen grandes beneficios a la economía, como la disminución del costo de electricidad a largo plazo, que brindan estabilidad en la tarifa al usuario final. Logran mayor independencia energética para el país y la reducción del pago de la factura petrolera.

1.4.1.1. Energía renovable en Guatemala

Guatemala tiene un potencial enorme de producción de energía renovable, del cual solo se está aprovechando alrededor del 15 %. Guatemala es capaz de producir suficiente energía para cubrir el 100 % de la demanda del país y generar un excedente que se podría exportar.

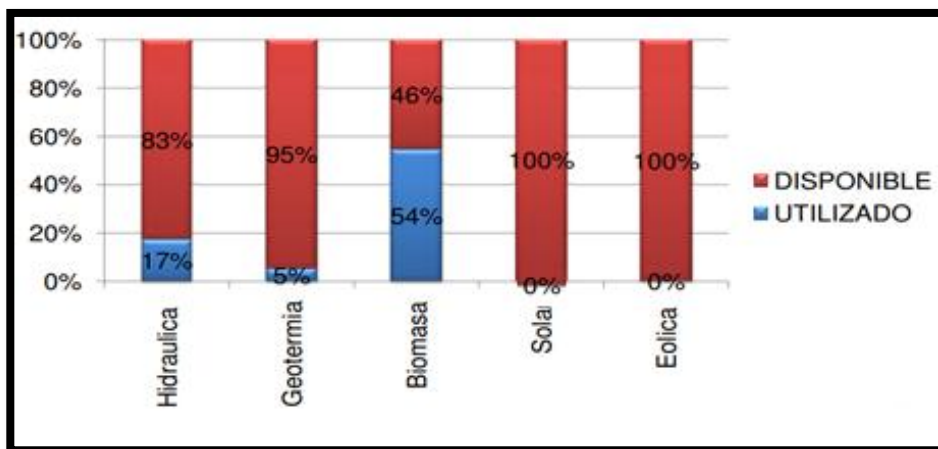
Es importante para el país la realización de proyectos que apunten a apoyar la generación con fuentes renovables, pues en gran parte son las responsables de lidiar con el cambio climático. Además, estas son energías que diversifican la matriz energética del país en la dirección de disminuir el precio de la energía y mejorar el impacto ambiental.

Actualmente, el país cuenta con una actualización de la política energética para el periodo 2013-2027, mediante el Acuerdo Gubernativo Número 80-2013, de fecha 15 de febrero de 2013. La cual en uno de sus objetivos operativos

promueve la diversificación de la matriz de generación eléctrica mediante la priorización de fuentes renovables, con lo que se pretende en el largo plazo, alcanzar un 80 % de la generación de energía eléctrica a partir de estos recursos.

Como se observa en la figura 8, para abril de 2012 en el país únicamente se estaba aprovechando el 17 % del recurso hídrico disponible para generación de energía eléctrica, mientras que aún no se estaba utilizando el recurso solar y eólico.

Figura 8. **Porcentaje de aprovechamiento de fuentes renovables para la generación eléctrica**



Fuente: VELÁSQUEZ, Sergio. *Foro Fundación Solar*. www.cnee.gob.gt/wp/index.php. Consulta: 28 de septiembre de 2017.

La utilización de los recursos naturales disponibles en el país para la generación de energía eléctrica promovida mediante la actualización de la política energética se ha visto reflejada, dado que, para julio de 2017, se estaba aprovechando el 23 % del potencial hidroeléctrico disponible. Para el caso de

las centrales solares fotovoltaicas se tienen conectadas al sistema nacional interconectado, SIN, siete centrales con una potencia instalada efectiva de 90 MW. Mientras que para el caso de la energía eólica para junio de 2017 se tenían dos parques de energía eólica conectados al SNI, con una potencia efectiva instalada de 75 MW.

En la tabla III se observa que en el periodo 2011-2016 se da una tendencia de aumento en la generación eléctrica por medio de recursos renovables, como la energía biomásica y geotérmica, (a excepción de la energía hidroeléctrica, en donde se observa una disminución con respecto a años anteriores); también, la muy importante inclusión de nuevas formas de generación con recursos renovables; generación solar, eólica y de biogás. También, se observa una disminución en la generación por medio de recursos no renovables como el bunker y el diésel (a excepción de la generación por medio de carbón, en la cual se ve un notorio aumento).

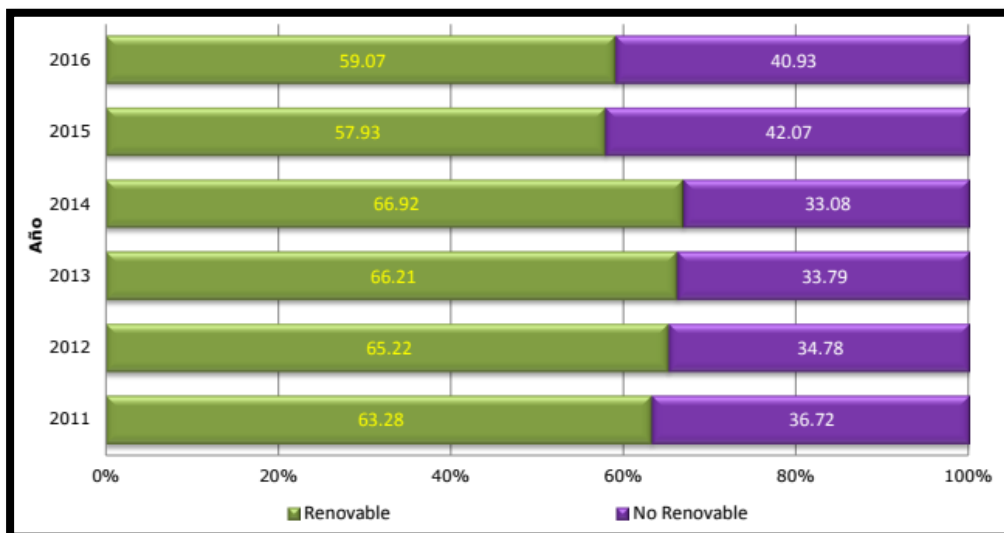
Tabla III. **Generación por tipo de combustible en GWh, 2011-2016**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Hídrico	4,094.17	4,434.83	4,630.73	4,825.15	3,851.79	3,951.29
Carbón	1,084.79	1,237.92	1,633.91	1,854.73	2,361.78	2,856.75
Biomasa	824.13	995.52	1,294.59	1,467.29	1,602.36	1,769.36
Bunker	1,876.56	1,788.32	1,497.96	1,380.22	1,971.57	1,595.57
Geotermia	237.08	245.63	212.35	246.60	251.53	289.14
Solar				7.10	149.26	191.80
Eólica					107.29	215.07
Biogás					5.15	8.62
Diesel	29.82	1.26	0.94	1.18	1.13	0.31
Total	8,146.55	8,703.48	9,270.48	9,782.27	10,301.87	10,877.91

Fuente: *Matriz de generación energética 2011-2016*. www.mem.gov.gt/energia/estadisticas-energia/estadisticas-energeticas/. Consulta: 28 de septiembre de 2017.

La puesta en operación de generadoras de energía eléctrica por medio de recursos no renovables como el carbón, produjo cambios importantes en la estructura de la matriz energética de Guatemala, en favor de los recursos no renovables. Como se puede observar en la figura 9, a partir del año 2015 la generación por medio de carbón toma impulso posicionándola en los años 2015 y 2016 en una fuente importante de generación para el país. Sin embargo, se prevé que en los próximos años la matriz energética de Guatemala siga siendo mayoritariamente con recursos renovables.

Figura 9. **Matriz de generación de energía eléctrica por tipo de recurso, 2011-2016**



Fuente: *Matriz de generación energética 2011-2016*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2017/11/Matriz-de-Generaci%C3%B3n-EI%C3%A9ctrica-2011-2016.pdf>.

Consulta: 28 de septiembre de 2017.

Para el año 2017 la estructura de la matriz energética muestra datos más alentadores para la generación por medio de recursos renovables, como se

observa en la figura 10: al mes de julio, un 71,63 % de la energía fue generada por medio de recursos renovables; mientras que, para el mismo mes en el año 2016, puede notarse que apenas un 43,17 % de la energía fue generada con recursos renovables.

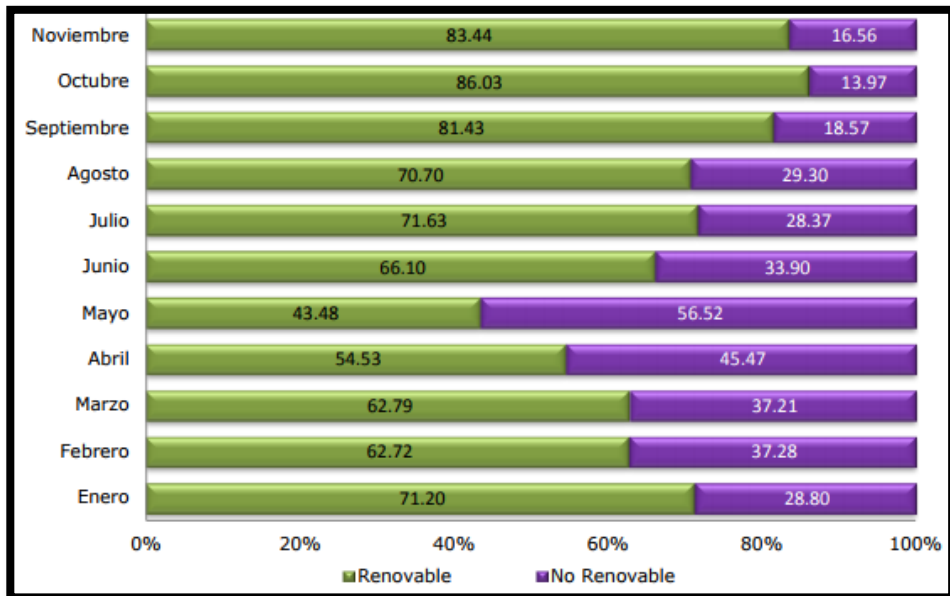
Figura 10. **Generación por tipo de recurso a julio de 2016 y 2017**



Fuente: elaboración propia.

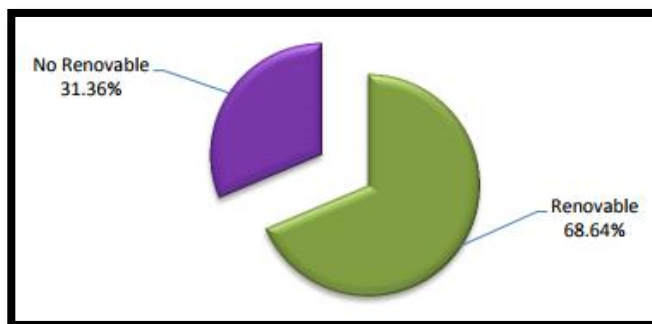
En los últimos años, 2017 resulta ser el mejor año para la generación de energía renovable, debido a que durante todos los meses del año 2017 la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables siempre fue mayor que la generación por medio de recursos no renovables (a excepción del mes de mayo), como se observa en la figura 11. Resulta que, al cierre de noviembre, alrededor del 69 % de la energía se generó con recursos renovables; mientras que solo el 31 % fue con recursos no renovables como se observa en la figura 12.

Figura 11. **Generación mensual por tipo de recurso en %, 2017**



Fuente: *Estadísticas, subsector eléctrico*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/01/Estadísticas-Subsector-Eléctrico.pdf>. Consulta: 22 de enero de 2018.

Figura 12. **Generación por tipo de recurso en % a noviembre de 2017**



Fuente: *Estadísticas, subsector eléctrico*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/01/Estadísticas-Subsector-Eléctrico.pdf>. Consulta: 22 de enero de 2018.

1.4.2. Energía hidroeléctrica

La energía hidroeléctrica es electricidad generada aprovechando la energía del agua en movimiento. La lluvia o el agua de deshielo, provenientes normalmente de colinas y montañas, crean arroyos y ríos que desembocan en el océano. La energía que generan esas corrientes de agua puede ser sumamente considerable.

Fue a finales del siglo XIX, cuando la energía del agua se convirtió en una fuente para generar electricidad. La primera central hidroeléctrica se construyó en Niagara Falls en 1879. En 1881, las farolas de la ciudad de Niagara Falls funcionaban mediante energía hidroeléctrica. En 1882, la primera central hidroeléctrica del mundo comenzó a funcionar en Estados Unidos en Appleton, Wisconsin.

La energía hidroeléctrica proporciona casi un quinto de la electricidad de todo el mundo. China, Canadá, Brasil, Estados Unidos y Rusia fueron los cinco mayores productores de este tipo de energía en 2004. Una de las centrales hidroeléctricas de mayor tamaño del mundo se encuentra en los Tres Cañones sobre el río Yangtsé de China. La presa mide 2,3 kilómetros de ancho y 185 metros de alto.

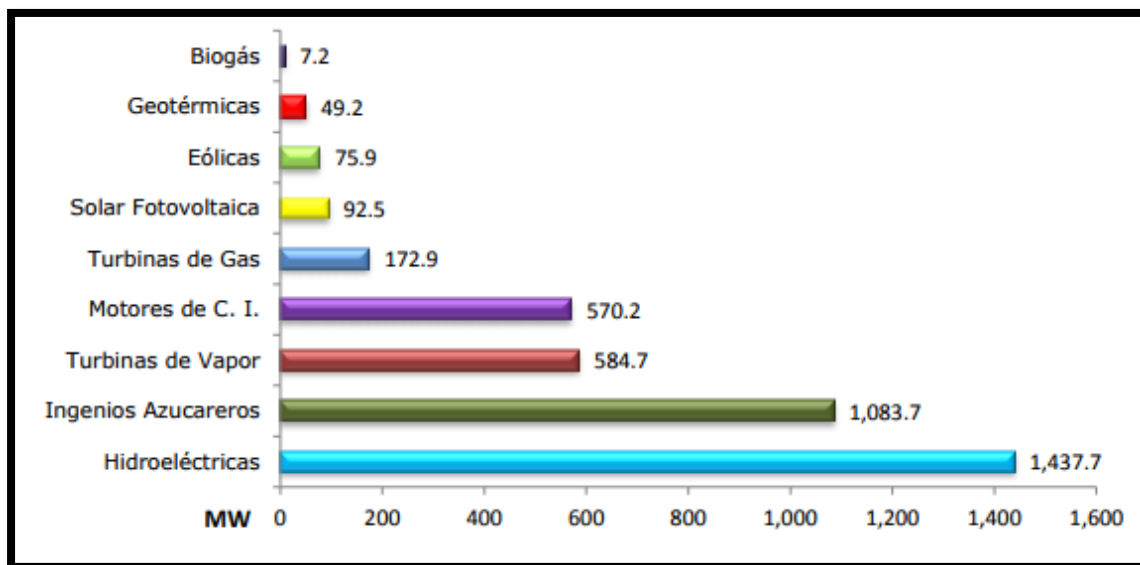
1.4.2.1. Energía hidroeléctrica en Guatemala

La energía hidroeléctrica en Guatemala inicia en 1884 con la instalación de la hidroeléctrica en la finca El Zapote al norte de la ciudad capital con capacidad de encender 135 lámparas.

Guatemala es un país con una considerable cantidad de recurso hídrico para ser aprovechado en la generación de electricidad, existiendo en el país según datos del MEM, un potencial estimado 6, 000 MW de energía hidroeléctrica, de los cuales solo se están aprovechando alrededor del 23 % del total disponible.

Al cierre del año 2017, se tenía una potencia efectiva instalada de 1, 437,7 MW en centrales hidroeléctricas conectadas al SIN; son las que cuentan con la mayor capacidad instalada, como se observa en la figura 13.

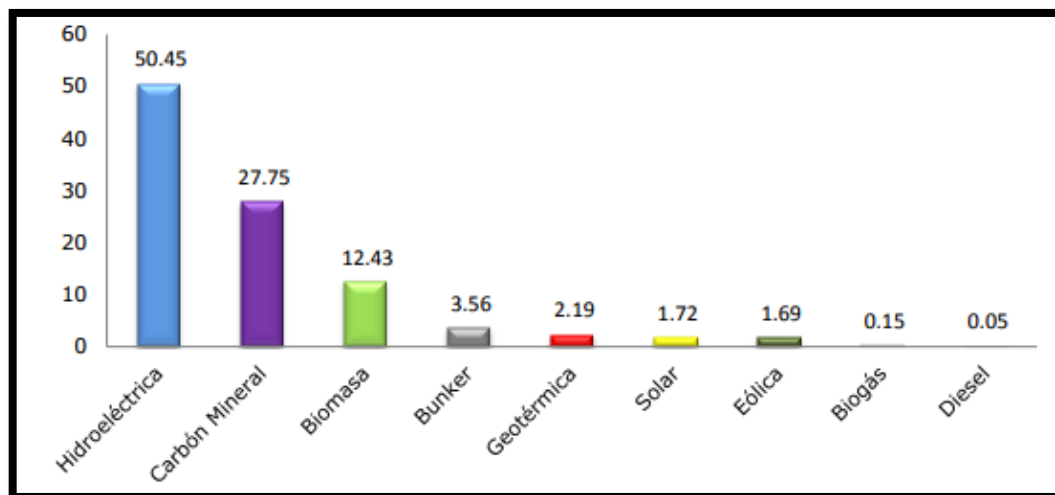
Figura 13. **Capacidad instalada en el sistema nacional interconectado en MW, al cierre de 2017**



Fuente: *Subsector eléctrico*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/01/Estad%C3%ADsticas-Subsector-EI%C3%A9ctrico.pdf>. Consulta: 22 de enero de 2018.

Por tanto, la energía generada y consumida en Guatemala proviene mayoritariamente de centrales hidroeléctricas. En la figura 14 se observa que para finales del 2017 más del 50 % de la energía hidroeléctrica generada en el país provino de centrales hidroeléctricas.

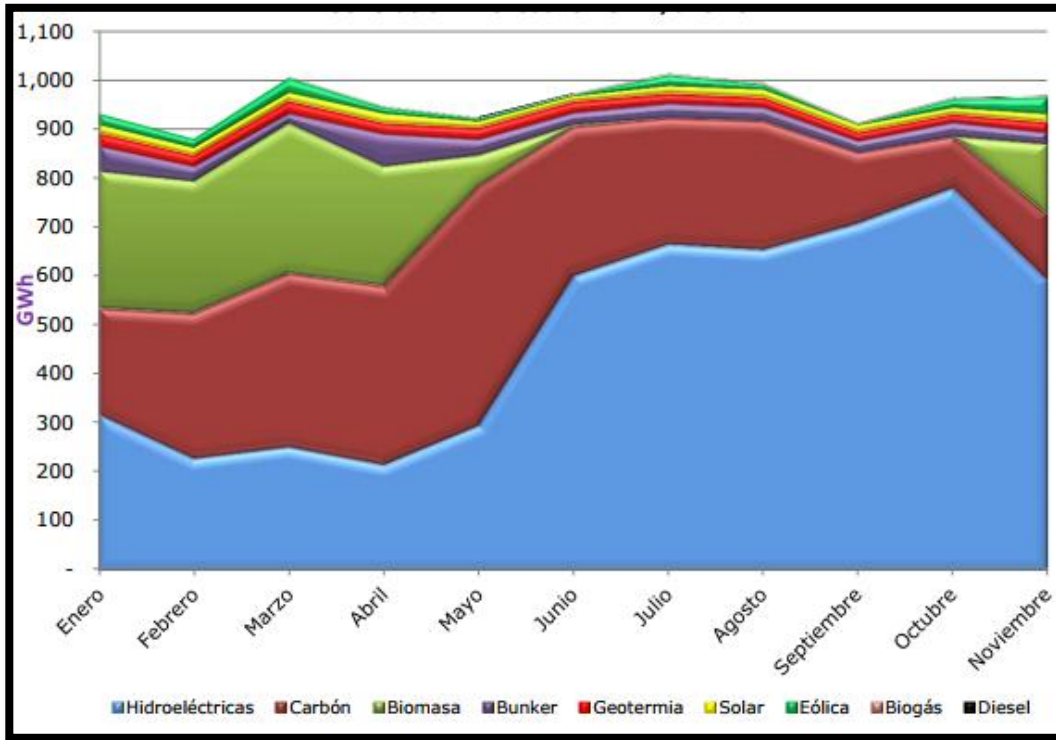
Figura 14. **Generación eléctrica por tipo de combustible en % de enero a noviembre de 2017**



Fuente: *Estadísticas, subsector eléctrico*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/01/Estadísticas-Subsector-Eléctrico.pdf>. Consulta: 22 de enero de 2018.

En la figura 15 se muestra la generación de energía por mes durante el 2017; en donde se observa que la energía hidroeléctrica es la de mayor volumen y que el período de junio a noviembre es cuando más energía hidroeléctrica se genera, ya que debido al invierno es en esta época cuando los ríos contienen el mayor volumen de agua, volviéndose más caudalosos.

Figura 15. **Generación mensual en GWh, 2017**



Fuente: *Estadísticas, subsector eléctrico*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/01/Estadísticas-Subsector-Eléctrico.pdf>. Consulta: 22 de enero de 2018.

Actualmente, se cuenta con 32 centrales hidroeléctricas cuya generación es mayor a 5 MW conectadas al SNI, más 13 centrales en construcción, otras 13 que aún no han iniciado su construcción y 5 más que están en trámite de autorización. En la tabla IV se muestra el listado de hidroeléctricas mayores a 5MW, las cuales están en operación.

Tabla IV. **Registro de centrales hidroeléctricas mayores a 5 MW en operación**

No.	Nombre proyecto	Municipio	Departamento	Capacidad instalada (MW)
1	Santa María	Zunil	Quetzaltenango	6.88
2	Agua capa	Guanagazapa	Escuintla	90
3	Chixoy	San Cristóbal	Alta Verapaz	300
4	Jurún Marinalá	Palín	Escuintla	60
5	Los Esclavos	Cuilapa	Santa Rosa	13
6	Santa Teresa	Tucurú	Alta Verapaz	24
7	Pasabien	Rio Hondo	Zacapa	12.75
8	Canadá	Zunil	Quetzaltenango	47.4
9	Matanzas-Chilascó	San Jerónimo y Salamá	Baja Verapaz	12
10	Las Vacas	Chinautla	Guatemala	42
11	El Recreo	El Palmar	Quetzaltenango	26
12	Renace	San Pedro Carchá	Alta Verapaz	68.1
13	Montecristo	El Palmar y Zunil	Quetzaltenango	13
14	Xacbal	San Gaspar Chajul	Quiché	94
15	Palo Viejo	San Juan Cotzal y San Miguel Uspantán	Quiché	85
16	Rio Bobos	Morales	Izabal	10
17	Poza Verde	Pueblo Nuevo Viñas	Santa Rosa	12.17
18	Cuevamaría	Cantel	Quetzaltenango	9.3
19	Panán	San Miguel Panan y Chicacao	Suchitepequez	6.9
20	El Cóbano	Guanagazapa	Escuintla	7
21	El Manantial	El Palmar y Nuevo San Carlos	Quetzaltenango y Retalhuleu	52
22	Cholomá	Senahú	Alta Verapaz	10
23	Oxec	Cahabón	Alta Verapaz	25.5
24	Renace II (Fase I)	San Pedro Carchá y Languín	Alta Verapaz	186
25	La Libertad	Colomba Costa Cuca	Quetzaltenango	9.6
26	Raaxhá	Chisec y Cobán	Alta Verapaz	10
27	Las Fuentes II	San Felipe y El Palmar	Retalhuleu y Quetzaltenango	14.2
28	El Cafetal	Purulhá	Baja Verapaz	8.36
29	El Recreo II	San Felipe	Retalhuleu	23
30	Secacao	Senehú	Alta Verapaz	16.3
31	Finca Lorena	San Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos	4.2
32	Chichaic	Cobán	Alta Verapaz	0.7

Fuente: *Estadísticas, subsector eléctrico*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/01/Estadísticas-Subsector-Eléctrico.pdf>. Consulta: 22 de enero de 2018.

1.4.3. Principios de la participación de un generador hidroeléctrico en el mercado mayorista

La generación eléctrica en Guatemala se realiza basada en determinados principios indistintamente del tipo de recurso que se utilice; es decir, todo aquel que desee generar energía eléctrica en el país podrá hacerlo debido a dichos principios básicos sin importar si se usan recursos renovables o recursos no renovables. Dichos principios se encuentran enmarcados en la Ley general de electricidad y abarcan otras actividades del sector eléctrico; sin embargo, dentro lo referente a la generación se encuentran los siguientes principios:

- Es de libre instalación las centrales generadoras de electricidad y no se requiere para ello autorización por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. Siempre y cuando la capacidad de la central generadora no sea mayor a 5 MW.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Es decir, que es libre el precio por la prestación del servicio de generación.

En el caso en que el recurso hidráulico sea utilizado en forma compartida para generar electricidad y otros usos o cuando se aproveche por dos centrales o más centrales hidroeléctricas, el titular de la autorización del aprovechamiento del recurso deberá garantizar que no se afecte el funcionamiento de los otros aprovechamientos

Por otro lado, todas las centrales generadoras que deseen ser reconocidas como agentes del mercado mayorista (MM) para vender su

producto a otros agentes del MM deberán cumplir con ciertos requisitos; los cuales están contenidos en un marco legal, que comprende leyes, normas técnicas, normas comerciales y operativas. El marco legal del subsector eléctrico de Guatemala, se muestra en la figura 16.

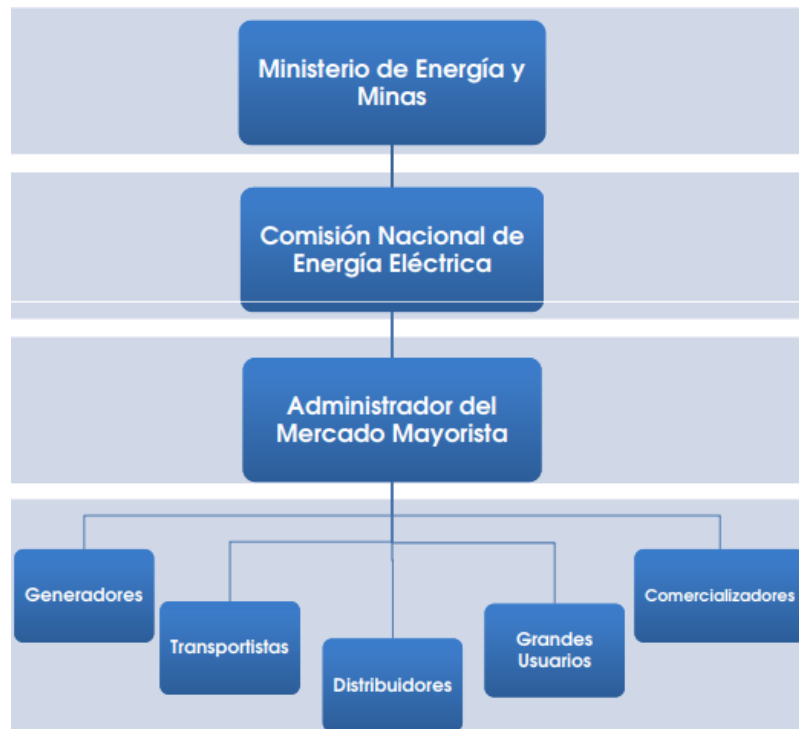
Figura 16. **Marco legal del subsector eléctrico guatemalteco**



Fuente: *Inversionistas 2015*. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/informacion/GuidellInversionista2015.pdf>. Consulta: 27 de octubre de 2017.

Por otro lado, la estructura y las instituciones que conforman el subsector eléctrico de Guatemala son: el Ministerio de Energía y Minas (MEM), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), el Administrador del Mercado Mayorista (AMM), los generadores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores. La estructura jerárquica de todas las instituciones se muestra en la figura 17.

Figura 17. **Estructura del subsector eléctrico**



Fuente: *Guía de inversiones 2015*. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/informacion/GuiadelInversionista2015.pdf>. Consulta: 09 de enero de 2018.

1.4.4. El mercado de carbono

La actual preocupación acerca de la necesidad de limitar la cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) ha llevado a la creación de un nuevo mercado: el mercado de carbono. En dicho mercado se otorga un tipo de bonos llamados, certificados de reducción de emisiones a los proyectos que por su actividad reducen la cantidad de GEI. En este mercado los gobiernos, empresas o instituciones pueden comprar y vender reducciones GEI. Los proyectos hidroeléctricos se encuentran entre los más susceptibles de recibir este tipo de incentivos.

Una de las instalaciones más contaminantes con dióxido de carbono (CO₂) es una planta de generación de electricidad que consume carbón, y, por esa razón, se le utiliza como patrón de comparación. De esta manera, un proyecto que produzca o utilice energía renovable evitará la emisión de carbono en forma proporcional a la cantidad generada por dicha planta. Bajo esta premisa, las centrales hidroeléctricas son consideradas como energía renovable con cero emisiones de GEI.

Para cuantificar los bonos de carbono se pueden aplicar las metodologías aprobadas por la Convención Marco de las Naciones Unidas Contra el Cambio Climático (CMNUCC), según el cumplimiento de condiciones como el tipo y tamaño del proyecto, fuente de energía utilizada y ámbito sectorial.

El mercado de carbono ha creado una serie de oportunidades para los países que se encuentran en desarrollo, como apoyar los proyectos registrados bajo el mecanismo de desarrollo limpio (MDL). El MDL del Protocolo de Kioto otorga un tipo de bonos llamados CERs a los proyectos que por su actividad reducen las emisiones de GEI.

El mercado del MDL es un mercado regulado, esto significa que para formar parte de los proyectos MDL se deben seguir reglas y procedimientos unificados y sistemáticos y de esta manera lograr la emisión de CERs. Todo proyecto que busca ser acreditado como MDL debe seguir el mismo criterio y completar los mismos pasos para que pueda negociar sus reducciones cuantificadas de gases de efecto invernadero en el mercado de carbono. Este proceso se llama comúnmente el ciclo del proyecto MDL.

Cada CER equivale a una tonelada de dióxido de carbono, los cuales usualmente son vendidos o comercializados con los países industrializados, los cuales los utilizan para alcanzar su meta de reducción de emisiones, definidas en el protocolo de Kioto.

Para que un proyecto sea viable bajo el modelo MDL debe cumplir con las siguientes características:

- El proyecto debe reducir de manera sustancial la emisión de gases de efecto invernadero.
- Cumplir con una metodología aprobada por la convención.
- Redactar el documento de diseño según el formato oficial en inglés.
- Validar la información por la entidad operacional designada (DOE).
- Registrar el proyecto a nivel nacional en la autoridad nacional designada (DNA) y ante la convención.
- Demostrar que la implementación del proyecto reduce o elimina las emisiones de gases de efecto invernadero.

Los altos costos de inversión inicial de las centrales hidroeléctricas, entre otros obstáculos, limitan la creación de nuevas centrales hidroeléctricas a pequeña escala. Es por ello que herramientas como MDL son necesarias para impulsar estos proyectos, los cuales a partir de su potencial de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero pueden obtener beneficios económicos directos por la venta de CERs. Este beneficio económico permite

que los proyectos sean más atractivos y mejora las tasas internas de retorno como incentivo para los inversionistas.

Sin embargo, debe tenerse un especial cuidado ya que, los altos costos de transacción y la complejidad de la validación y registro ante Naciones Unidas, limita el acceso a estos beneficios por parte de los proyectos más pequeños. Pero a partir de la introducción del nuevo concepto de MDL, se ha logrado abrir un espacio ilimitado para proyectos de reducciones menores. Así pues, se ha beneficiado la implementación de microcentrales hidroeléctricas de bajo impacto en reducción de emisiones, pero alto beneficio social.

Una vez que el proyecto está implementado y adicionado a MDL, se deberá cumplir con el plan de monitoreo y reportar los resultados. Posteriormente se realiza una verificación y validación del proyecto, en donde todos los supuestos presentados, serán revisados y deberán contar con su respectivo respaldo para comprobar su veracidad. Una vez finalizado este proceso, se procederá a la emisión de los certificados de reducción de emisiones, los cuales pueden ser comercializados en el mercado de carbono..

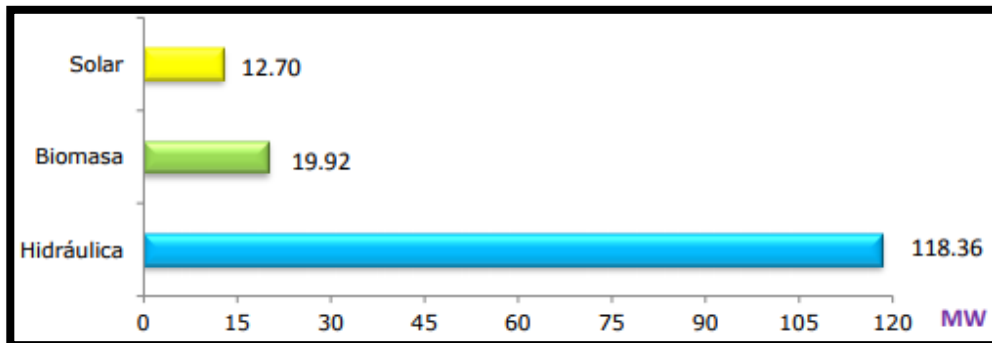
2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE

El DPCA (Distribution Power Coalition of America) define la generación distribuida renovable como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución.

La generación distribuida renovable en Guatemala se define como cualquier tecnología de generación renovable que se conecta a una red de distribución y cuyo aporte de potencia neto sea menor o igual a 5 MW..

En la figura 18 se observa que actualmente en Guatemala se cuenta con tres fuentes de generación de energía distribuida renovable: solar, biomásica e hidráulica; la energía hidroeléctrica es la de mayor volumen. Al mes de noviembre de 2017, la CNEE ha autorizado la conexión de 80 proyectos de GDR, que suman una potencia de 150,98 MW, de los cuales 118,36 MW son de las centrales hidroeléctricas, como se muestra en la figura 18. Es decir, el 78,39 % de los GDRs conectados al sistema son centrales hidroeléctricas, el 13,19 % centrales de biomasa y el 8,41 % son centrales solares.

Figura 18. GDRs por tecnología en MW a noviembre de 2017



Fuente: *Estadísticas, subsector eléctrico*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/01/Estadísticas-Subsector-Eléctrico.pdf>. Consulta: 22 de enero de 2018.

Mientras que al 31 de diciembre de 2016 la CNEE había autorizado la conexión de 75 proyectos de generación distribuida renovable que sumaban una potencia total de 137,52 MW. Los cuales estaban distribuidos de la siguiente manera: 105,12 MW de centrales hidroeléctricas, 19,71 MW de centrales de biomasa y 12,70 MW de centrales solares.

Es decir, en el año 2017 se sumaron al sistema 5 proyectos de generación distribuida renovables, con 13,46 MW. En cuanto a la potencia de las centrales hidroeléctricas funcionando como GDR se aumentó 13,24 MW, es decir, casi la totalidad de la potencia adicionada para el 2017 en proyectos GDR.

Actualmente, se cuenta con 35 centrales hidroeléctricas funcionando como GDRs más 35 pendientes de entrar en operación, y otras 3 que aún están en trámite de registro. En la tabla V se muestra el listado de hidroeléctricas menores a 5MW, las cuales están en operación.

Tabla V. **Registro de centrales hidroeléctricas menores o iguales a 5MW en operación**

No.	Nombre proyecto	Municipio	Departamento	Capacidad instalada (MW)
1	Candelaria	Senahú	Alta Verapaz	4.5
2	La Perla	Tucurú	Alta Verapaz	4.7
3	Luarca	Mazatenango	Suchitepequez	0.18
4	Los Cerros	El Rodeo	San Marcos	1.2
5	Santa Elena	Escuintla	Escuintla	0.7
6	SDMM	Escuintla	Escuintla	2.2
7	Vision del Aguila	Coban	Alta Verapaz	2
8	Ixtalito	Nuevo Progreso	San Marcos	1.493
9	Kaplan Chapina	Barberena	Santa Rosa	2
10	Cuevamaría	Cantel	Quetzaltenango	4.8
11	Sacjá	Purulhá	Baja Verapaz	2
12	Jesbon Maravillas	Malacatán	San Marcos	0.94
13	El Prado	Génova Costa Cuca	Quetzaltenango	0.5
14	San Joaquín II	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	0.8
15	Hidroaguná	Santa Lucía Cotzumalguapa	Escuintla	2
16	El Zambo	San Francisco Zapotitlan	Suchitepequez	0.984
17	El Libertador	Chiquimulilla	Santa Rosa	1.88
18	Finca Las Margaritas Fase II	San Francisco Zapotitlan	Suchitepequez	1.71
19	Las Victorias	Escuintla	Escuintla	0.75
20	El Coralito	Santa Bárbara	Suchitepequez	2.1
21	Cerro Viejo	Chinautla	Guatemala	2.4
22	Monte María I y II	San Juan Alotenango	Sacatepéquez	0.5
23	Guayacán	Taxisco	Santa Rosa	3
24	Tuto II	La Libertad	Huehuetenango	0.96
25	El Porvenir	San Pablo y San Rafael Pie de la Cuesta	San Marcos	2.28
26	Santa Teresa	San Lucas Tolimán	Sololá	1.9
27	Samuc	San Cristóbal Verapaz	Alta Verapaz	1.28
28	Concepcion	Nuevo San Carlos	Retalhuleu	0.15
29	El Brote	Chicacao	Suchitepequez	4.9
30	Las Uvitas	Yepocapa y Santa Lucía Cotzumalguapa	Chimaltenango	1.88
31	Mopá	Flores Costa Cuca	Quetzaltenango	0.975
32	Los Patos	El Tumbador y Pajapita	San Marcos	4.99
33	El Panal	Chiquimulilla	Santa Rosa	3.08
34	Carmen Amalia	Colomba Costa Cuca	Quetzaltenango	0.7
35	La Ceiba I	Colomba Costa Cuca	Quetzaltenango	0.64

Fuente: MEM, Ministerio de Energía y Minas. *Autorizaciones definitivas para la instalación de centrales hidroeléctricas otorgadas*. <http://www.mem.gob.gt/estadisticas/>. Consulta: 29 de septiembre de 2017.

2.1. Derechos y obligaciones de un GDR

Como derecho principal de un GDR, los distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones de los GDR y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento de estos, para lo cual deberá determinar la capacidad del punto de conexión. Por su parte, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica CNEE, previo a la autorización, evaluará el alcance de las modificaciones y de las ampliaciones de las instalaciones de los distribuidores; así como su respectivo costo y los beneficios por la mejora en la calidad del servicio de distribución y por la reducción de pérdidas.

Por otro lado, todas las centrales hidroeléctricas que estén interesadas en participar como GDR están obligadas a:

- Presentar ante el distribuidor la solicitud de dictamen de capacidad y conexión.
- Entregar la información técnica de sus instalaciones, solicitada por el Distribuidor o la CNEE.
- Construir y cubrir los costos de la línea y equipamiento o instalaciones necesarios para llegar desde las instalaciones del GDR al punto de conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del distribuidor. Para dicha construcción y equipamiento debe cumplirse con lo establecido en las normas técnicas del servicio de distribución (NTSD) y las normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID.

- Cumplir las condiciones que la CNEE establezca en la resolución de autorización.
- Cubrir los costos de las modificaciones o ampliaciones de las instalaciones de distribución, adyacentes al punto de conexión.
- Instalar sistemas de protección y de desconexión.
- Cumplir con las tolerancias permitidas para los indicadores de calidad que sean aplicables.
- Entregar la información que la CNEE requiera, en la forma y tiempo que ésta disponga.
- Cumplir otros requerimientos que le mande la Ley general de electricidad (LGE), el Reglamento de la ley general de electricidad (RLGE), la norma técnica de generación distribuida renovable y usuario autoprodutores con excedentes de energía (NTGDR) y la CNEE.
- Registrar en la Dirección General de Energía del MEM, las cotas como central generadora menor o igual a 5 MW, para proyectos de generación distribuida renovable que utilicen tecnología hidráulica.
- Cuando el GDR opte por participar en la venta de potencia y solicite la asignación de oferta firme y oferta firme eficiente debe obligatoriamente habilitarse en el MM como integrante y cumplir con las normas del AMM.
- Incluir en la solicitud de dictamen de capacidad y conexión todos los documentos requeridos.

- Que la información del proyecto presentada en la solicitud de dictamen de capacidad y conexión sea igual a la presentada a las diferentes entidades que intervienen en el proceso de autorización.
- Realizar la solicitud de dictamen de capacidad y conexión previo al inicio de la construcción de su proyecto.

2.1.1. Previo a la conexión del GDR a la red de distribución

A continuación, se muestran los derechos y obligaciones a los cuales deberá estar sometido el GDR, en la etapa previa a su conexión a la red de distribución.

Es obligatorio que el GDR registre en la Dirección General de Energía del Ministerio de Energía y Minas, las cotas como central generadora menor o igual a cinco megavatios 5 MW. Esta acción la deberá realizar el interesado previo a presentar su solicitud de dictamen de capacidad y conexión al distribuidor.

En cuanto a la solicitud del dictamen de capacidad y conexión presentada por parte del GDR ante el distribuidor, debe contener la siguiente información:

- Información general del proyecto: nombre del proyecto y su dirección exacta (comunidad, caserío, aldea, municipio y departamento), así como su ubicación geográfica en un mapa cartográfico a escala 1:50,000. También, se debe identificar en el mapa las cotas registradas en el MEM, así como su constancia de registro. Debe incluirse el nombre de la persona o entidad propietaria del proyecto, dirección para recibir notificaciones la cual deberá estar en el municipio de Guatemala o en alguna cabecera municipal, teléfono y correo electrónico. Debe indicarse

el tipo de aprovechamiento renovable, que para este caso es hidráulico. Además, debe indicarse el número de unidades generadoras y la potencia máxima en kilovatios (KW). También, debe adjuntarse un diagrama unifilar del proyecto con sus equipos de protección. Así como un cronograma de ejecución e indicar la fecha prevista de conexión al sistema. Y la información de los parámetros eléctricos de elementos de la central como transformador y generador.

- Información general de la línea de conexión: se debe incluir la trayectoria de la línea de conexión y el punto de conexión sugerido. También, la longitud en kilómetros (Km), el calibre en AWG o MCM, la tensión en kilovoltios (KV) y los parámetros generales de la línea de conexión. Además, los planos de la línea de conexión al SNI y el diagrama unifilar en formato A4 o doble carta, con la firma y sello del ingeniero electricista o mecánico electricista que realizó el diseño, quien debe contar con constancia de colegiado activo.
- Resolución de autorización ambiental del proyecto emitida por la entidad ambiental competente. Si no cuenta con la resolución, puede presentar la constancia que su estudio se encuentra en proceso en la entidad ambiental correspondiente.

El GDR deberá presentar al distribuidor la solicitud del dictamen de capacidad y conexión en original y copia. La original la usará el distribuidor para elaborar el dictamen y la copia la enviará el distribuidor a la CNEE.

Si el dictamen del distribuidor es positivo, y a criterio de la CNEE este procede; entonces, la CNEE debe informar al distribuidor y al GDR que se

permite la conexión física en el punto de conexión y la operación del GDR en el SIN.

En caso de que el dictamen de capacidad y conexión demuestre que la conexión del GDR, incrementa las pérdidas de distribución, el GDR debe optar por una de las siguientes opciones previo a su conexión:

- Cubrir los costos de llevar a cabo una solución técnica que vuelva la red de distribución a las condiciones sin la conexión del GDR.
- Limitar el despacho del GDR a un valor que no cause incremento de pérdidas a la red de distribución.
- Absorber económicamente el incremento de pérdidas que provoque.

Tanto el GDR como el distribuidor tienen prohibido utilizar la información que sea intercambiada entre ambos en el proceso, para otro fin que no sea el estipulado en la NTGDR.

Para un proyecto de conexión de un GDR trifásico a un sistema de distribución se deberán incluir dispositivos con capacidad de: interrupción ante corriente de falla, desconexión del generador, disparo por sobre o baja tensión, disparo por sobre o baja frecuencia, chequeo de sincronismo automático o manual dependiendo de la potencia del GDR, disparo por sobrecorriente a tierra, regulador automático de tensión y disparo por falta de tensión en la red. Es necesario resaltar que el sistema de seguridad del GDR debe estar coordinado con el sistema de seguridad de la red de distribución.

Previo a la conexión el GDR está obligado a permitir el acceso a todas sus instalaciones para que se realicen las inspecciones técnicas correspondientes por parte de las instituciones relacionadas, pudiendo ser éstas el MEM, la CNEE, el distribuidor o empresas contratadas por éste para dicho fin.

Además, antes de la conexión, el GDR deberá realizar pruebas a las instalaciones de generación y deberá enviar al distribuidor un informe escrito en donde se indique que se cumplen los requisitos de la NTGDR y de las normas que sean aplicables. Si luego de realizar las pruebas, el GDR no cumple con lo establecido en la NTGDR, el distribuidor podrá negarse a la conexión del GDR hasta que se realicen las correcciones necesarias.

Cuando dentro del contenido de la NTGDR no esté incluida alguna disposición técnica, se deberán utilizar exclusivamente las normas internacionales ANSI, IEEE o IEC, siempre y cuando no se contradigan los criterios básicos ni el contenido de la norma. Además, los distribuidores no deberán imponer a los GDRs condiciones técnicas para la conexión u operación, diferentes a las establecidas en la LGE, en el RLGE y en la NTGDR.

Al completar los requisitos técnicos dispuestos en la NTGDR, el distribuidor y el GDR deberán realizar la conexión con base al formulario aprobado por la CNEE que está disponible en su sitio web. En la figura 19 se muestra el formulario de conexión, en donde se indica la información que se debe brindar a cerca del GDR y de la red de distribución.

Figura 19. Formulario de conexión de un GDR

1. Información general del GDR:

Nombre: _____

Dirección: _____

Municipio: _____ Departamento: _____

2. Información Técnica:

2.1 Especificaciones técnicas del GDR

- Número de unidades generadoras _____
- Capacidad total de la central generadora _____ kW
- Tensión de generación: _____ kV
- Longitud de la línea de conexión _____ km
- Calibre de la línea de conexión _____ AWG MCM

2.2 Punto de conexión

- Distribuidor EEGSA DEOCSA DEORSA EEM _____
- Coordenadas punto de conexión: X= _____ " Y= _____ "
- Nombre ó identificación del circuito de distribución: _____
- Nombre de subestación dependiente: _____
- Tensión de la línea de conexión _____ kV
- Calibre del conductor del circuito del Distribuidor _____ AWG MCM
- Descripción de protección instalada en punto de conexión: _____

3. Conformidad con la conexión:

El (los) representante(s) del Distribuidor y el (los) representante(s) del GDR dejan constancia que se han realizado las pruebas de puesta en servicio y se ha determinado que no se provocarán situaciones de peligro ni se tendrán efectos negativos en las instalaciones a las cuales se conecta el GDR y que las instalaciones cumplen con los requerimientos de la Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable (Resolución CNEE-227-2014) y con lo estipulado en la Resolución de autorización de conexión CNEE- _____ - _____.

Lugar y fecha: _____ día _____ mes _____ año _____

<p>Por el Distribuidor:</p> <p>(f) _____</p> <p>Nombre: _____</p> <p>DPI (CUI): _____</p> <p>(f) _____</p> <p>Nombre: _____</p> <p>DPI (CUI): _____</p>	<p>Por el GDR:</p> <p>(f) _____</p> <p>Nombre: _____</p> <p>DPI (CUI): _____</p> <p>(f) _____</p> <p>Nombre: _____</p> <p>DPI (CUI): _____</p>
---	--

Fuente: *Formulario conexión GDR*. <http://www.cnee.gob.gt/pdf/normas/docs/GDR/FormularioConexionGDR.pdf>. Consulta: 06 de enero de 2017.

2.1.2. Durante la operación del GDR

Una vez en operación, el GDR es el responsable de la operación de todas sus instalaciones; solo en caso de emergencia o a petición de la CNEE o el AMM, el distribuidor deberá realizar maniobras en las instalaciones de conexión; puede ser esta situación, por ejemplo, una falla provocada dentro de las instalaciones del GDR. Ante una falla en la red de distribución el GDR deberá desconectarse automáticamente y podrá conectarse nuevamente únicamente bajo la autorización del distribuidor. El GDR también está obligado a contar con un sistema de comunicación de voz con el AMM y el distribuidor.

Si posterior a las mediciones de calidad del producto efectuadas por el distribuidor en el punto de conexión, se detecta un parámetro fuera de los límites establecidos en la NTSD y es a causa de las operaciones del GDR, éste deberá obligatoriamente realizar las acciones necesarias para llevar el parámetro a sus valores normales; de lo contrario, la CNEE determinará las sanciones correspondientes.

El GDR tiene derecho de solicitar la desconexión de la red de distribución y deberá recibir la notificación por escrito por parte del GDR previo a su desconexión. Además, en caso de desconexión por mantenimiento programado en la red de distribución se le debe informar por escrito al GDR por lo menos con cuarenta y ocho horas de anticipación.

En cuanto al mantenimiento en las instalaciones del GDR, será el propio GDR el responsable y encargado de realizarlas y deberá llevar un registro preciso de los mantenimientos a sus instalaciones y deberá entregarlos al distribuidor a la CNEE cuando le sean requeridos. Además, el GDR está obligado a realizar inspecciones periódicas a sus instalaciones con la finalidad

de garantizar el buen funcionamiento de las mismas, dichas inspecciones deben realizar apegadas a lo establecido en la NTGDR.

2.2. Habilitación comercial

La habilitación comercial de un generador es el proceso mediante el cual un agente generador sin importar su potencia ni el recurso que utilice para generar, adquiere el derecho para inyectar energía y potencia en el SNI y realizar transacciones en el MM. Un agente generador queda habilitado comercialmente desde el momento en que el Administrador del Mercado Mayorista, AMM, lo notifique. Para que un agente generador pueda estar habilitado comercialmente para operar en el MM, deberá presentar su solicitud y luego cumplir con algunas etapas, dentro de las cuales, asociadas a un participante generador están las siguientes:

- Cumplir requisitos de incorporación de participantes al MM:
 - Copia de la certificación de inscripción en el Registro de Agentes y Grandes Usuarios del Mercado Mayorista de MEM.
 - Acta notarial de declaración jurada, en la cual se compromete al pago del monto adeudado por su participación en el MM, por cambio de medidor. Así mismo, deberá comprometerse a permitir el acceso de personal contratado por el AMM para verificar el cambio o retiro del equipo de medición y los respectivos precintos.
 - Nota del banco liquidador utilizado por el AMM en la que se haga constar la habilitación de una línea de crédito.

- Nota del banco liquidador en la que se haga constar la habilitación de una cuenta bancaria y su respectivo número de cuenta.
- Planilla con la información correspondiente a los datos generales del participante y de los representantes del mismo ante el AMM.
- Copia de la escritura de constitución de la entidad, copia de la patente de comercio, y documentación de la representación legal.
- Obtener autorización para el uso de los equipos de medición y facultad de realizar pruebas.
 - Previo a obtener la autorización para el uso de los equipos de medición, se debe proceder a una inspección. La que será llevada a cabo por el AMM. El costo de dicha inspección será pagado por el participante responsable del punto de medición.
 - Posterior a la inspección el participante podrá realizar las pruebas a sus equipos de medición.
- Realización de pruebas de potencia máxima. Para que a un generador se le efectúe la primera prueba de potencia máxima se deben seguir los siguientes procedimientos:
 - El AMM certificará la adecuación de la telemetría provista por el Generador.
 - El generador procederá a realizar las pruebas de operación según el programa de pruebas.

- El AMM, en coordinación con el participante, realizará las pruebas punto a punto, verificando el funcionamiento de los equipos de medición operativa y de comunicación.
- El participante, solicitará se efectúe la prueba de potencia máxima cuando haya finalizado las pruebas de sus equipos a satisfacción.
- Si la prueba de potencia máxima es satisfactoria, el AMM le notificará los valores establecidos.
- Obtener autorización para el acceso al sistema informático del AMM. Se solicitará la autorización al AMM siguiendo los siguientes pasos:
 - El interesado hará efectivo el pago de su *token* (firma digital) el cual será entregado únicamente al representante legal o la persona delegada por este.
 - El participante ingresará sus planillas de declaración de costos variables y de potencia disponible a través del Direct@mm.
 - El participante podrá ingresar al sistema Direct@mm para ingresar las planillas de contrato correspondientes.
- Obtener la notificación de habilitación comercial para participar en el MM. Una vez se haya concluido con las etapas requeridas para la habilitación comercial de un participante, el AMM le notificará que está habilitado para operar en el MM.

La deshabilitación de un agente podría darse si como resultado de los procedimientos de verificación de equipos de medición realizadas por el AMM, se comprueba que un agente comete fraude.

2.3. Oferta firme, OF, y oferta firme eficiente, OFE

Para efectos de la participación de un GDR en el MM mayorista se le debe calcular su Oferta Firme (OF) y su Oferta Firme Eficiente (OFE), cálculo que será realizado por el AMM de conformidad con las normas de coordinación comercial, procedimientos vigentes y tipos de contratos.

2.3.1. Oferta firme

Se denomina oferta firme de cada unidad generadora de los participantes productores o de la central hidroeléctrica a la máxima potencia neta (con sus consumos internos desconectados) capaz de producir, en función de sus características técnicas, su potencia máxima y disponibilidad, teniendo en

cuenta las restricciones propias de la central o de su sistema de transmisión asociado. La suma de la oferta firme de todas las unidades generadoras de una central se denomina oferta firme total.

Para el cálculo de la OF de las centrales hidroeléctricas o unidades generadoras se establecen las hipótesis de evolución de los factores que determinan el estado del MM, acorde a las etapas utilizadas en la programación de largo plazo (PLP)¹. Se simula el comportamiento del MM, para el año estacional correspondiente, en donde la demanda proyectada se representa con una curva monótona de cargas de al menos 5 boques que represente de manera real la curva de carga del sistema y se supone sucesivamente la

ocurrencia de un año de registros hidrológicos similar a cada uno de los años históricos con valores de caudales registrados o estimados por métodos confiables.

Entonces, el cálculo de la OF para una central hidroeléctrica o unidad generadora con capacidad de regulación anual, mensual, semanal o diaria se realiza escogiendo el mínimo entre el producto de la potencia máxima de la central por su coeficiente de disponibilidad y la potencia en la hora de máximo requerimiento térmico, de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$OF_i = \text{MIN}(PP_i * \text{coefdisp}_i, PHMR_i)$$

Donde:

- OF_i es la oferta firme de la central hidroeléctrica i
- PP_i es la potencia máxima de la central hidroeléctrica i
- coefdisp_i es el coeficiente de disponibilidad de la central hidroeléctrica i
- $PHMR_i$ es la potencia en la hora de máximo requerimiento térmico

2.3.1.1. Determinación de la PP_i

La PP_i será determinada por medio de la prueba de potencia máxima que será programada por el AMM. La prueba será realizada al inicio de la operación comercial de cada central generadora y posteriormente deberá ser realizada en el primer año de cada período de tres años. Para la realización de la prueba de potencia máxima se deberán seguir los requerimientos de medición y las condiciones operativas dispuestas por el AMM.

El tiempo de duración de la prueba para una central hidroeléctrica depende del tipo de regulación del embalse. Para una central generadora con embalse de regulación anual, mensual o semanal, la prueba tendrá un tiempo mínimo de duración de 6 horas. Para una central con embalse de regulación diaria o a filo de agua tendrá una duración de 4 horas, siempre y cuando se tenga un caudal de entrada igual o mayor al caudal de diseño; en caso contrario, no se realizará la prueba.

El valor de la prueba de potencia máxima no puede ser mayor a la potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la CNEE. Los resultados alcanzados en la prueba de potencia máxima se clasifican de acuerdo a los siguientes casos.

- Si se completa el período estipulado para la prueba, se calcula de la siguiente manera:

$$PP_i = \text{Mínimo}\left(\left(\sum_i \frac{ERC_i}{TC}\right), PIC\right)$$

Donde:

- ERC_i : son las lecturas de energía activa tomada en períodos de 15 minutos.
- TC : es el tiempo completo mínimo estipulado en horas.
- PIC : es la potencia indicada en la autorización de acceso a la capacidad de transporte emitida por la CNEE.

- Si no se completa el período estipulado y es por causas no atribuibles a la operación de la central. De no alcanzarse el 80 % del tiempo, la prueba no tiene validez y debe repetirse; de lo contrario, se calcula de la siguiente manera.

$$PP_i = \text{Mínimo}\left(\left(\sum_i \frac{ERA_i}{TA}\right), PIC\right)$$

Donde:

- ERA_i : son las lecturas de energía activa tomada en períodos de 15 minutos durante el tiempo alcanzado.
- TA: es el tiempo alcanzado en la realización de la prueba.
- Si no se completa el período estipulado y es por causas atribuibles a la operación de la central. De no alcanzarse el 80 % del tiempo, la prueba no tiene validez y debe repetirse; de lo contrario, se calcula de la siguiente manera.

$$PP_i = \text{Mínimo}\left(\left(\sum_i \frac{ERA_i}{TC}\right), PIC\right)$$

Si se dispara durante una segunda prueba consecutiva sin alcanzar el 80 %, se calcula de la siguiente manera:

$$PP_i = \text{Mínimo}\left(\left(\sum_i \frac{ERA_i}{TC}\right) * \frac{TA}{TC}, PIC\right)$$

2.3.1.2. Determinación del coefdisp_i

El coefdisp_i, coeficiente de disponibilidad de una unidad generadora o central hidroeléctrica se calcula anualmente a partir de los datos disponibles de los últimos dos años mediante la siguiente ecuación:

$$\text{coefdisp}_i = \frac{HD + HMP - HED}{HD + HIF + HMP}$$

Donde:

- HD: son las horas de disponibilidad.
- HMP: son las horas de mantenimiento programadas.
- HIF: son las horas de indisponibilidad forzada.
- HED: son las horas equivalentes por degradación cuando la unidad está disponible.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, en el cálculo de las HED no debe tomarse en cuenta la disponibilidad de agua y se calcula a su vez mediante la siguiente ecuación:

$$HED = \sum_{i=1}^n \frac{PP - PD_i}{PP}$$

Donde:

- PP: es la potencia máxima neta de la central
- PD_i: es la potencia neta disponible en la hora i
- n: es el número de horas del período de cálculo

2.3.1.3. Determinación de la PHMR_i

Por último, la PHMR_i es el mínimo entre la potencia máxima y el resultado de dividir la energía firme dentro del número de horas del período de máxima demanda, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$PHMR_i = MIN\left(PP_i, \frac{EF_i}{NHMD}\right)$$

Donde:

- EF_i: es la energía firme de la central *i*, que es la energía de las centrales hidroeléctricas que pueden cubrir la etapa de mayor requerimiento térmico (diferencia entre la demanda de energía de cada etapa y la producción hidroeléctrica).
- NHMD: número de horas del periodo de máxima demanda, el cual está establecido que es de 18:00 a 22:00 horas.

Para una central hidroeléctrica a filo de agua la OF se calcula de acuerdo a la siguiente ecuación (AMM, 2001 págs. 4-5):

$$OF_i = MIN\left(PP_i * coefdisp_i, \frac{EF_i}{NHRM}\right)$$

Donde:

- NHRM: número de horas de la etapa de máximo requerimiento térmico

2.3.2. Oferta firme eficiente

Se denomina oferta firme eficiente OFE a la cantidad máxima de potencia de una unidad o central generadora que puede comprometerse en contratos para cubrir la demanda firme. El procedimiento de cálculo de la oferta firme eficiente se realiza en función de su oferta firme y de la eficiencia económica de la central generadora con respecto al conjunto de centrales generadoras instaladas en el SNI.

El cálculo de la OFE se realiza anualmente junto con la elaboración de la programación a largo plazo. Se preparan escenarios para el año estacional que se quiera hacer el cálculo y para el año estacional siguiente, con el propósito de llevar a cabo la simulación del despacho económico. Se realiza una proyección de potencia a generar para cubrir la demanda de cada año siguiendo el mismo modelo usado para la programación de largo plazo para ambos años. Para las unidades o centrales generadoras se usan los valores de potencia máxima obtenidos en la última prueba de potencia máxima.

Posteriormente, se procede a realizar una simulación del despacho económico para cincuenta escenarios hidrológicos, considerando las unidades o centrales generadoras en operación comercial al vencimiento del plazo para la presentación de la información para la programación de largo plazo. Con esta simulación se determina cuales unidades o centrales generadoras son utilizadas para abastecer la demanda. Se procede a sumar los valores de OF de las unidades o centrales utilizadas en cada año para abastecer la demanda.

De los totales obtenidos se escoge el mayor valor y las unidades o centrales requeridas en ese año de mayor valor, serán las que tendrán OFE para cubrir la demanda firme. En este sentido para cada unidad o central

generadora elegida su OFE será igual al valor de su OF y tendrá vigencia para el siguiente año estacional.

Si además de las unidades o centrales generadoras identificadas en la simulación del despacho económico existe en la programación de largo plazo otras unidades o centrales generadoras asignadas a generar por restricciones operativas o para control de potencia reactiva y tensión, estas tendrán OFE con valores a su OF y solo serán consideradas las unidades o centrales que se encuentren en operación comercial previo a la presentación de la información de la programación de largo plazo.

Los generadores podrán realizar contratos de compra venta de OFE con otros generadores, siendo la OFE total la suma de la OFE para el cubrimiento de demanda firme de sus unidades o centrales generadoras no comprometida en otros contratos más la OFE que compre por contratos de reserva, según la siguiente ecuación:

$$OFETDF_j = \sum_i OFEDF_{ij} + OFECD_{ij}$$

Donde:

- $OFEDF_{ij}$, es la oferta firme eficiente de la unidad i del productor j
- $OFECD_{ij}$, es la oferta firme eficiente comprada por contratos de reserva

2.4. Opciones de comercialización del producto

El GDR podrá comercializar la potencia y la energía que genera directamente con los distribuidores o en el MM, en calidad de participante productor.

En caso de comercializar con los distribuidores, la CNEE elaborará los términos de referencia, para que estos, elaboren las bases de licitación, las cuales deberán ser aprobadas por la CNEE para llevar a cabo los procesos de adquisición de un determinado bloque de potencia y energía de generación distribuida renovable.

En el caso que se decida comercializar en el MM, entonces el GDR es libre de comercializar su energía generada con la entidad que considere que mejor convenga a sus intereses.

Para la venta de energía eléctrica, dentro del MM y bajo las condiciones del AMM, el GDR podrá celebrar cualquiera de los contratos vigentes como participante productor. En principio el GDR dispondrá energía y potencia para comprometer en contratos. La liquidación de los contratos se hará de acuerdo a lo dispuesto en las NCC y NCO del AMM.

En el mercado a término del MM, los generadores podrán pactar contratos con agentes del MM (distribuidores, comercializadores, grandes usuarios u otros generadores) ya sea para garantizar el abastecimiento de una determinada demanda de potencia y energía o para contar con un respaldo de reserva de potencia. Por lo tanto, los participantes productores también pueden realizar contratos de compra de reserva de potencia para respaldar sus propios compromisos de venta de potencia.

Para un productor, poseer un contrato en el mercado a término implica también operar en el mercado de oportunidad para transar los excedentes y los faltantes entre lo despachado y lo contratado. En consecuencia, las partes deberán ser participantes habilitados por el AMM.

2.4.1. Contratos por diferencias con curva de carga

Este tipo de contrato establece un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme en todo momento, la cual no podrá superar la OFE del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el productor compromete el abastecimiento de una demanda de energía definida como una curva de demanda horaria, a un consumidor. La curva de demanda horaria podrá ser abastecida por el productor ya sea con generación propia, o comprando los faltantes en el mercado de oportunidad de existir el excedente necesario.

2.4.2. Contratos de potencia sin energía asociada

Este tipo de contrato establece un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme en todo momento, la cual no podrá superar la OFE del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. De ser necesario, el participante consumidor del MM podrá comprar la energía demandada en el mercado de oportunidad.

2.4.3. Contratos de opción de compra de energía

Este tipo de contrato establece un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme en todo momento, la cual no podrá superar la OFE del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el

productor vende a un consumidor una cantidad de energía horaria de la siguiente manera: se establece un precio de opción de compra de energía; si el precio de oportunidad de la energía es menor al precio de opción, no se asigna energía derivada del contrato. En caso contrario, el participante productor vende con energía propia o comprada en el mercado de oportunidad, la energía horaria informada por las partes, la cual no podrá superar el valor de potencia contratada.

2.4.4. Contratos por diferencias por la demanda faltante

Este tipo de contrato establece un valor de potencia contratada para el cubrimiento de la demanda firme en todo momento, la cual no podrá superar la OFE del vendedor que no esté comprometida en otros contratos. Además, el productor se compromete a entregar al precio pactado toda la energía demandada por el comprador que no sea suministrada por otros contratos, hasta la potencia comprometida.

2.4.5. Contratos de energía generada

En este tipo de contrato un generador, vende a un consumidor únicamente la energía que sea generada sin existir un compromiso de potencia para el cubrimiento de demanda firme. La energía contratada bajo este tipo de contrato, no podrá ser comprometida en otros tipos de contratos. Por lo anterior, la OFE de la unidad o central generadora que se comprometa en este tipo de contrato, podrá venderse únicamente en contratos de potencia sin energía asociada.

2.4.6. Contratos de reserva de potencia

En este tipo de contrato, se compromete la disponibilidad de potencia de un generador como reserva para ser convocada por otro agente generador

contratante. El compromiso se establece sólo al nivel de potencia y deberá ser cubierto por el agente generador contratado como reserva.

2.4.7. Contratos de respaldo de potencia

En este tipo de contrato un productor vende a otro productor una cantidad de potencia. El vendedor deberá respaldar este compromiso con OFE no comprometida en otros contratos ni utilizada para respaldar exportaciones. La potencia contratada por el participante productor será adicionada a su OFE, para su comercialización en el MM.

3. REPOTENCIACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

La energía eléctrica se ha convertido en un elemento indispensable para la realización de las actividades cotidianas en la vida moderna; a lo largo de los años el sector eléctrico ha ido creciendo, hasta convertirse en la máquina interconectada más grande y extensa del mundo. Cada día, entonces, debe aumentar la cantidad de energía eléctrica generada a lo largo de todo el mundo; se construyen nuevas centrales de generación o se realizan proyectos enfocados en aumentar la capacidad de generación de las centrales ya existentes.

3.1. Conceptos claves

Cuando se habla de mejorar el funcionamiento general de una central hidroeléctrica ya existente, aparecen relacionados varios conceptos que en determinado momento pueden llegar a tomarse como sinónimos o inclusive podrían confundirse: rehabilitación, modernización y repotenciación de centrales hidroeléctricas. A continuación, se definirán dichos conceptos con la finalidad de delimitar su alcance y evitar así posibles confusiones.

3.1.1. Rehabilitación

La rehabilitación de una central hidroeléctrica consiste en realizar inversiones para retornarla a sus condiciones iniciales de funcionamiento. Se implementa cuando, debido al deterioro de los equipos, los costos de operación y mantenimiento o los tiempos de parada se han incrementado

sustancialmente, y se ha reducido la capacidad disponible y la energía generada.

La rehabilitación puede incrementar en algunos puntos porcentuales la eficiencia o potencia de generación de una central (al utilizar diseños computarizados, y equipos electromecánicos y sistemas de control más modernos a los inicialmente instalados). No obstante, el principal y mayor beneficio de la rehabilitación es extender la vida útil de las centrales por varias décadas adicionales, aprovechando las obras civiles existentes con equipos electromecánicos nuevos, o rehabilitados.

Es clave incluir en el estudio de rehabilitación el análisis estructural de las presas y obras civiles complementarias, a fin de confirmar su estado, las necesidades de inversiones, y disminuir el riesgo de desastres. De la misma manera, es necesario realizar un análisis de la sedimentación del embalse, que en algunos casos pudo reducir la vida útil de la central.

3.1.2. Modernización

La modernización, apunta al cambio de los equipos de control de la central, sin modificar el esquema físico de aprovechamiento, ni incrementar potencia adicional. Estas inversiones normalmente no son muy altas, ya que no implican un cambio de la turbina o generador, o modificaciones en obras civiles; pero permiten un mejor aprovechamiento hidroeléctrico, mejoran la seguridad, reducen los tiempos de parada y los costos de operaciones y mantenimiento.

Este tipo de inversiones incluyen normalmente el reemplazo de sistemas de control antiguos (mecánicos, o electromecánicos), por sistemas de control electrónicos y telecontrolados. Dado el creciente énfasis en el desarrollo de

energías renovables no convencionales, la modernización de centrales puede ser atractiva cuando se planea modificar la función de la central.

3.1.3. Repotenciación

La repotenciación implica un rediseño del aprovechamiento hidroeléctrico para incrementar la potencia de la central, ya sea por una actualización en las condiciones hidrológicas (por ejemplo, nuevos aportes de caudal, información actualizada de la hidrología, o cambios de las condiciones de la cuenca debidas al uso humano del agua, o el cambio climático), o por modificaciones regulatorias.

La repotenciación apunta a optimizar el uso de las obras civiles ya existentes, bajo nuevas condiciones, con la instalación de equipos de generación adicionales, o la sustitución de equipos viejos por unos de mayor potencia. La repotenciación puede implementarse en cualquier momento de la vida de una central (no necesariamente al final de la vida útil de los equipos), cuando las condiciones hidrológicas, financieras, de uso de agua, o de la energía así lo requieran.

Los proyectos de repotenciación en centrales hidroeléctricas, entonces, están enfocados en aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica, sin la necesidad de instalar o construir nuevas centrales. Para lograr el aumento en la capacidad de generación es preciso realizar un estudio a todos los componentes existentes de la central hidroeléctrica, con la finalidad de determinar cuáles de estos componentes deben ser sustituidos por equipos más eficientes, rediseñados o sometidos a algún plan de mantenimiento. Es el análisis en conjunto de estos componentes lo que al final del proyecto conducirá a conseguir el objetivo planteado.

Además, es importante mencionar que mediante la ejecución de un proyecto de repotenciación se logra, también, mejorar el funcionamiento de la central en general, haciéndola más eficiente, confiable, segura y moderna, debido a la sustitución de algunos elementos y a los planes de mantenimiento llevados a cabo. Esta situación representa un propósito secundario para la realización de proyectos repotenciación siendo una buena opción para aumentar la vida útil de las centrales hidroeléctricas.

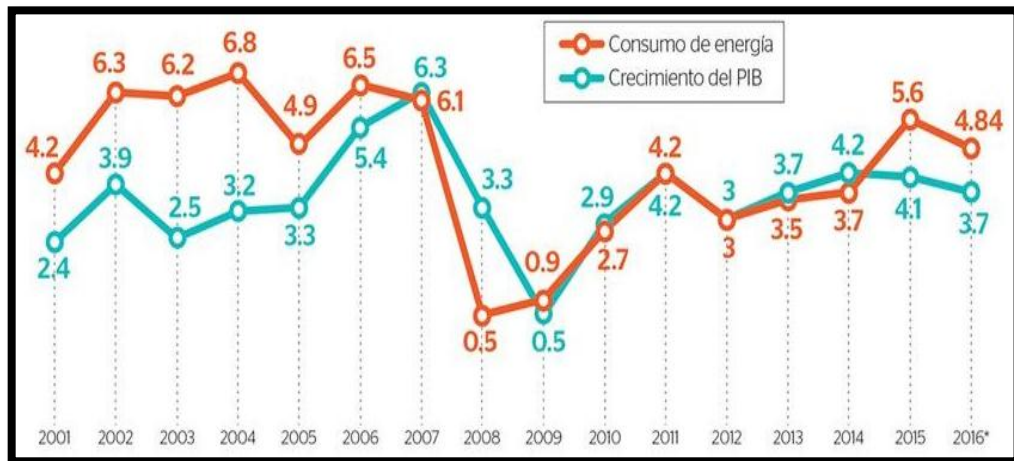
3.2. Planteamiento del problema

Dentro de los planes de Guatemala está alcanzar a largo plazo una generación eléctrica de al menos el 80 % a partir de recursos renovables, por lo tanto, el país enfrenta un gran reto al incrementar la generación con este tipo de recursos, ya sea construyendo nuevas centrales o mejorando las existentes. Dentro de este reto las centrales hidroeléctricas juegan un papel muy importante, ya que, aunque Guatemala es un país con tradición principalmente hidroeléctrica, al ser la de mayor volumen; en Guatemala solamente se está utilizando el 23 % del recurso hídrico disponible; se aprovechan 1 417 MW de los 6 000 MW estimados disponibles, lo cual refleja que en este campo aún queda bastante trabajo por realizar.

En Guatemala como en todo el mundo la demanda de potencia y energía aumenta año con año de la mano del crecimiento de la población residencial, de la industria y del comercio. Está comprobada la alta dependencia de la curva de crecimiento de la demanda de energía con la del producto interno bruto (PIB)². El aumento en la demanda se debe entre otras cosas al aumento en el uso de la tecnología, el crecimiento de la red de distribución llegando a áreas que no contaban con energía eléctrica y a la instalación de más industria en el país. En

la siguiente figura se muestra la variación anual de la demanda de energía y su relación con el PIB, en el período comprendido entre 2011 y 2016.

Figura 20. **Variación de la demanda de energía y su relación con el PIB**



Fuente: *Aumenta consumo de electricidad*. <http://www.prensalibre.com/economia/economia/aumenta-consumo-de-electricidad-en-el-2016>. Consulta: 09 de enero de 2018.

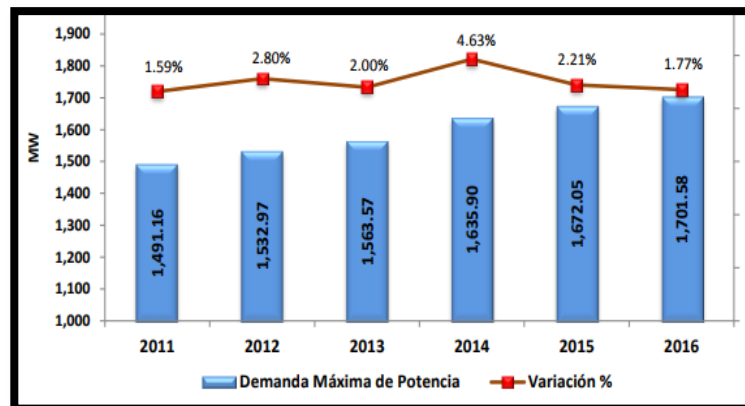
En la tabla VI se muestra el aumento anual de la demanda máxima de potencia del SNI para el período del 2011 al 2016; en la figura 21 se muestra la demanda máxima de potencia del SNI y su variación porcentual anual para el mismo período; y en la figura 22 se muestra el consumo de energía eléctrica y su respectiva variación anual. Puede notarse la importante tendencia de aumento en la demanda de potencia y energía con el paso del tiempo.

Tabla VI. **Demanda máxima de potencia del SNI en MW, 2011-2016**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Demanda en MW	1,491.16	1,532.97	1,563.57	1,635.90	1,672.05	1,701.58

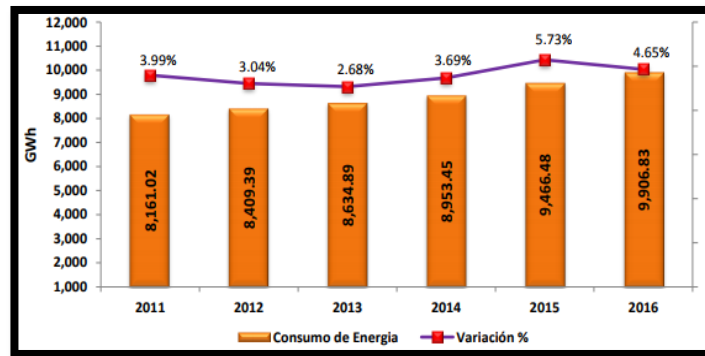
Fuente: *Oferta y consumo*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2017/11/Oferta-y-Consumo-de-EE-2011-2016.pdf>. Consulta: 10 de enero de 2018.

Figura 21. **Demanda máxima de potencia del SNI en MW y su variación porcentual anual, 2011-2016**



Fuente: *Oferta y consumo*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2017/11/Oferta-y-Consumo-de-EE-2011-2016.pdf>. Consulta 10 de enero de 2018.

Figura 22. **Consumo de energía eléctrica del SNI en GWh y su variación porcentual anual, 2011-2016**



Fuente: *Oferta y consumo*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2017/11/Oferta-y-Consumo-de-EE-2011-2016.pdf>. Consulta: 10 de enero de 2018.

Por otro lado, existen centrales hidroeléctricas que operan aisladas, es decir, no están conectadas al SNI, utilizadas para consumos propios en lugares que no tienen acceso a la red eléctrica pública, que abastecen, por ejemplo, fincas, o granjas privadas.

Estos usuarios autoprodutores cuentan con la limitante de la potencia instalada en sus centrales de generación de energía eléctrica a la hora de aumentar la capacidad de producción, o incorporar maquinaria adicional por cualquier fin como puede ser automatización de procesos, ya que en definitiva no pueden demandar más de lo que ellos mismos generan. Entonces, en este caso se verán en la necesidad de aumentar su generación pues inicialmente fueron diseñadas para abastecer una demanda menor.

Además de llevar a cabo acciones para aumentar la generación, también, es necesario en determinado momento la intervención por medio de proyectos

para prolongar la vida útil de las centrales, los que podrían consistir en el análisis de cada uno de los elementos que las componen, tanto los de obra civil, como mecánica y eléctrica. Determinando a través de este análisis las acciones que deberán tomarse para evitar que las centrales caigan en desuso. Lo cual resultaría en un problema muy grande para los usuarios auto productores ya que se verían en la necesidad de comprar energía en lugar de generarla ellos mismos.

Tal es el caso de la central hidroeléctrica de la finca cafetalera San Carlos ubicada en Colomba Costa Cuca, para la cual a mediados del siglo pasado se construyó una microcentral hidroeléctrica que en su momento fue capaz de abastecer la demanda total de la finca, que constaba de un beneficio de café, una casa patronal y la ranchería (casas de habitación para los empleados). La microcentral hidroeléctrica fue diseñada con una tubería de presión de diámetro interno de 50 cm, caída de 20 m, turbina tipo Pelton y una potencia instalada de 30 KW. Con la instalación de la central, la finca pudo aumentar la producción de café y acelerar el proceso de producción y reducir el número de empleados.

El aumento de la producción de café fue tal que, aproximadamente en el año 1980, la potencia instalada en la central generadora ya no fue capaz de cubrir la demanda energética total de la finca, pasando de tener cuatro motores en el beneficio a tener aproximadamente diez motores que no podían trabajar todos simultáneamente; se tuvo que detener el proceso de producción. Ante esta problemática, los propietarios tomaron la decisión de comprar toda la energía eléctrica necesaria para la producción del café, dejando en abandono la microcentral hidroeléctrica. Lo que significó un encarecimiento en los costos de producción y una considerable reducción de las utilidades de la finca.

Actualmente, las instalaciones de la microcentral hidroeléctrica están en abandono y el agua que en su momento se utilizó para generar energía eléctrica, es desviada y utilizada para riego. En la figura 23 se muestra parte del canal de la antigua central. En la figura 24 se muestra el pequeño tanque que servía para formar un embalse al final del canal de conducción. En la figura 25 se observa el exterior de la casa de máquinas y parte de las líneas de distribución que actualmente abastecen de energía la finca.

Figura 23. **Canal de conducción de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca San Carlos**



Fuente: elaboración propia.

Figura 24. **Embalse de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca San Carlos**



Fuente: elaboración propia.

Figura 25. **Casa de máquinas de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca San Carlos**



Fuente: elaboración propia.

3.3. Hipótesis

Si se desea aumentar la generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables como es el caso de Guatemala, y tomando en cuenta que el país es de tradición hidroeléctrica; entonces, la generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos parece ser un camino viable y muy conocido para alcanzar las metas trazadas. En este sentido se presentan inmediatamente dos caminos a seguir. Por un lado, está la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas; por otro lado, está el aumento de la capacidad de generación de las hidroeléctricas ya existentes por medio de proyectos de repotenciación.

Por su parte, los proyectos de repotenciación resultan ser para los empresarios o cualquier entidad propietarios de centrales hidroeléctricas una buena opción ante la necesidad principal de incrementar la capacidad de generación, puesto que frente a la opción de invertir en construir una nueva central, los proyectos de repotenciación poseen la ventaja de una inversión menor debido a que básicamente se utilizan las instalaciones existentes y solamente se sustituye o mejora determinados componentes de la central. Por este motivo, a nivel mundial, muchas de las centrales hidroeléctricas están siendo sometidas a proyectos de repotenciación, antes de ser declaradas inoperantes.

Además, frente a otras alternativas de generación renovable, las inversiones en proyectos de repotenciación de centrales hidroeléctricas tienen una tasa de retorno elevada normalmente superior, considerando como ya se ha mencionado que las obras civiles ya realizadas son una inversión hundida, tanto desde el punto de vista financiero como del punto de vista de los impactos ambientales y sociales.

Para los usuarios con centrales aisladas, los proyectos de repotenciación representan dos opciones muy importantes, dichas opciones resultan en grandes beneficios económicos los cuales merece la pena ser tomados en cuenta.

Por un lado, con el aumento en la capacidad, la central cuenta con generación extra la cual puede ser comercializada directamente con los distribuidores o a través de su participación en el MM como agente generador y comercializar su generación por medio de cualquiera de los contratos disponibles. Es decir, el propietario puede seguir generando energía para cubrir su demanda, la cual dependiendo del alcance del proyecto de repotenciación y de la capacidad del recurso hídrico podría incrementarse (aumentando la producción, incorporando más máquinas, aumentando el número de empleados, etc.); además, se cuenta con excedente para la venta, diversificando así su mercado.

Por otro lado, al prolongar la vida útil de la central se garantiza el cubrimiento de la demanda propia; de lo contrario, al concluir su vida útil y quedar en desuso, el propietario se verá en la necesidad de comprar energía en lugar de generarla con sus propios recursos.

Por ejemplo, retomando el caso de la finca San Carlos, en su momento los propietarios pudieron haber planteado y analizado la opción de repotenciar la microcentral hidroeléctrica en lugar de comprar la energía y lograr con eso aumentar las utilidades de la finca. Aun así, en este momento un proyecto de repotenciación o rehabilitación de la microcentral hidroeléctrica podría resultar atractivo ya sea para reducción de la factura de energía eléctrica o para comercializar la producción de energía, una opción a primera vista altamente

viable ya que el posible punto de conexión no está a más de 150 m del punto de generación como puede observarse en la figura 26.

Figura 26. **Casa de máquinas y posible punto de conexión de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca San Carlos**



Fuente: elaboración propia.

3.4. Ejemplos de proyectos de repotenciación

Por todo el mundo, muchas centrales hidroeléctricas están siendo sometidas a grandes proyectos de repotenciación. Planteándose como objetivo principal el aumento de la capacidad de generación, también, otros objetivos considerados para sustentar el proyecto de mejora: prolongación de la vida útil, mejora en la eficiencia energética, reducción del riesgo por falla catastrófica, reducción de paradas de operación forzadas, mayor capacidad para controlar la central por sistema de automatización, reducción de la degradación medioambiental, reducción en costos de operación y mantenimiento y cumplimiento de requisitos legales y de licencia para operar.

3.4.1. Repotenciación de la central hidroeléctrica Prado

La central hidroeléctrica Prado está ubicada en el departamento de Tolima, Colombia, su construcción se inició en el año 1961 y concluyó en 1973. Tiene una capacidad nominal de 50 MW y está compuesta por las unidades Prado 1, 2 y 3 de 15 MW cada una y la unidad Prado 4 de 5 MW. El embalse de Prado tiene una capacidad para almacenar 966,22 millones de metros cúbicos de agua y su extensión es de 42 kilómetros cuadrados. En 2007 la central pasa a manos de la empresa EPSA; inician estudios para su repotenciación, cuyo proyecto se inicia en el año 2012.

En la figura 27 se muestra el mapa con la ubicación de la central hidroeléctrica El Prado. La cual ha sido georreferenciada en Global Mapper y corroborada en Auto Cad; muestra su ubicación en coordenadas UTM y se determina que dicho proyecto se encuentra en la zona 18N. En la tabla VII se muestran las coordenadas UTM marcadas en la figura.

Tabla VII. **Coordenadas UTM Prado**

PUNTOS	ESTE (X)	NORTE (Y)
1	511964.0000	413796.9999
2	507888.0000	414696.9999
V-1	515546.6252	411333.2515
V-2	612072.6703	1192504.3839
V-3	505761.1509	416488.8397
V-4	505920.0771	411051.8617

Fuente: *Oferta y consumo*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2017/11/Oferta-y-Consumo-de-EE-2011-2016.pdf>. Consulta: 10 de enero de 2018.

Figura 27. Ubicación de la central hidroeléctrica El Prado



Fuente: Google maps. <https://www.google.com.gt/maps/@3.6530607,-75.0797251,62139m/data=!3m1!1e3>. Consulta: 13 de enero de 2017.

El proyecto de repotenciación se llevó a cabo en cinco fases: estudios de repotenciación, diseño y fabricación, desmontaje, montaje y puesta en servicio.

Durante la fase de los estudios de repotenciación, llevada a cabo en 2012, se detectó la reducción de la eficiencia en tres turbinas de alrededor del 3,5 % respecto a la curva de eficiencia de fabricación. También, se detectó mediante procesos de iteración que históricamente los valores más representativos de caudal oscilaban entre 28,84 y 33,57 m^3/s , datos de suma importancia para la fabricación de las turbinas, ya que en esta fase se determinó que el proyecto de repotenciación consistiría en el cambio de tres las turbinas menos eficientes por tres turbinas nuevas repotenciadas y la revisión total y el mantenimiento de los generadores.

Durante la fase de fabricación de las turbinas el fabricante realizó pruebas en las tres unidades: medición de vibraciones, desplazamientos en el eje, pulsaciones de presión y medición de ruido. El desmontaje de las turbinas se realizó en siete días por cada unidad y la puesta en servicio se realizó siguiendo la secuencia de la puesta en servicio de una máquina nueva. En la figura 28 se muestra parte del proceso de desmontaje de una de las turbinas y en la figura 29 parte del proceso del montaje de la turbina nueva y repotenciada de la misma unidad; puede notarse la diferencia en el deterioro de la turbina retirada.

Figura 28. **Desmontaje de la turbina, unidad 1**



Fuente: *Gestión de activos*. http://www.aciemmantenimientoygestiondeactivos.org/home/files/Ponencias_Salas/Dia_Dos/Salas/Sala_2/8_Francisco_Larrahondo.pdf. Consulta: 13 de enero de 2018.

Figura 29. **Montaje de la turbina, unidad 2**



Fuente: *Gestión de activos*. http://www.aciemmantenimientoygestiondeactivos.org/home/files/Ponencias_Salas/Dia_Dos/Salas/Sala_2/8_Francisco_Larrahondo.pdf. Consulta: 13 de enero de 2018.

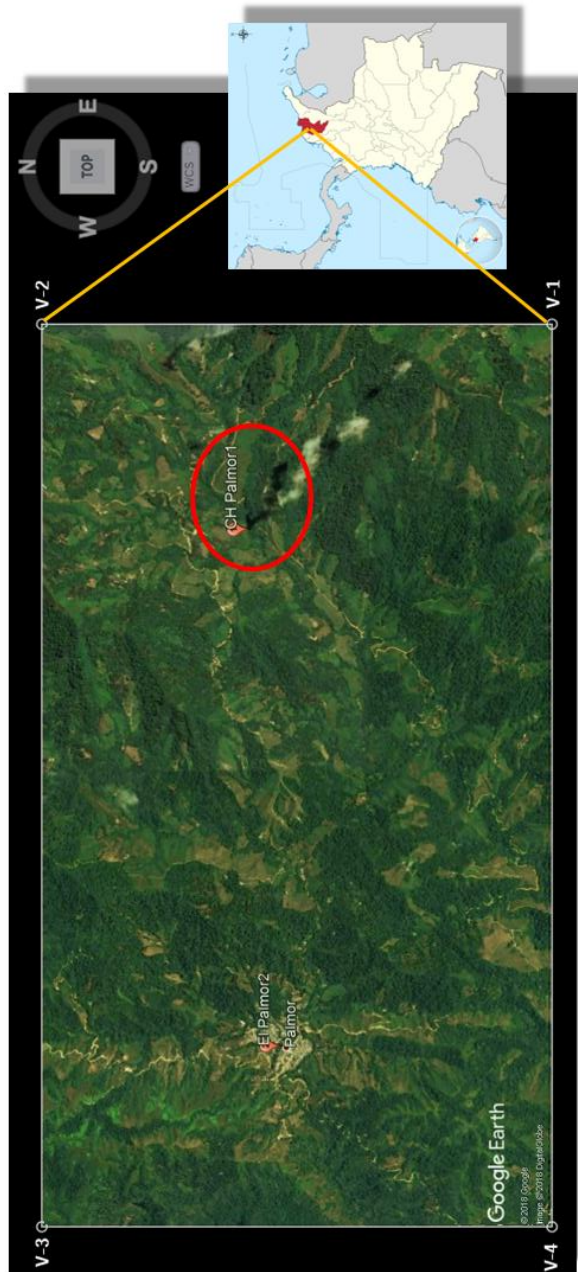
Al finalizar el proyecto se logró aumentar la potencia en 2 MW por cada unidad, con un incremento en la generación de energía de 8 GWh/año. Se incrementó la eficiencia entre el 6 % y 7 %, al mejorar la eficiencia de la turbina se logró la optimización del recurso hídrico ya que se consume menos agua para generar la misma energía reduciendo aproximadamente $12 \text{ m}^3/\text{s}$ el consumo de agua. Se incrementó la confiabilidad y la disponibilidad de las máquinas ya que la mayoría de las piezas son nuevas o están reparadas. La inversión total del proyecto fue de 4,6 millones de euros, obteniendo unos ingresos adicionales de 1, 280 millones de pesos colombianos.

3.4.2. Repotenciación de la microcentral hidroeléctrica El Palmor

La microcentral hidroeléctrica se encuentra ubicada en el corregimiento de Palmor, municipio de Ciénaga, departamento de Magdalena, Colombia. Para la generación de energía eléctrica se aprovecha el potencial del río Cherúa. Su construcción inicia en 1988 y entra en operación en el año 1990, con una capacidad instalada de 142 KW; funcionan en una red aislada, no conectada al sistema. Inicialmente, la central fue diseñada para abastecer al pueblo de Palmor con 105 viviendas y algunas fincas aledañas. El proyecto fue financiado entre la comunidad, el comité de cafetaleros, el gobierno colombiano y mayoritariamente el gobierno alemán.

En la figura 30 se muestra la ubicación de la central hidroeléctrica El Palmor, la cual ha sido georreferenciada en Global Mapper y corroborada en Auto Cad; muestra su ubicación en coordenadas UTM y se determinan que dicho proyecto se encuentra en la zona 18P. En la tabla VIII se muestran las coordenadas UTM de la central hidroeléctrica El Palmor.

Figura 30. Ubicación de la microcentral de la hidroeléctrica El Palmor



Fuente: *Energía renovable*. <http://www.andi.com.co/ForoEnergiasRenovables2017/Documents/2-GloriaMatildeParga.pdf>. Consulta: 15 de enero de 2018.

Tabla VIII. **Coordenadas UTM Palmor**

PUNTOS	ESTE (X)	NORTE (Y)
1	610559.0000	1190949.9999
2	606694.0000	1190715.9999
V-1	612071.1984	1188712.6977
V-2	612072.6703	1192504.3839
V-3	605359.2258	1192506.9900
V-4	605357.7539	1188715.3037

Fuente: *Oferta y consumo*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2017/11/Oferta-y-Consumo-de-EE-2011-2016.pdf>. Consulta: 10 de enero de 2018.

Sin embargo, debido al crecimiento de Palmor, para el año 2013 la pequeña central pasó de abastecer las 105 viviendas a unas 420 viviendas. Los racionamientos no se hicieron esperar, en hora pico era necesario suspender el servicio de dos a tres horas en determinadas zonas. Otra de las restricciones fue la prohibición del uso de estufas eléctricas y la obligación de cambiar las bombillas tradicionales a ahorradoras. Además, para ese momento Palmor ya contaba con alrededor de 67 viviendas más que no estaban siendo abastecidas.

La repotenciación de la central se desarrolló por medio de un convenio de cooperación interinstitucional entre el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas (IPSE) y la Agencia de Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID, por sus siglas en inglés), a través del programa Energía Limpia para Colombia. El proyecto tuvo un valor de \$ 1.687 millones. Los aportes realizados por el IPSE obedecieron a \$ 776 mil y los de USAID, \$ 911 mil.

El proyecto de repotenciación se realizó en el año 2016, con lo cual se logró alimentar 487 usuarios. Consistió en la instalación de otra unidad de generación con una capacidad de 150 KW, para hacer un total de 292 KW de potencia instalada. Además, se realizaron trabajos de mantenimiento al transformador antiguo y la reconstrucción de 3,4 KM de red de media tensión. En la figura 31 se observa el grupo generador turbina de la nueva unidad instalada, en la microcentral hidroeléctrica El Palmor. La tubería a presión utilizada para la nueva unidad es de fibra de vidrio; en la figura 32 se muestran las tuberías de las dos unidades.

Figura 31. **Unidad de 150 KV microcentral El Palmor**



Fuente: *Energía renovable*. <http://www.andi.com.co/ForoEnergiasRenovables2017/Documents/2-GloriaMatildeParga.pdf>. Consulta: 15 de enero de 2018.

Figura 32. **Tubería a presión de ambas unidades de generación**



Fuente: *Energía renovable*. <http://www.andi.com.co/ForoEnergiasRenovables2017/Documents/2-GloriaMatildeParga.pdf>. Consulta: 15 de enero de 2018.

3.4.3. Repotenciación de las centrales hidroeléctricas de CEL

La Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (Grupo CEL) es una empresa estatal de El Salvador dedicada a la generación y venta de energía eléctrica de centrales hidroeléctricas. Las centrales hidroeléctricas que posee el grupo CEL son: Guajoyo, Cerrón Grande, 5 de noviembre y 15 de septiembre. Centrales sobre las cuales realizó una serie de determinados proyectos de repotenciación.

3.4.3.1. Central hidroeléctrica Guajoyo

Está ubicada en el cantón Belén Guijat, municipio de Metapán, departamento de Santa Ana. Inaugurada en diciembre de 1963, fue diseñada con las siguientes características: una sola unidad de generación de 15 MW, un

embalse con una capacidad de 645 millones de m³ con un área de 55 KM², turbina tipo Kaplan de eje vertical.

Luego del proyecto de repotenciación esta central hidroeléctrica alcanzó una capacidad instalada de 19,8 MW, es decir un aumento de 4,8 MW, un 24,24 % de la capacidad inicial de la central.

3.4.3.2. Central hidroeléctrica Cerrón Grande

Está ubicada sobre el río Lempa, entre el cantón Monte Redondo, municipio de Potonico, departamento de Chalatenango, y el cantón San Sebastián, municipio de Jutiapa, departamento de Cabañas. Inaugurada en febrero de 1976, fue diseñada con las siguientes características: dos unidades de generación, de 67,5 MW cada una, para un total de 135 MW de capacidad instalada, un embalse con una capacidad de 2 ,180 millones de m³ con un área de 135 KM², turbinas tipo Francis, ambas de eje vertical.

Luego del proyecto de repotenciación esta central hidroeléctrica alcanzó una capacidad instalada de 172,8 MW, es decir, un aumento de 37,8 MW, un 28 % de la capacidad inicial de la central.

3.4.3.3. Central hidroeléctrica 5 de noviembre

Está ubicada sobre el río Lempa, entre el cantón San Nicolás, municipio de Sensuntepeque, departamento de Cabañas y el cantón Potrerillos, municipio de Nombre de Jesús, departamento de Chalatenango. Inaugurada el 21 de julio de 1954, fue diseñada con las siguientes características: cinco unidades de generación, cuatro de 15 MW cada una y una de 21,4 MW, para un total de 81,4 MW de capacidad instalada, un embalse con una capacidad de 320 millones de

m³ con un área de 16 KM², turbinas tipo Francis, la unidad 4 de eje horizontal y el resto de unidades de eje vertical.

Luego del proyecto de repotenciación esta central hidroeléctrica alcanzó una capacidad instalada de 99,4 MW, es decir, un aumento de 18 MW, un 22,11 % de la capacidad inicial de la central.

Adicional para esta central hidroeléctrica se tiene programado otro plan de repotenciación en donde se utilizará la infraestructura del dique existente y el agua embalsada para la instalación de dos unidades adicionales de generación de 40 MW cada una, turbinas tipo Francis de eje vertical, utilizando una caída nominal neta de 53 m y dos tuberías forzadas de 4,6 m de diámetro. Con lo que se aumenta la capacidad de generación en 80 MW. Para conectar las nuevas unidades a la subestación existente se instalará equipo de subestación y un tramo de línea de 115 KV en doble circuito.

3.4.3.4. Central hidroeléctrica 15 de septiembre

Está ubicada sobre el río Lempa, entre el cantón San Lorenzo, municipio de San Idelfonso, departamento de San Vicente y el cantón Condadillo, municipio de Estanzuelas, departamento de Usulután. Inaugurada en septiembre de 1983, fue diseñada con las siguientes características: dos unidades de generación de 78,3 MW cada una, para un total de 156,6 MW de capacidad instalada, un embalse con una capacidad de 380 millones de m³ con un área de 35,5 KM², turbinas tipo Kaplan, ambas de eje vertical.

Luego del proyecto de repotenciación esta central hidroeléctrica alcanzó una capacidad instalada de 180 MW; es decir, un aumento de 23,4 MW, un 14,94 % de la capacidad inicial de la central.

El programa de repotenciones concluyó en el año 2007. Con el programa, se logró el aumento de 21 % de la capacidad instalada, lo que resulta en 84 MW adicionales. En total se invirtió más de \$ 64 millones y el principal beneficio es que se logró incrementar la capacidad de generación de energía utilizando los mismos recursos naturales así como sus instalaciones existentes (CEL, ca. 2008). En la tabla IX se observa el resumen de aumento en capacidad de cada una de las centrales, también, el total de potencia adicional conseguida.

Tabla IX. **Aumento de capacidad en MW por central**

Central	Capacidad inicial (MW)	Capacidad final (MW)	Capacidad ganada (MW)
Guajoyo	15	19,8	4,8
Cerrón Grande	135	172,8	37,8
5 de Noviembre	81,4	99,4	18
15 de Septiembre	156,6	180	23,4
Total	388	472	84

Fuente: elaboración propia.

3.4.4. Repotenciación de la central hidroeléctrica Acaray

La central hidroeléctrica Acaray fue construida por la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) y financiada por el pueblo paraguayo con la cooperación del Banco Industrial de Desarrollo (BID). La central está ubicada en la carretera Itaipú en Ciudad del Este, Paraguay.

La central desvía aguas del río Acaray al río Paraná. La central hidroeléctrica Acaray constituye el aprovechamiento total del río Acaray, mediante la instalación de cuatro grupos de generación, en dos casas de máquinas: Acaray I: con dos grupos generadores de 56 MVA de potencia cada uno, y Acaray II: con dos grupos generadores de 60,7 MVA de potencia cada uno; totaliza una potencia instalada de 233,4 MVA. En la figura 33 se observa el sistema de ríos que alimentan la central hidroeléctrica Acaray.

Figura 33. **Sistema de río de central hidroeléctrica Acaray**



Fuente: *Documentos Uruguay*. <http://www.ande.gov.py/documentos/CH-ACARAY-WEB.pdf>.

Consulta: 18 de enero de 2018.

Actualmente, se encuentra en proceso de ejecución el proyecto de repotenciación de la central hidroeléctrica Acaray, con estos trabajos se incrementará en un 25 % la potencia nominal de los generadores tres y cuatro de 60 MVA cada uno. Además, con estos trabajos se pretende prolongar la vida útil de la central 30 años más.

Además, se tiene proyectada la instalación de dos grupos de generación de 111 MVA cada uno en la desembocadura del río Iguazú, 30 km al oeste de la

central Acaray, en donde ya se cuenta con una presa de almacenamiento con dos compuertas de regulación, con lo cual se aumentará su potencia a 455,4 MVA.

3.4.5. Repotenciación y modernización de la central hidroeléctrica río Macho

La central hidroeléctrica Río Macho está situada en el valle de Orosi-Cartago, se construyó entre 1959 y 1963 con capacidad inicial de 30 MW, con dos unidades de 15 MW cada una. Las aguas utilizadas son del río Macho, el río Blanco y el río Pejibaye. La central hidroeléctrica consta de cinco unidades de generación, las unidades uno y dos son abastecidas por medio de la toma río Macho formando el embalse El Llano, las unidades tres y cuatro son abastecidas por medio de las tomas Tapantí, Villegas, Humo, Porras, siguiendo el mismo cauce de las unidades uno y dos, y la unidad cinco es abastecida por medio de la toma Pejibaye.

En la figura 34 se muestra la ubicación de río Macho. La cual ha sido georreferenciada en Global Mapper y corroborada en Auto Cad, dan su ubicación en coordenadas UTM y se determinan que el proyecto se encuentra en la zona 17P. En la tabla X se muestran las coordenadas UTM de los puntos marcados en la imagen.

Tabla X. **Coordenadas UTM río Macho**

PUNTOS	ESTE (X)	NORTE (Y)
1	188248.0000	1081949.9999
2	188085.0000	1082370.9999
V-1	189213.0762	1081552.8451
V-2	189217.4329	1082530.7481
V-3	187485.9876	1082538.4619
V-4	187481.6309	1081560.5589

Fuente: *Oferta y consumo*. <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2017/11/Oferta-y-Consumo-de-EE-2011-2016.pdf>. Consulta: 10 de enero de 2018.

Figura 34. Ubicación de la central hidroeléctrica río Macho



Fuente: *Google Maps*. <https://www.google.com.gt/maps/@9.780047,-83.8477147,3567m/data=!3m1!1e3>. Consulta: 17 de enero de 2018.

El proyecto de repotenciación y modernización se inició en el año 2000 cuando se identificaron los problemas de obsolescencia de las unidades uno y dos. Los trabajos incluyen: repotenciación de la capacidad de generación de las unidades, mediante el cambio de las cinco turbinas tipo Pelton, actualización los sistemas de control, instrumentación y enfriamiento en todas las unidades, trabajos de modernización de las tomas de agua mediante el cambio de compuertas, colocación de equipos oleodinámicos, reparaciones civiles correspondientes y trabajos de repotenciación en el embalse El Llano.

El embalse El Llano se modernizó entre 2008 y 2009, donde se amplió su capacidad a 400 000 m³, se realizó un dragado y extracción de sedimento con maquinaria, se instalaron geosintéticos en taludes y piso, se colocó concreto tipo RCC, se construyó una rampa de acceso, muros de contención y se amplió la calzada de camino perimetral.

Las unidades uno y dos se reemplazaron entre 2009 y 2013, se sustituyeron las turbinas, el regulador de velocidad, el generador y el sistema de excitación, además de los equipos auxiliares, sistemas de protección y el control SCADA, las válvulas de admisión, el sistema de desfogue, el centro de control de motores, la planta de emergencia y los bancos de baterías. En cuanto a las tomas, entre 2012 y 2013 se realizaron los trabajos de modernización de la toma de río Macho y se iniciaron los trabajos en las tomas Tapantí y Humo.

En julio de 2013 el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), inauguró la primera etapa de modernización de la planta hidroeléctrica río Macho. A la finalización de la primera etapa se incrementó la eficiencia y capacidad de generación. Con el cambio de las unidades uno y dos, se incrementó la capacidad instalada en 6 MW por cada unidad para un total de 12 MW.

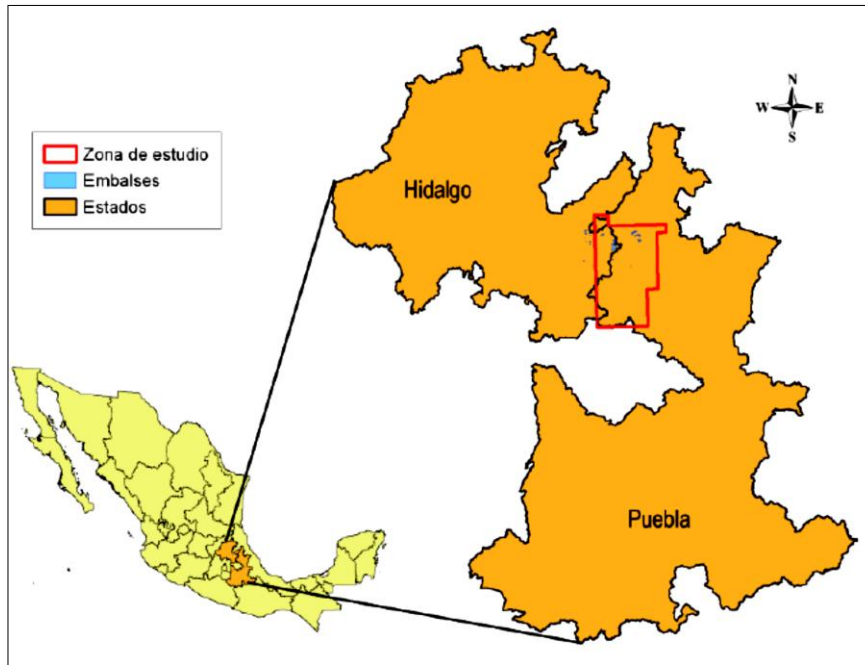
En la primera etapa también se realizaron trabajos en la subestación que contemplaron una sala de control, seis nuevos módulos de línea de 138 KV y 230 KV e instalación de un transformador de potencia para las unidades de generación uno y dos.

Al concluir con la totalidad de los trabajos, río Macho incrementará su capacidad en 20 MW, para alcanzar los 140 MW, lo cual permitirá una generación anual de 570 giga watts-hora.

3.4.6. Estudio de repotenciación del sistema hidroeléctrico de Necaxa

El sistema hidroeléctrico de Necaxa cuenta con cuatro plantas de generación; Necaxa con diez turbinas Pelton y una capacidad instalada de 113.5 MW, Tepexic con tres turbinas Francis y una capacidad instalada de 45 MW, Patla con dos turbinas Francis y una capacidad instalada de 45,6 MW y Tezcapa con dos turbinas Francis y una capacidad instalada de 5,3 MW, para un total de 17 unidades generadoras, y 209,4 MW de potencia instalada. En la figura 35 se marca el área de estudio del proyecto de repotenciación.

Figura 35. **Ubicación de la zona de estudio**



Fuente: ALCARAZ, Misael. *Repotenciación de centrales hidroeléctricas, una alternativa para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica. Estudio de caso.* p. 103.

El estudio consistió en proponer para dicho proyecto de repotenciación cuatro posibles alternativas con distintas trayectorias, las cuales fueron analizadas a nivel de ingeniería civil, mecánica y eléctrica. Realizando los trabajos para el análisis de estas cuatro alternativas enmarcando las siguientes áreas principales: hidrología, climatología, geología, aerofotogrametría, impacto ambiental, área mecánica y eléctrica.

Al final del estudio se determinó cuál de las cuatro alternativas es la que resulta ser más beneficiosa. La que resultó ser más beneficiosa incluye una sola planta de generación con una sola casa de máquinas en Patla con dos unidades de generación de 256,42 MW cada una, se cancelan así las otras tres

plantas de Necaxa, Tepexic y Tezcapa, lo que significa un gran ahorro en los costos de operación y mantenimiento. Con el proyecto se aumentaría la capacidad instalada a 512,84 MW, un aumento de 303,44 MW; es decir un 145 % con respecto a su capacidad inicial.

En la tabla XI se muestra un resumen de cómo funcionaba la central antes del proyecto y cuánto generaba y el sistema propuesto.

Tabla XI. **Cuadro comparativo entre el estado actual del sistema y el estado propuesto**

SISTEMA ACTUAL		
CENTRAL	No. UNIDADES	CAPACIDAD
Necaxa	10	113.5 MW
Tepexic	3	45 MW
Patla	2	45.6 MW
Tezcapa	2	5.3 MW
TOTAL	17	209.4 MW
SISTEMA PROPUESTO		
CENTRAL	No. UNIDADES	CAPACIDAD
Patla	2	512.84 MW
TOTAL	2	512.84 MW

Fuente: ALCARAZ, Misael. *Repotenciación de centrales hidroeléctricas, una alternativa para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica. Estudio de caso.* p. 294.

3.4.7. Otros ejemplos de repotenciación

La central hidroeléctrica Salto Grande, ubicada en el curso medio del río Uruguay, en el kilómetro 342,6 del río aguas arriba de las ciudades de Concordia en Argentina y Salto en Uruguay. Actualmente, se está llevando a cabo un estudio sobre la repotenciación de las turbinas de la represa de Salto Grande. Se prevé que ambos países se vean beneficiados con un 10 % más de producción de energía en Salto Grande. Se trata de una inversión a largo plazo y que demandará unos 700 millones de dólares aproximadamente, monto que va a ser recuperado en muy poco tiempo debido a la alta generación de energía que posee la represa.

En Guatemala, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) prevé repotenciar 4 plantas hidroeléctricas construidas entre los años 1929 y 1960. Entre los cuatro sumarán 40 MW de potencia. El INDE asegura que es necesaria la repotenciación de plantas generadoras, y que ya se diseñaron términos de referencia y un estudio de factibilidad para Los Esclavos, El Salto, El Porvenir y Santa María. Se analizó que para la realización de los proyectos se necesitará US\$ 50 millones. Los proyectos serían rentables para el INDE, y permiten actualizar plantas y equipos, garantizando una vida útil mayor.

A continuación, se muestra la tabla XII que resume varios ejemplos de distintos proyectos de repotenciación. Muestra la capacidad inicial, la capacidad final, la capacidad ganada y el porcentaje de aumento con respecto a la capacidad inicial de cada central hidroeléctrica.

Tabla XII. **Aumento de capacidad en (MW) en distintos proyectos de repotenciación**

Nombre proyecto	No. Unidades	Tipo de turbinas	Capacidad Inicial (MW)	Capacidad final (MW)	Capacidad ganada	Aumento capacidad en %
Robert Moses Niagara	13	Francis	2,275	2,600	325	14,28
Rocky Reach	7	Kaplan	1,280	1,316	36	2,81
Wanapum	10	Kaplan	900	1,125	225	25,00
Muddy Run	8	Pump Turbine	800	864	64	8,00
Hydro Modernization	23	Varias	700	850	150	21,42
Shasta	3	Francis	328	426	98	29,87
Búrfell	6	Francis	230	300	70	30,43
Holm	2	Pelton	150	169	19	12,66
Yale	2	Francis	100	140	40	40
New Moccasin	2	Pelton	112	115	3	2,678
Kirkwood	2	Pelton	84	86	2	2,38
John Hollis Bankhead	1	Propeller	46	52	6	13,04
Stechovice	2	Pump Turbine	42	53	11	26,19
Forbestown	1	Francis	36,3	40,7	4	12,12
Tafjord K2	2	Pelton	28	34	6	21,42
Buchanan	2	Kaplan	25	34	9	36,00
Chippewa Falls	2	Kaplan	21,6	24	2	11,11
Austin	2	Kaplan	15	17,3	2	15,33
Inks	1	Francis	11,5	14,9	3	29,56
Bennett Bridge	1	Francis	7,5	9,9	2	32,00
Twin Branch	6	Francis	4,8	7,3	3	52,08
Nine Mile	2	Francis	6,8	20	13	194,1
Great Falls	2	Francis	6	8	2	33,33
Tuxedo	2	Francis	5	8	3	60,00

Fuente: elaboración propia.

4. ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO DE REPOTENCIACIÓN DE LA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA DE LA FINCA SANTA GERTRUDIS

Santa Gertrudis es una finca principalmente cafetalera ubicada en municipio de Colomba Costa Cuca del departamento de Quetzaltenango. Dentro de cuyas instalaciones se encuentra una microcentral hidroeléctrica que sirve en la actualidad para satisfacer la totalidad de la demanda de la finca; incluyen el beneficio de café, la casa patronal y algunas casas de la ranchería (casas habitadas por los empleados).

Para la generación de electricidad la finca utiliza las aguas del río Las Canoas, perteneciente a la cuenca del río Naranjo. El diseño de la microcentral hidroeléctrica fue realizado por el entonces propietario de la finca Santa Gertrudis, el ingeniero electricista Guillermo Chocano. Dicha construcción inicia alrededor de 1953; se realizan primero las obras civiles como: toma de agua, conducción, desarenadores, pasos de agua de lluvia, cámara de presión, tubería de presión y la casa de máquinas. La construcción de las obras fue realizada por los mismos empleados de la finca bajo la supervisión del ingeniero Chocano.

El equipo electromecánico como turbina, generador, gobernador de velocidad y elementos de medición, también, los primeros motores del ingenio llegan a la finca aproximadamente en 1955, proveniente de Australia. Con lo cual se termina la construcción de la microcentral en ese mismo año, la cual fue diseñada inicialmente para abastecer 5 motores del beneficio, la casa patronal y la ranchería que constaba de aproximadamente 30 casas.

4.1. Situación actual de la microcentral hidroeléctrica

Con el paso del tiempo las instalaciones de la central han cambiado con respecto a las iniciales, principalmente debido a que muchos de los componentes se han dañado, de los cuales solo algunos han sido sustituidos o reparados y otros simplemente se han retirado sin reemplazarlos. Otros componentes fueron robados como es el caso de las líneas de transmisión las cuales tuvieron que cambiarse. Por tal motivo, es conveniente realizar un análisis del estado actual de los principales componentes.

4.1.1. Bocatoma

La bocatoma es del tipo lateral y está ubicada a una altitud de 735 msnm. Cuenta con un azud construido perpendicular al río para reconducir el agua hacia el canal. El azud está construido de roca y cal. Cuenta con una longitud total de 11,66 m y un espesor en todo el recorrido de 1 m. En el extremo izquierdo, fuera del río se tienen dimensiones de 1 m de longitud por 2,10 m de alto. Dentro del río el azud cuenta con 7,56 m de longitud y una altura de 1,10 m. Y en el extremo derecho fuera del río se tiene en la parte propiamente de entrada del agua al canal una altura de 2 m y una longitud de 2,10 m más una parte contigua de 1 m de longitud y una altura de 1,10 m.

La bocatoma también cuenta con dos compuertas. Una compuerta ubicada justamente en la transición al canal de derivación que sirve como regulación o para interrumpir el flujo total del agua para fines de mantenimiento. Y otra compuerta ubicada en la parte inferior derecha de la sección de la obra que queda en el cauce del río, denominada compuerta de purga y que sirve como aliviadero en época de crecida y para eliminar material sólido grueso. En la figura 36 se observa la bocatoma completa.

Figura 36. **Bocatoma completa**



Fuente: elaboración propia.

Actualmente, en toda la obra de bocatoma se observan algunos problemas atribuibles principalmente a que con el paso del tiempo no se han llevado a cabo planes de mantenimiento en la misma; los problemas que se observan a simple vista se enlistan a continuación.

En un inicio la obra de transición de entrada al canal contaba con rejas para impedir el ingreso de sólidos al canal de derivación. En algún momento las rejas fueron retiradas para reemplazarlas, pero por alguna razón ya no se llevó a cabo. En su lugar, actualmente, se cuenta con trozos de bambú que cumplen las funciones de los barrotes como se muestra en la figura 37. El no contar con las rejas adecuadas provoca que en ocasiones ingresen a la toma y posteriormente a la obra de conducción rocas o sólidos de determinado tamaño. Además, ocasiona el inconveniente de estar reemplazando los trozos de bambú cada cierto tiempo.

Figura 37. **Parte de la obra de toma**



Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, la compuerta de purga no cierra en su totalidad ya que está dañada, por lo tanto, deja escapar cierto porcentaje del agua, superior al caudal ecológico en las épocas más secas. Además, se observa también que el pequeño embalse formado aguas arriba del azud contiene demasiada arena y basura como hojas secas, lo que disminuye la capacidad de captación de agua, como se observa en la figura 38.

Figura 38. **Embalse con sedimentos y basura**



Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Obra de conducción

La obra de conducción tiene una longitud aproximada de 975 m, inicia a una altura de 735 msnm y culmina a una altura de 711 msnm. A lo largo de la trayectoria, la obra de conducción está formada por canales y túneles. Dentro del canal algunas partes son de forma rectangular y revestido con cemento y algunas partes sin una forma definida ni revestimiento alguno. A lo largo del recorrido del canal se observa acumulación de arena. En la figura 39 se muestra parte del canal revestido, puede observarse una forma rectangular y en la figura 40 se muestra parte del canal sin forma definida y sin revestimiento.

Figura 39. **Parte del canal con revestimiento de cemento**



Fuente: elaboración propia.

Figura 40. **Parte del canal sin revestimiento**



Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Tubería de presión

La tubería de presión es de hierro fundido, con una longitud total de 138 m hasta llegar a la casa de máquinas y consta de dos diámetros, el diámetro en la parte superior es de aproximadamente 40 cm y en la parte inferior de 31 cm; en la figura 41 y 42 se observa parte de la tubería de presión, en donde puede notarse la diferencia en los diámetros en la parte superior y la parte inferior. La parte superior está instalada a una altura de 711 msnm y la parte inferior a 654 msnm para hacer una caída útil de 57 m.

Figura 41. Parte superior de la tubería de presión



Fuente: elaboración propia.

Figura 42. **Parte inferior de la tubería de presión**



Fuente: elaboración propia.

A lo largo de la trayectoria de la tubería se observan algunos puntos en donde ha sido dañada, por efectos de la presión o por caída de objetos pesados como ramas caídas de los árboles cercanos en épocas de lluvia y a causa de los fuertes vientos del área o rocas que son desprendidas de las partes altas también en las épocas de lluvia. En dichos puntos la tubería ha tenido que ser reparada colocando una especie de parches soldados, los cuales son instalados con abrazaderas, principalmente en la parte inferior. En la figura 43 se muestra parte de las reparaciones a las que ha sido sometida la tubería de presión.

Figura 43. **Parte reparada de la tubería de presión**



Fuente: elaboración propia.

4.1.4. Casa de máquinas

La casa de máquinas se encuentra ubicada a una altura de 654 msnm, en el margen izquierdo del río Las Canoas, en un punto límite de la finca Santa Gertrudis y a una determinada altura sobre el río para evitar inundaciones, además, el sitio en donde está construida cuenta con área adicional para construcción y con camino de vehículos hasta el punto de su ubicación. En la figura 44 se observa el exterior de la casa de máquinas y en la figura 45 se muestra su interior en donde puede observarse el equipo disponible.

Figura 44. **Exterior de la casa de máquinas**



Fuente: elaboración propia.

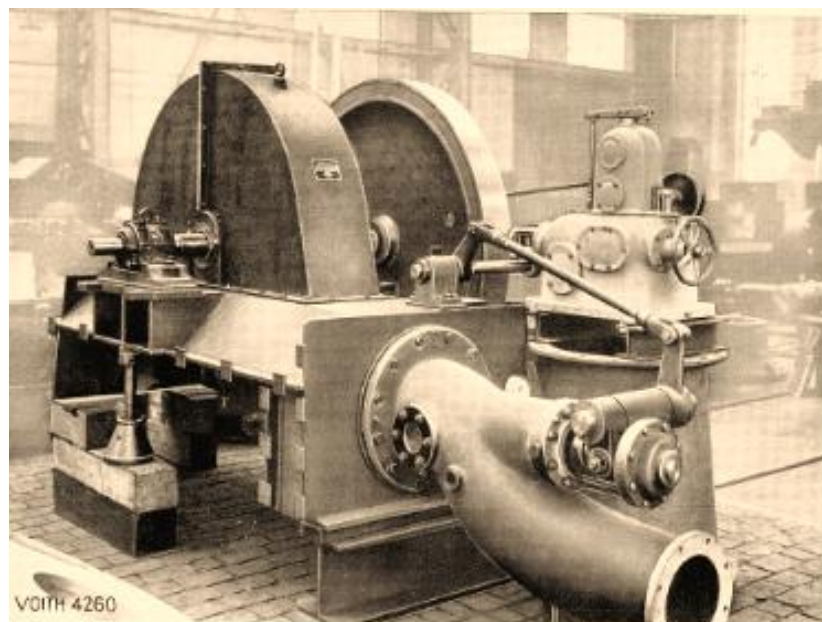
Figura 45. **Interior de la casa de máquinas**



Fuente: elaboración propia.

La información en cuanto al gobernador de velocidad y la turbina es limitada; se sabe que el regulador es marca Voith, serie 3611a. La turbina instalada también es marca Voith, tipo pelton, de eje horizontal y el acoplamiento al generador no es directo, sino mediante poleas y fajas. En la figura 46 se observa el grupo regulador de velocidad y turbina, imagen obtenida de uno de los manuales originales de mantenimiento de la central encontrados en la finca Santa Gertrudis.

Figura 46. **Gobernador de velocidad y turbina**



Fuente: elaboración propia.

Los tableros de medición y control cuentan con medidores análogos de frecuencia, corriente por cada fase y voltajes; aunque en la actualidad algunos medidores fueron retirados y de los existentes solo funciona uno de los voltímetros de línea. Además, el tablero también cuenta con un interruptor principal. En la figura 47 se muestran los tableros de medición y control.

Figura 47. **Tableros de medición y control**



Fuente: elaboración propia.

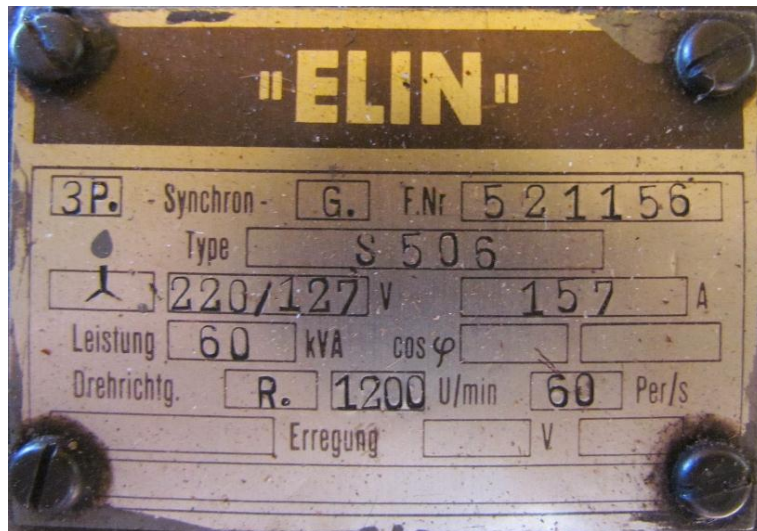
También, dentro de la casa de máquinas se encuentra un generador auxiliar desconectado, el cual está destinado a ser utilizado en caso de emergencia. El generador auxiliar es síncrono, trifásico, conexión estrella, voltaje de 220/127 V, frecuencia de 60 Hz, y una potencia nominal de 35 KVA.

4.1.4.1. Generador

La microcentral hidroeléctrica cuenta con un generador síncrono, trifásico marca Elin, con una conexión en estrella, un voltaje de salida de 220/127 V, una corriente máxima de 157 A, potencia nominal de 60 KVA y una frecuencia de 60 Hz; en la figura 48 se muestra la placa de datos del generador y en la figura 49

se muestra el generador y puede observarse el acople a la turbina por medio de poleas y fajas.

Figura 48. **Placa de datos generador síncrono 60 KVA**



Fuente: elaboración propia.

Figura 49. **Generador síncrono de 60 KVA y su acople a la turbina**



Fuente: elaboración propia.

Desde su puesta en operación el generador ha sufrido un solo daño mayor: la ruptura de un cojinete y el consecuente daño del eje; por tal motivo, el generador fue retirado y sometido a reparación. Fuera de este caso, el generador ha salido de operación únicamente cuando se somete a mantenimiento.

También, es importante mencionar que el generador no cuenta con ningún dispositivo de protección ante fallas eléctricas, por lo que se encuentra expuesto a absorber las fallas que pudieran suceder en la línea, como descargas electroatmosféricas o cortocircuitos.

4.1.5. Transformadores

Los transformadores originales con los que fue diseñada la central son trifásicos de una sola cuba, marca Elin; contaba con dos transformadores trifásicos, un elevador en el exterior de la casa de máquinas y otro reductor cerca de los puntos de consumo entre el beneficio y la casa patronal.

Lamentablemente debido a que los transformadores no contaban con ningún dispositivo de protección, tanto al inicio como al final de la línea; ambos transformadores sufrieron daños irreversibles por lo que fueron retirados.

Inicialmente, cuando los transformadores estaban en funcionamiento, el voltaje era elevado de 220 V a 1, 100 V en el punto de generación, según la placa de datos encontrada del transformador elevador, mostrada en la figura 50. Posteriormente, el nivel de voltaje era reducido en el centro de consumo, pero el valor al cual era reducido no se sabe con certeza ya que no se cuenta ni con la placa de datos ni con el transformador reductor; lo que sí se sabe es que las cargas trifásicas (motores) con los que se cuenta actualmente son de 208 V por

lo que se cree que el transformador reductor llevaba el nivel de voltaje a 208 V de fase a fase y 120 v de fase a neutro.

Figura 50. **Placa de datos transformador dañado de 60 KVA**



Fuente: elaboración propia.

Actualmente, la microcentral hidroeléctrica opera sin transformadores, es decir, la energía es transportada a los puntos de consumo en el mismo nivel de voltaje en que fue generada, lo que representa un problema de bajo voltaje en el punto de consumo dificultando así la operación en conjunto de toda la maquinaria del beneficio. En la tabla XIII se muestran los voltajes de línea y fase medidos en punto de generación y punto de consumo en un día de trabajo típico de la finca.

Tabla XIII. **Resumen de medición de voltaje**

Voltaje	En punto de generación	En punto de consumo
F₁-F₂	219,94 V	215,34 V
F₁-F₃	218,83 V	213,20 V
F₂- F₃	220,00 V	215,42 V
F₁-N	126,16 V	120,30 V
F₂-N	129,86 V	125,40 V
F₃-N	129,43 V	125,56 V

Fuente: elaboración propia.

4.1.6. Línea de transmisión

Los conductores iniciales con los que fue diseñada la central eran de cobre, lamentablemente, dichos conductores fueron robados. Actualmente, cuenta con conductor ACSR calibre 1/0, para las tres fases, pero el hilo de guarda no fue sustituido por un conductor adecuado. La longitud total de la línea es de 320 m desde la casa de máquinas hasta el beneficio (lugar en donde se encontraba uno de los transformadores dañados).

Adicional cabe mencionar que las estructuras de la línea son de concreto y se encuentran en buenas condiciones; en la figura 51 se observa el estado actual de los conductores y las estructuras. Además, según una inspección visual realizada estructura por estructura, los cruceros, aisladores, amarres y puentes se encuentran en buenas condiciones. La línea cuenta con dos puntos de seccionamiento, ambos tipos de cuchillas monopolares (una por fase): uno instalado en las afueras de la casa de máquinas y otro al final de la línea antes del punto del antiguo transformador.

Figura 51. **Línea de transmisión**



Fuente: elaboración propia.

4.2. Estudios

Para la construcción de una central hidroeléctrica, es necesario elaborar varios estudios con el fin de determinar si el aprovechamiento hídrico identificado es óptimo para desarrollar un proyecto hidroeléctrico. La profundidad de dichos estudios, está determinada por el tipo de proyecto a realizar.

4.2.1. Estudio de impacto ambiental

El estudio de impacto ambiental (EIA) es un documento que describe pormenorizadamente las características de un proyecto o actividad que se pretende realizar o modificar. Un estudio de impacto ambiental debe proporcionar antecedentes fundados para la predicción, identificación, e interpretación de su impacto ambiental y describir las acciones que ejecutarán para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos.

Los estudios de impacto ambiental, permiten determinar si el proyecto o actividad se hace cargo de los efectos ambientales que genera, mediante la aplicación de medidas de mitigación, reparación y compensación.

El estudio de impacto ambiental debe basarse en las condiciones topográficas, geológicas, hidrológicas y ambientales presentes en la cuenca hidrológica. Tomando en cuenta estos parámetros se pueden considerar y desarrollar diferentes alternativas para elaborar el proyecto. El estudio debe obligatoriamente realizarse en concordancia de los estudios técnicos, sociales y económicos, desde las fases iniciales del proyecto.

4.2.1.1. Fases del estudio de impacto ambiental

El principal propósito de elaborar un estudio de impacto ambiental es buscar que el proyecto hidroeléctrico aplique las medidas que compensen los daños inevitables al medio ambiente, para lograr de esta manera mejorar las condiciones ambientales presentes de la región. Para lograr alcanzar este objetivo es necesario realizar un estudio detallado que contenga cada una de las siguientes fases.

4.2.1.1.1. Identificación

En esta sección se debe determinar cuáles son los impactos ambientales que serán causados en el área del proyecto y los motivos específicos que los causarán. Las actividades a realizarse en dicha fase del estudio son las siguientes.

- Realizar la distinción entre impactos temporales y permanentes, directos e indirectos, positivos y negativos, acumulativos e irreversibles.
- Elaborar una lista específica de los posibles impactos sobre la atmósfera, la hidrología, los suelos, el paisaje, el hábitat silvestre y la biodiversidad.
- Identificar todas las fuentes de impacto, utilizando listas de chequeo o cuestionarios.
- Identificar los impactos mediante el uso de listas u otros instrumentos como matrices, redes, etc.

4.2.1.1.2. Predicción

En esta etapa debe realizarse una predicción de las consecuencias del impacto sobre el medio ambiente, utilizando datos técnicos, físicos, biológicos y socioeconómicos, tomando como referencia parámetros ambientales dados.

La predicción hace una comparación entre las situaciones sin y con proyecto para apreciar la magnitud del cambio esperado. Con la finalidad de evitar gastos innecesarios, la sofisticación de los métodos de predicción y

análisis utilizados debe estar en proporción con el alcance del estudio y con la magnitud del proyecto; se debe indicar además su grado de incertidumbre.

4.2.1.1.3. Evaluación de los impactos

En esta fase debe evaluarse los impactos adversos, calificarlos y cuantificarlos para decidir si son lo suficientemente significativos como para que deban ser atenuados, dicha evaluación deberá realizarse basada en los siguientes criterios.

- Comparación con leyes regulatorias o normas vigentes. En el caso de Guatemala, las leyes y acuerdos del ministerio de ambiente y recursos naturales (MARN), las leyes y acuerdos del Ministerio de Energía y Minas (MEM), la *Ley general de electricidad* (LGE) y otras leyes relacionadas.
- Aceptación por parte de la comunidad local y del público en general.

4.2.1.1.4. Atenuación

En esta etapa se proponen medidas para prevenir, reducir, remediar o compensar cada uno de los impactos adversos evaluados como significativos. Las posibles medidas de atenuación incluyen lo siguiente.

- Posible cambio de las ubicaciones de los componentes de la central hidroeléctrica, métodos de operación, cantidad o forma de aprovechar el recurso hídrico, época cuando se desarrollará el proyecto o el diseño del proyecto en general.

- Realización de obras, ejecución de planes o instalación de equipo para controlar los impactos negativos provocados, como por ejemplo escaleras para peces o planes de reforestación en las áreas afectadas.
- Ofertas compensatorias por áreas dañadas o recursos perjudicados de manera irreversible, como compensaciones económicas, concesiones en otros temas etc.

Posterior a la realización de esta fase, se debe cuantificar el costo de la atenuación de dichos impactos. Resulta probable que los costos de las medidas de atenuación para hacer viable el proyecto de cara a la legislación vigente y la aprobación de la población lo hagan inviable desde el punto de vista económico.

4.2.1.2. Presentación de los instrumentos ambientales ante el MARN

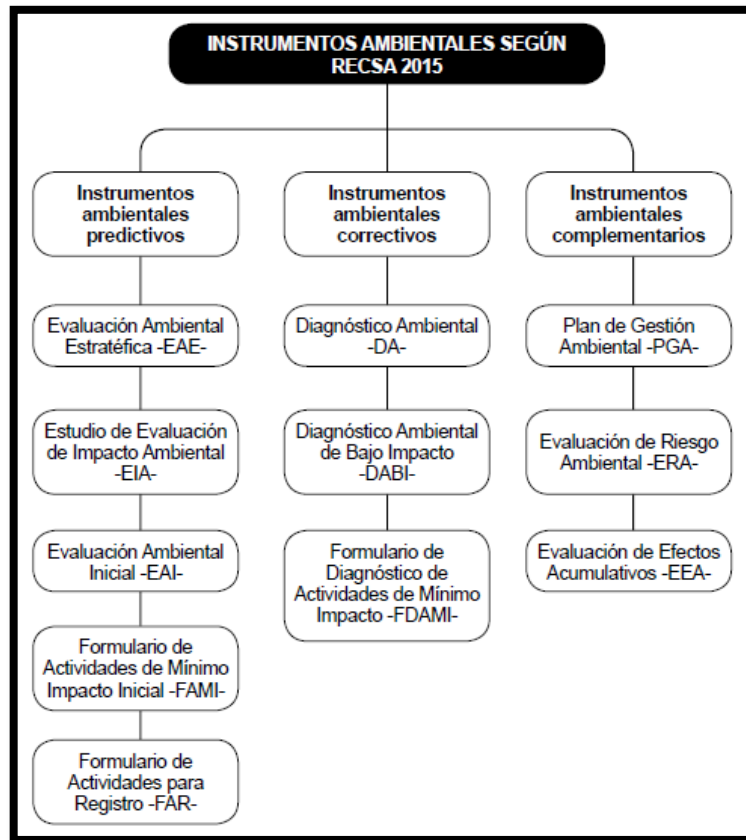
Según el artículo 8 de la Ley de protección y mejoramiento del medio ambiente, todo proyecto, obra, industria o cualquier otra actividad que pudiera producir deterioro a los recursos naturales, al ambiente o introducir modificaciones nocivas o notorias al paisaje y a los recursos culturales de patrimonio nacional, será necesario previo a su desarrollo, elaborar y presentar un estudio de evaluación de impacto ambiental.

Por su lado, el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN) es la entidad del sector público especializada en materia ambiental y de bienes y servicios naturales que se encarga de cumplir y hacer cumplir el régimen jurídico del ambiente y de los recursos naturales. Por lo tanto, es la entidad

encargada de aprobar o no el desarrollo de proyectos, obras, industrias o actividades, basado en su impacto ambiental.

Para dar cumplimiento a la legislación nacional vigente, el MARN establece los denominados instrumentos ambientales, que son los recursos que utiliza la sociedad para llevar a cabo acciones concretas destinadas a lograr objetivos planteados por dicha legislación. Estos generalmente constituyen el elemento operativo de los planes y programas ambientales adoptados para la protección y garantía de la preservación del medio ambiente en el país. En la figura 52 se muestran los distintos instrumentos ambientales existentes establecidos por el MARN.

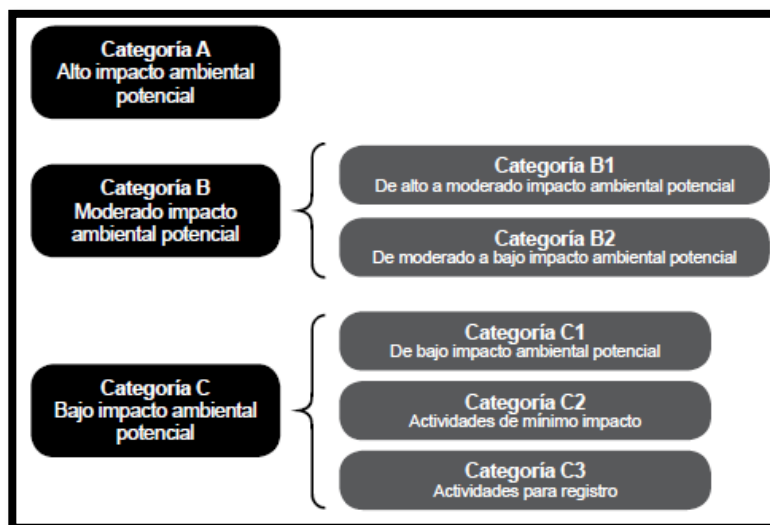
Figura 52. Instrumentos ambientales



Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 15.

La determinación sobre cuáles instrumentos o combinación de ellos deben usarse para dar cumplimiento a la legislación para un proyecto determinado, debe basarse en la categorización ambiental al que este pertenezca. En la figura 53 se muestra la categorización ambiental establecida por el MARN.

Figura 53. **Categorización ambiental**



Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 16.

Para determinar la categorización de determinado proyecto, debe tomarse como base lo establecido en el Listado Taxativo de Proyectos, Obras, Industrias o Actividades del MARN, que constituye un marco de orientación y que, sumado a criterios de valoración ambiental, condición de fragilidad ambiental y uso planeado del territorio; permite la categorización de proyectos, obras, industrias o actividades.

En la tabla XIV se muestra un extracto del listado taxativo, sección D, en donde puede observarse que el proyecto de repotenciación de la hidroeléctrica Santa Gertrudis, corresponde a la categoría B2; es decir, de moderado a bajo impacto ambiental potencial, ya que es menor a 2MW.

Tabla XIV. Extracto del listado taxativo

SECCIÓN "D"		SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO				
DIVISION 35		SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD, GAS, VAPOR Y AIRE ACONDICIONADO				
GRUPO 351, 352, 353						
CATEGORIAS DE PROYECTOS, OBRAS, INDUSTRIAS O ACTIVIDADES		A	B1	B2	C	
	DESCRIPCION	CLASE	De Alto Impacto Ambiental Potencial o Riesgo Ambiental	De Alto a Moderado Impacto Ambiental Potencial	De Moderado a Bajo Impacto Ambiental Potencial	De Bajo Impacto Ambiental Potencial
524	Diseño, construcción y operación de redes para la generación de energía eléctrica a granel, transmisión desde las instalaciones de generación a los centros de distribución y distribución de energía eléctrica a usuarios finales.	3510		Mayor que 1,000 metros lineales en adelante	Mayor que 100 metros lineales y hasta 1,000 metros lineales	Hasta 100 metros lineales
525	Proyecto Hidroeléctrico	3510	Mayor de 10 MW	Mayor de 2 MW hasta 10 MW Y	Hasta 2 MW	

Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN. *Listado taxativo de proyectos, obras, industrias o actividades.* p. 5.

A continuación, se desarrollan los pasos a seguir dentro de los procedimientos administrativos para la obtención de la resolución final y la licencia ambiental en los casos que corresponda, otorgada por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales a través de la Dirección de Gestión Ambiental y Recursos Naturales.

- Ingreso del expediente (paso 1)
 - Presentación de la documentación completa.
 - Revisión de la documentación presentada.
 - Creación del Expediente (requerimiento de cada instrumento ambiental).

- Generación de boleta de cobro.
- Se acude a una agencia bancaria para la cancelación del monto correspondiente.
- Asignación de nomenclatura.
- Gestión del expediente (paso 2)
 - Asignación del expediente a un asesor
 - Análisis del expediente
 - Inspección de campo (cuando corresponda)
 - Opinión técnica (cuando corresponda)
 - Solicitud de ampliaciones cuando sea necesario
 - Evaluación y dictamen
- Resolución (paso 3)
 - Análisis
 - Elaboración de la resolución
 - Revisión de la resolución
 - Firma
- Notificación y seguro de caución (paso 4)
 - Requisitos para notificarse
 - Resolución final (todas las categorías)

- Presentación del seguro de caución
 - Resolución de aceptación de seguro de caución (categorías B2, B1 y A).
- Licencia ambiental (paso 5)
 - Solicitud de licencia ambiental
 - Evaluación de documentación presentada
 - Emisión de la licencia ambiental

Para el paso 1, los requisitos para el instrumento categoría B2 se muestran en la figura 54. Y en la figura 55, se muestran los requisitos para la presentación de la evaluación ambiental inicial (EAI) y el diagnóstico ambiental de bajo impacto (DABI). En cuanto al formulario del EAI y del DABI, se encuentran disponibles en la página del MARN.

Figura 54. **Requisitos categoría B2**

No.	Requisitos
1	Formulario de Evaluación Ambiental Inicial o Diagnostico Ambiental (para actividades de bajo impacto) con la información correspondiente completa
2	Plan de Gestión Ambiental
3	Planos
	3.1. Plano de localización a escala visible
	3.2. Plano de ubicación
	3.3. Plano de distribución arquitectónica
	3.4. Plano de instalaciones hidráulicas (agua potable)
	3.5. Plano de instalaciones hidráulicas (agua pluvial)
	3.6. Plano de instalaciones hidráulicas (agua residual)
	3.7. Plano de detalles del sistema de tratamiento de las aguas residuales
4	Acta notarial de declaración jurada del consultor individual ambiental o acta notarial de declaración jurada de los consultores ambientales que pertenecen a la empresa consultora ambiental y/o que participaron en la elaboración del Instrumento Ambiental
5	Fotocopia de Licencia de consultor ambiental individual o empresa consultora ambiental vigente
6	Certificación de colegiado activo del consultor o consultores ambientales que participaron en la elaboración del Instrumento Ambiental
7	Fotocopia completa del DPI o pasaporte del proponente o su representante legal
8	Acta notarial de declaración jurada del proponente
9	Personería
	9.1. Fotocopia del nombramiento del representante legal con su registro respectivo
	9.2. Acta de toma de posesión
	9.3. Acuerdo emitido por el Tribunal Supremo Electoral
	9.4. Fotocopia del mandato con su inscripción del registro respectivo
10	Fotocopia del documento que acredita el derecho sobre el predio a favor del proponente
11	Patente de comercio de la empresa y/o de la sociedad
12	Dos copias completas del instrumento ambiental, en CD y en formato PDF
13	Instrumento ambiental debidamente foliado de adelante hacia atrás y únicamente en el anverso de las hojas, en la esquina superior derecha, con números arábigos enteros (no alfanumérico), de forma consecutiva, sin tachones, enmendaduras, sin corrector o cualquier otro medio que cubra o altere la numeración

Fuente: Ministerio de Ambientes y Recursos Naturales, MARN. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 28.

Figura 55. **Requisitos de presentación**

1	Presentar original del documento en forma física en sobre Manila sin perforaciones, identificado con el nombre del proyecto.
2	Dos copias completas del mismo en medio magnético (CD) con sobre identificado con el nombre del proyecto y en formato PDF (un solo archivo).
3	Si el proyecto se encuentra localizado en algún departamento, deberán presentarse tres copias en medio magnético.
4	Presentar una copia física del documento para sellar de recibido.
5	El documento original deberá foliarse de adelante hacia atrás (dicha foliación irá solamente en las parte frontal de las hojas, esquina superior derecha).
6	Por el ingreso del expediente se cancelará de acuerdo al artículo 83 del Acuerdo Gubernativo 60-2015.
7	El listado de los documentos que se deberán adjuntar al expediente consisten en los términos de referencia, también se pueden encontrar al final del formato del formulario, estos no pueden faltar por ningún motivo en el expediente.
8	En el área de información general, inciso II del formato aparece un cuadro que deberá especificarse en hojas adjuntas (etapa de construcción, operación y abandono). Si dicha información no se consigna el expediente será rechazado.
9	El formato de acta notarial de declaración jurada de compromisos ambientales podrá orientar la elaboración del acta notarial a presentar.
10	Las coordenadas Geográficas o UTM pueden obtenerse con aparato de Sistema de Posicionamiento Global (GPS), por medio del programa de Internet Google Earth, o por medio del Instituto Geográfico Nacional.
11	En las preguntas del formulario que no tengan ninguna relación con el proyecto se podrá consignar la frase "No Aplica", pero deberá proporcionarse una breve explicación de ello.
12	Toda la documentación presentada relacionada con el Instrumento Ambiental deberá figurar en fotocopia autenticada de forma completa y legible.
13	Los planos presentados deberán estar debidamente firmados, sellados y timbrados por el profesional correspondiente.

Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, MARN. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 29.

En cuanto al paso 2, para los efectos de la revisión de los instrumentos ambientales, los delegados departamentales del MARN realizarán las inspecciones que consideren pertinentes. También, los mencionados delegados podrán solicitar opinión a otras entidades públicas o privadas para los diferentes instrumentos ambientales. En todos los casos el proponente deberá comprometerse, además de los compromisos específicos a los que resulte obligado como efecto de la evaluación ambiental a la que haya aplicado, a satisfacer los requerimientos establecidos por el MARN, los cuales deberán estar fundamentados en criterio técnico.

En el paso 3, la resolución final la emitirá el MARN, en cualquier categoría. Las resoluciones se emitirán en forma razonada, aprobando o no aprobando el instrumento ambiental correspondiente. Para el caso de las resoluciones aprobatorias, a éstas deberá incorporarse los compromisos ambientales. En la resolución final se deberá establecer, el monto, plazo de la vigencia y el plazo para la presentación del seguro de caución, así como la licencia ambiental a emitir.

Por último, para la obtención de la licencia ambiental, obligatoria para todo proyecto, obra industria o cualquier otra actividad, deberán presentarse los siguientes documentos (los costos asociados a las licencias ambientales serán adicionados en el presupuesto general).

- Fotocopia de la resolución final.
- Cédula de notificación.
- Todas las resoluciones de peticiones presentadas dentro del expediente, tras su aprobación.
- Resolución de prestación y aceptación de seguro de caución del MARN.
- Formulario de solicitud de licencia ambiental.

4.2.1.3. Convenio 169 de OIT

Organización Internacional del Trabajo, el convenio 169 de la OIT, sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes, es un tratado internacional adoptado por la Conferencia Internacional del Trabajo en Ginebra, el 27 de junio de 1989, ratificado en Guatemala por el Congreso de la República por el Decreto No. 9-96, en marzo de 1996; entró en vigor 12 meses después de esa fecha.

El convenio se fundamenta en el respeto a las culturas y las formas de vida de los pueblos indígenas y reconoce sus derechos sobre las tierras y los recursos naturales, así como el derecho a decidir sus propias prioridades en lo que atañe al proceso de desarrollo. El objetivo del Convenio 169 es abolir las prácticas discriminatorias que afectan a los pueblos indígenas y tribales; por lo que los principios fundamentales de consulta previa y participación constituyen su piedra angular.

El Convenio 169 establece en el artículo 6 que los gobiernos están obligados a consultar a los pueblos interesados cada vez que se prevean medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente. También, se indica que las consultas se aplican a toda obra de infraestructura, o cuando afectan los recursos naturales como es el caso de las hidroeléctricas. Por tal motivo, debe tenerse en cuenta que previo al desarrollo de proyectos hidroeléctricos en Guatemala y aun así contando con las licencias respectivas; el Estado deberá realizar las consultas correspondientes y bajo los estatutos contenidos en el convenio 169 de la OIT a los pueblos indígenas y tribales que podrían verse afectados por dicho proyecto.

4.2.2. Estudio hidrológico

Como suele ocurrir para aprovechamientos hidroeléctricos en zonas aisladas y principalmente para cuencas relativamente pequeñas, la información hidrológica es muy escasa. De todas formas, el estudio hidrológico para estos casos puede simplificarse sin tener un elevado margen de error.

La administración de la finca Santa Gertrudis no cuenta con datos actuales de caudal para el río Las Canoas; por lo tanto, se procederá a realizar el estudio hidrológico con información de años anteriores; sin embargo, como se cuenta con varios años históricos, pueden ser datos para basar un buen estudio hidrológico.

Para el desarrollo del estudio hidrológico, se cuenta con datos de caudales históricos diarios del río Las Canoas de los años estacionales de 1970 a 1978; luego, se tienen datos de los años 1980 a 1982; después, se tienen datos de algunos meses de los años 2000 a 2002 y, por último, se tienen caudales medios mensuales del año estacional de 2005 al 2006, para un total de 13 años. Contando con dichos datos históricos diarios se procede a calcular el histórico de caudales medios mensuales.

A continuación, en la tabla XV se muestra el resumen de caudales medios mensuales de los años antes mencionados; las casillas en blanco obedecen a que, para el mes de determinado año, no se tiene ninguna medición de caudal diario.

Tabla XV. Caudales históricos del río Las Canoas

Datos de 1970 a 1976 (m3/s)							
Mes	1970-1971	1971-1972	1972-1973	1973-1974	1974-1975	1975-1976	1976-1977
Mayo	0.426	0.363	0.644	0.406	0.418	0.739	0.346
Junio	0.699		1.191	0.958	0.913	1.101	0.703
Julio	1.577	0.679	1.199	1.146	0.918		0.744
Agosto	1.666	1.283	0.857	1.853	0.611		0.571
Septiembre	2.643	1.880	0.781	1.126	1.611		0.767
Octubre	1.643	2.728	1.166	1.160	0.648		1.096
Noviembre	1.032		0.774		0.273		0.580
Diciembre	0.660		0.422	0.120	0.180	0.954	0.436
Enero		0.329	0.317		0.201	0.822	0.362
Febrero		0.287	0.283		0.118	0.733	0.327
Marzo	0.253	0.285	0.264	0.074	0.113	0.675	0.289
Abril	0.249	0.253	0.291	0.099	0.106	0.713	0.325
Datos de 1977 a 2006 (m3/s)							
Mes	1976-1977	1977-1978	1980-1981	1981-1982	2000-2001	2001-2002	2005-2006
Mayo	0.346	0.564	0.633	0.534		0.435	0.509
Junio	0.703	0.820	0.634	1.626		0.775	0.950
Julio	0.744	0.562	0.783	1.751			1.037
Agosto	2.151	0.601	1.441	1.915			1.209
Septiembre	0.767	1.042	1.940	1.802	1.613		1.520
Octubre	1.096		1.965	2.041	1.159		1.555
Noviembre	0.580		0.772	0.932			0.727
Diciembre	0.436		0.532	0.673			0.429
Enero	0.362	0.568	0.433	0.498			0.384
Febrero	0.327	0.650	0.379	0.413			0.351
Marzo	0.289	0.710	0.375	0.367			0.303
Abril	0.325	0.692	0.463	0.391			0.321

Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 15.

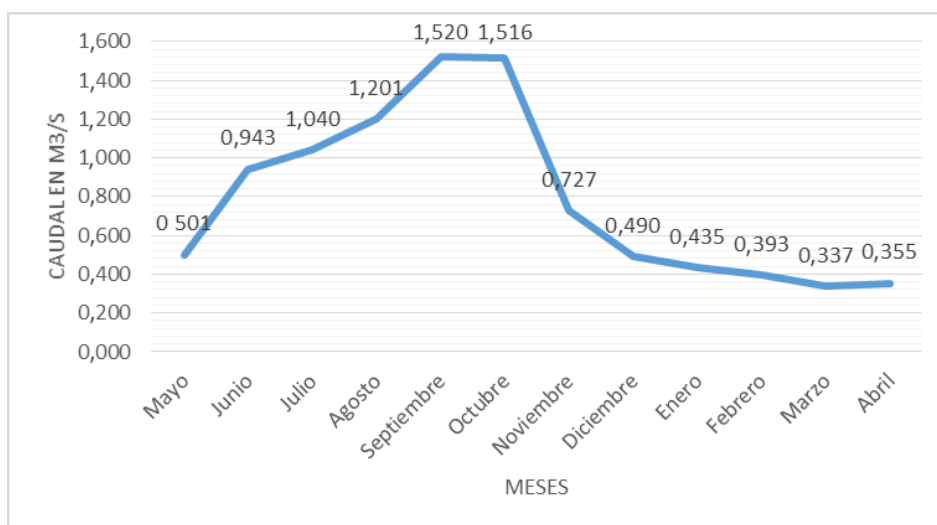
A continuación, en la tabla XVI se muestra los caudales mensuales medios, obtenidos a partir de los caudales de la tabla XI. Puede notarse que los meses de mayor caudal son agosto, septiembre y octubre; mientras que los meses de menor caudal son enero, febrero y marzo.

Tabla XVI. Caudales medios estimados por mes río Las Canoas

Mes	Caudal en (m ³ /s)
Mayo	0.501
Junio	0.943
Julio	1.040
Agosto	1.201
Septiembre	1.520
Octubre	1.516
Noviembre	0.727
Diciembre	0.490
Enero	0.435
Febrero	0.393
Marzo	0.337
Abril	0.355

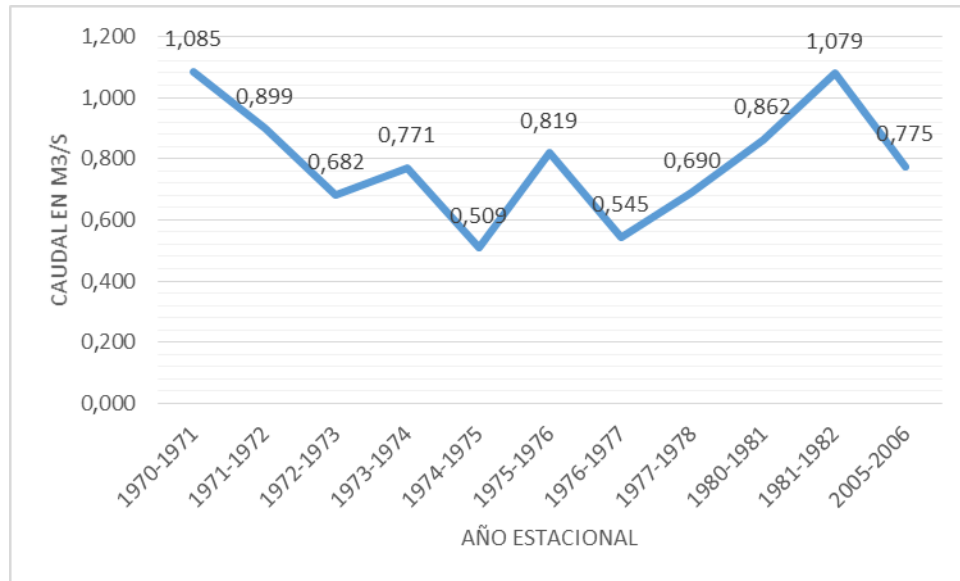
Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 15.

Figura 56. Hidrograma mensual



Fuente: elaboración propia.

Figura 57. Hidrograma multianual



Fuente: elaboración propia.

En la figura 56 se muestra el hidrograma de caudales medios mensuales se observa el comportamiento del caudal a lo largo del año, también, el caudal máximo y mínimo y los meses en que ocurren. En la figura 57 se muestra el hidrograma multianual para los años estudiados (se han omitido los años de 2000 a 2002).

Para el dato de caudal pico, analizando los datos de caudales diarios del río Las Canoas se tiene un caudal de $7,757 \text{ m}^3/\text{s}$, ocurrido el 20 de septiembre del año estacional de 1974 a 1975, el cual servirá para el diseño del vertedero de exceso. Como caudal mínimo se tiene un dato de $0,059 \text{ m}^3/\text{s}$, ocurrido el 6 de abril del año estacional de 1973 a 1974, el cual servirá para calcular el caudal ecológico, que es el caudal que se requiere garantizar en el lecho del río para mantener áreas húmedas y no alterar la fauna y la flora del lugar.

Con base en la información de caudales obtenida que consta de un total de 120 datos, se construyó la tabla XVII, que presenta 20 rangos de caudales, la cantidad de datos de caudales en cada rango, el porcentaje de datos presente en cada rango y el porcentaje acumulado, para la posterior construcción de las curvas de duración de caudales y frecuencia de caudales.

Tabla XVII. **Duración y frecuencia de caudales**

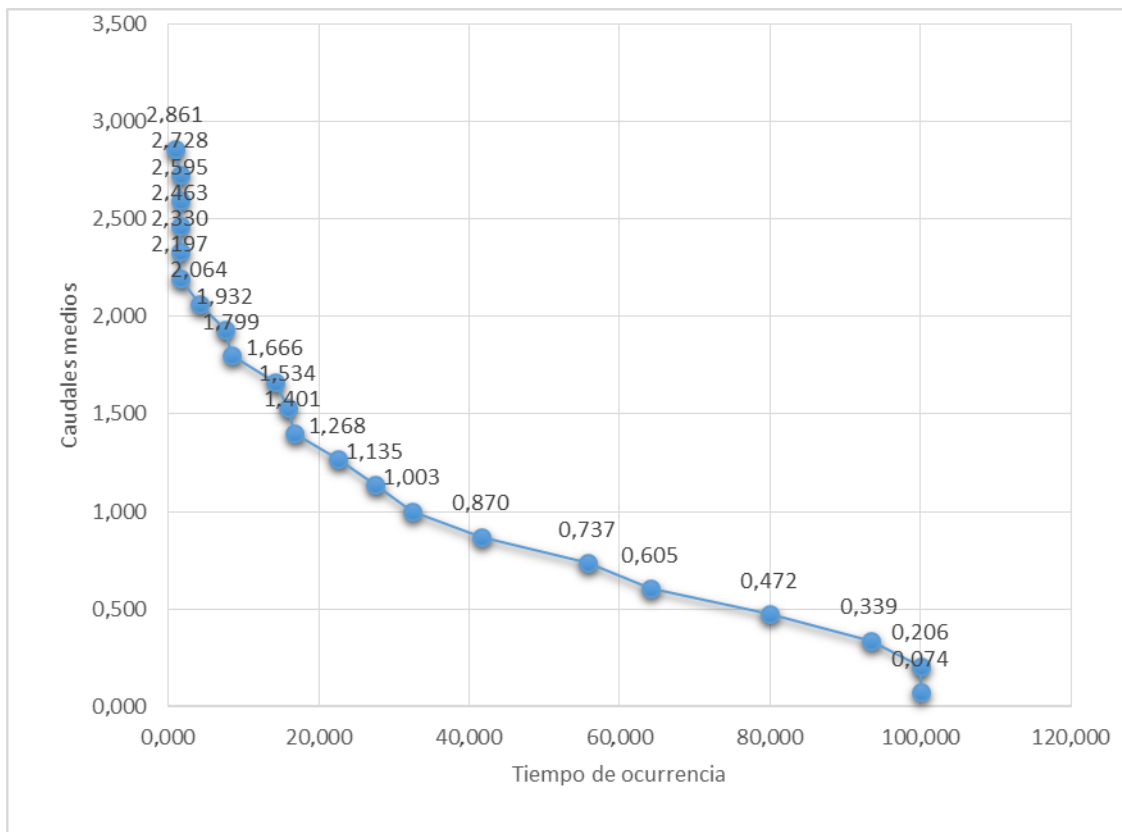
Intervalos de Caudales	Frecuencia	Frecuencia porcentual %	Frecuencia porcentual acumulada %
2.861	1.000	0.833	0.833
2.728	1.000	0.833	1.667
2.595	0.000	0.000	1.667
2.463	0.000	0.000	1.667
2.330	0.000	0.000	1.667
2.197	0.000	0.000	1.667
2.064	3.000	2.500	4.167
1.932	4.000	3.333	7.500
1.799	1.000	0.833	8.333
1.666	7.000	5.833	14.167
1.534	2.000	1.667	15.833
1.401	1.000	0.833	16.667
1.268	7.000	5.833	22.500
1.135	6.000	5.000	27.500
1.003	6.000	5.000	32.500
0.870	11.000	9.167	41.667
0.737	17.000	14.167	55.833
0.605	10.000	8.333	64.167
0.472	19.000	15.833	80.000
0.339	16.000	13.333	93.333
0.206	8.000	6.667	100.000
0.074	0.000	0.000	100.000

Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 15.

En la figura 58 se presenta la curva de duración de caudales; se observan los distintos rangos de caudales y su tiempo de permanencia; de los mismos, nótese que el rango de 0,339 a 0,472 m³/s se mantiene durante más de 80 %

del año y hasta aproximadamente un 96 %, por lo que un valor intermedio podría ser un valor recomendado para ser tomado como caudal de diseño.

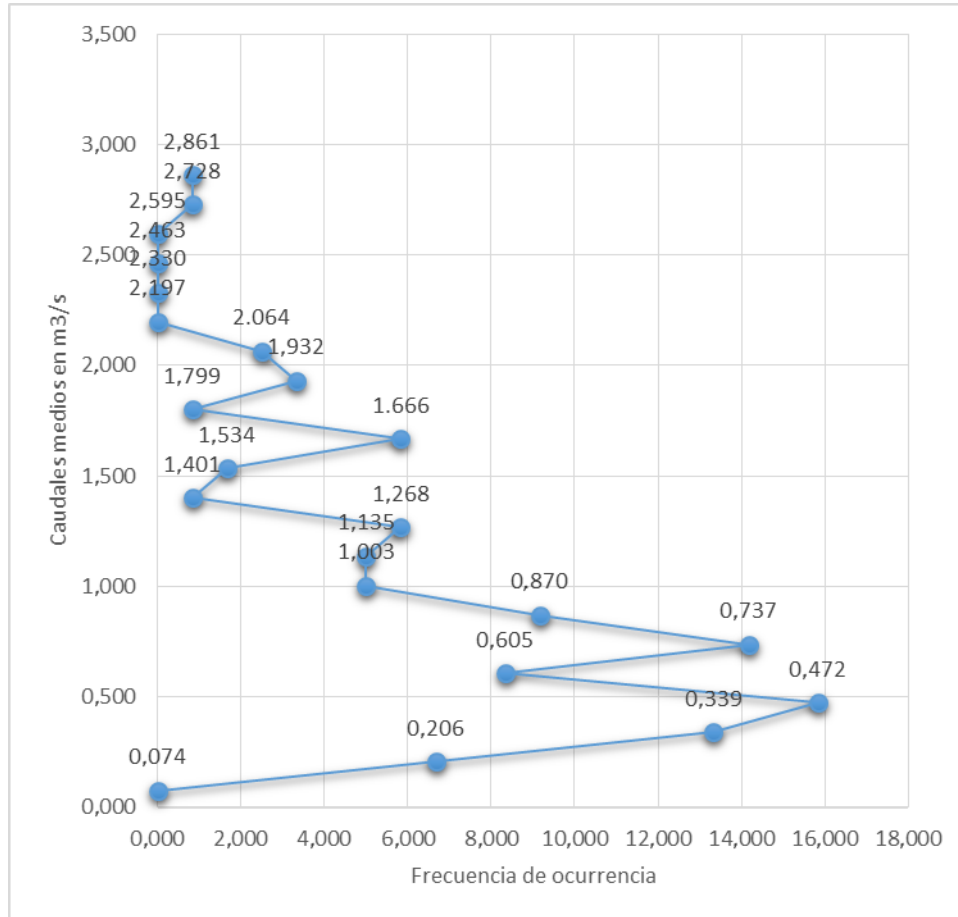
Figura 58. Curva de duración de caudales



Fuente: elaboración propia.

En la figura 59 se presenta la curva de frecuencia de caudales; nuevamente se observan los rangos de caudales y la frecuencia con la que aparecen, nótese que el rango de 0,339 a 0,472 m³/s es el que más veces aparece.

Figura 59. Curva de frecuencia de caudales



Fuente: elaboración propia.

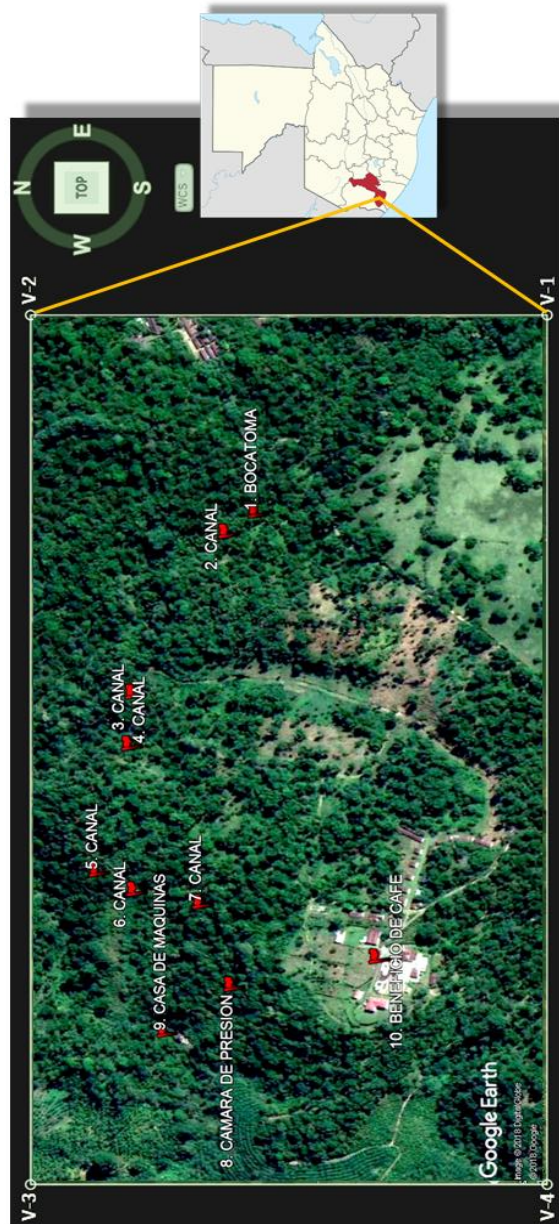
Entonces, se elegirá un caudal de 0,46 m³/s como caudal de diseño ya que está en el rango de mayor frecuencia y dicho caudal se mantiene durante más del 80 % del tiempo, parámetros recomendados para elegir el caudal de diseño.

4.2.3. Estudio topográfico

Dentro del estudio topográfico se analizarán los puntos principales de la zona del proyecto determinando su altitud, distancia con respecto a otros puntos, accesibilidad y su posición dentro del predio de la microcentral hidroeléctrica de la finca Santa Gertrudis. Para obtener la información requerida se utilizó un GPSmap 62 GARMIN; se realizó un recorrido a pie desde el punto de la bocatoma actual hasta la casa de máquinas y de la casa de máquinas hasta el punto de consumo y hasta el posible punto de conexión más cercano con la red de distribución existente; se marcaron en todo el recorrido 12 puntos considerados los más relevantes.

En la figura 60 se muestran 10 puntos de todo el recorrido, la cual ha sido georreferenciada en Global Mapper; se utilizaron coordenadas UTM (universal transversal de mercator), determinando que el proyecto se encuentra en la zona 15P, dicha georreferenciación ha sido confirmada en Autocad; se validan de esta manera las coordenadas mostradas en la imagen de cada uno de los puntos del proyecto así como los cuatro vértices de la imagen, cuyas coordenadas también se muestran. Luego, se describe cada uno de los puntos mencionados. En la tabla XVIII se muestran las coordenadas UTM de los puntos marcados en la imagen.

Figura 60. **Puntos importantes de la microcentral hidroeléctrica Santa Gertrudis**



Fuente: *Google maps*. <https://www.google.com/maps/@14.7194,-91.80541,1528m/data=!3m1!1e3>. Consulta: 21 de febrero de 2018.

Tabla XVIII. **Coordenadas UTM Santa Gertrudis**

PUNTOS	ESTE (X)	NORTE (Y)	PUNTOS	ESTE (X)	NORTE (Y)
1	629201.23	1627784.30	8	628537.00	1627808.00
2	629172.00	1627822.00	9	628454.92	1627902.00
3	628948.00	1627941.00	10	628585.25	1627619.37
4	628876.00	1627944.00	V-1	629408.31	1627524.01
5	628697.00	1627988.00	V-2	629399.54	1628126.85
6	628670.90	1627938.02	V-3	628332.33	1628111.50
7	628655.64	1627850.44	V-4	628341.09	1627508.67

Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 21.

El punto número 1 es en donde se encuentra la bocatoma del aprovechamiento hidroeléctrico actual. Se encuentra justo en uno de los límites de la finca y es el punto sobre el cauce del río con la cota más alta dentro de los límites de la finca Santa Gertrudis. Se cuenta con acceso vehicular, aunque debe ser necesariamente vehículo apto para caminos de terracería.

Los puntos del 2 al 7, se encuentran dentro del actual canal de conducción, y en cada uno de ellos se tiene construidas obras de paso de agua de lluvia, nacimientos y riachuelos que drenan en el cauce del río Las Canoas, aguas abajo de la toma. Además, en el punto número 3 se cuenta con un relleno realizado durante la construcción de la central para realizar el trazado del canal en esa zona. Algunos de los puntos mencionados, cuentan con acceso vehicular en buen estado.

El punto número 8 es en donde se encuentra la cámara de presión, el aliviadero del canal de conducción y el inicio de la tubería de presión, se encuentra a una distancia de aproximadamente 975,5 m del punto número 1, siguiendo los puntos anteriores, es decir, siguiendo el recorrido del canal de

conducción. Para dicho punto se cuenta con acceso vehicular en buen estado para vehículo de terracería.

El punto número 9 es en donde actualmente se ubica la casa de máquinas, se encuentra a una distancia de 138,18 m del punto número 8. Para este punto también se cuenta con acceso vehicular en buen estado dentro del territorio de la finca.

El punto número 10 es donde finaliza la línea de conducción proveniente de la casa de máquinas; también, es donde antiguamente se encontraba uno de los centros de transformación, a partir de allí se distribuye en baja tensión a los puntos de consumo de la finca. Se localiza a una distancia de aproximadamente 319,36 m del punto número 9.

En la figura 61 se muestran los 3 puntos restantes del recorrido, la cual ha sido georreferenciada en Global Mapper, utilizando coordenadas UTM (universal transversal de mercator), determinando que el proyecto se encuentra en la zona 15P; dicha georreferenciación ha sido confirmada en Autocad; se validan de esta manera las coordenadas mostradas en la imagen de cada uno de los puntos del proyecto así como los cuatro vértices de la imagen, cuyas coordenadas también se muestran. Luego, se describe cada uno de los puntos mencionados. En la tabla XIX se muestran las coordenadas UTM marcadas en la imagen.

Tabla XIX. **Coordenadas UTM Línea de transmisión**

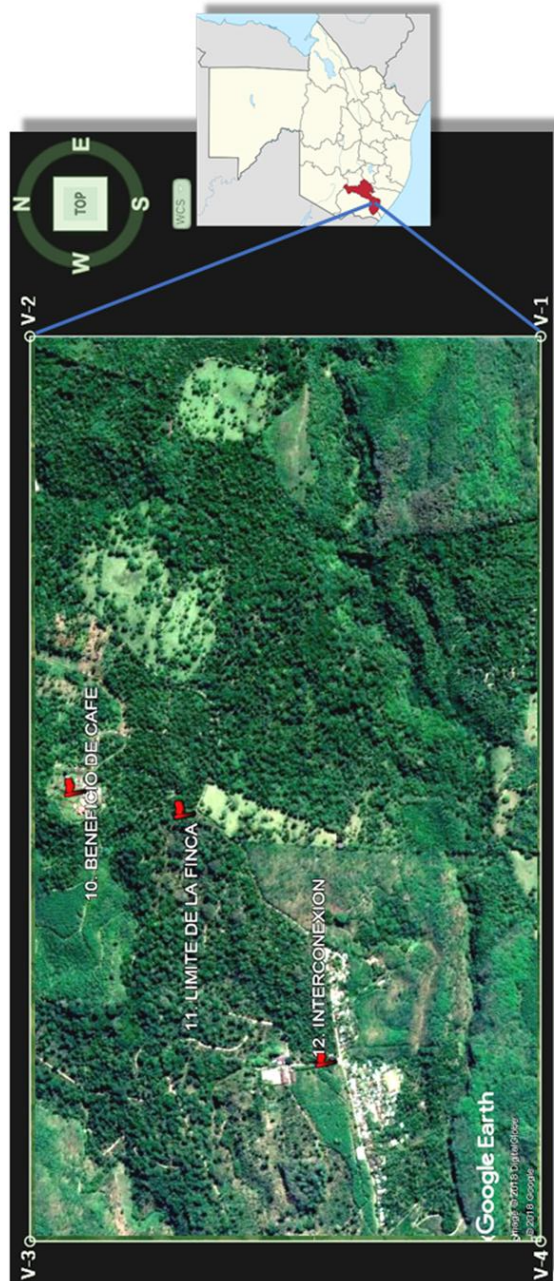
PUNTOS	ESTE (X)	NORTE (Y)
10	628585.2528	1627619.3709
11	628522.6293	1627245.6769
12	627771.6732	1626746.9218
V-1	629997.3134	1626212.2921
V-2	629944.2413	1627803.7231
V-3	627124.9254	1627710.4192
V-4	627177.9974	1626118.9882

Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 22.

El punto número 11 es uno de los puntos límites de la finca; se encuentra a una distancia 381,97 m del punto 10; se encuentra a orilla de la calle que conduce de Coatepeque a la finca Santa Gertrudis; cuenta con acceso vehicular en buenas condiciones. Se ha tomado la lectura de este punto pensando en la posibilidad de construir la línea de conducción en línea recta dentro de la propiedad de la finca hasta el punto límite y a partir de ahí construirla a orilla de calle.

El punto 12 es el posible punto de conexión más cercano a la red de distribución de la distribuidora de la zona. A dicho punto llega una línea trifásica de 13,8 KV, proveniente de la subestación Coatepeque. Se encuentra ubicado en las afueras de la finca San Carlos a una distancia aproximada de 956,75 m del punto número 11 siguiendo la trayectoria de la calle, y a una distancia de 1 196,14, m en línea recta desde el punto 10.

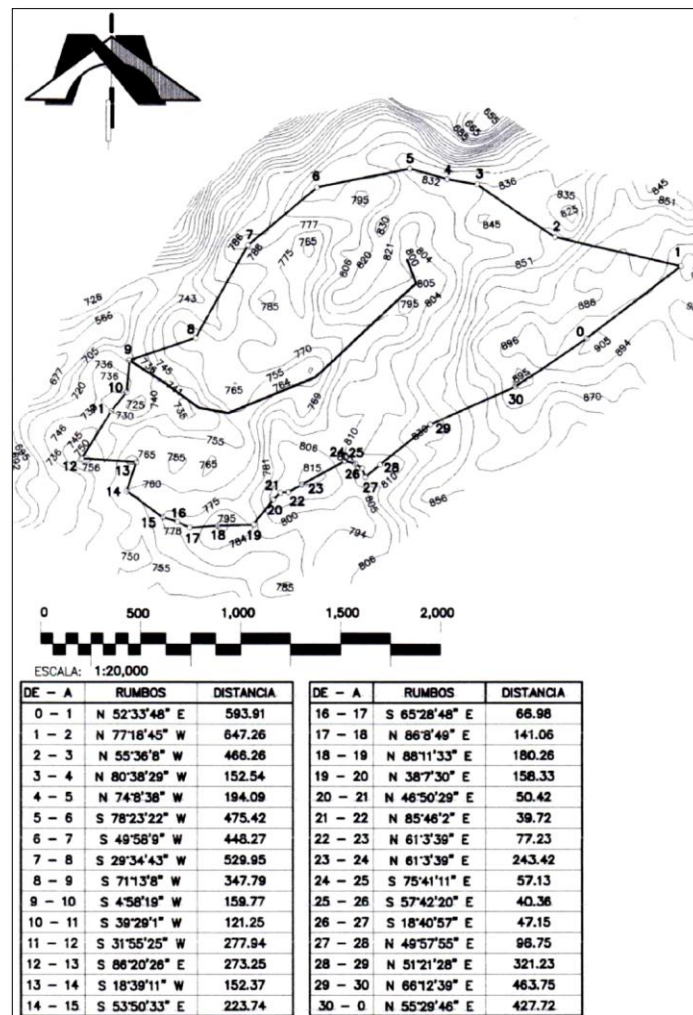
Figura 61. **Puntos de posible línea de interconexión**



Fuente: *Google Maps*. <https://www.google.com/maps/@14.7194,-91.80541,1528m/data=!3m1!1e3>. Consulta: 25 de febrero de 2018.

En la figura 62 se muestra la zona del proyecto de microcentral hidroeléctrica Santa Gertrudis, el área de la cuenca y las curvas de nivel del área para mayor apreciación de las alturas, obtenidas a partir de Autocad civil 3D.

Figura 62. **Curvas de nivel de la microcentral de la hidroeléctrica Santa Gertrudis**



Fuente: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Guía de instrumentos ambientales*. p. 25.

4.2.4. Estudio técnico

Dentro del estudio técnico se abordará el diseño, el dimensionamiento y la elección de equipo de los principales componentes de central hidroeléctrica. Para la realización del estudio técnico no se pretende profundizar demasiado en las áreas de ingeniería civil o mecánica; sin embargo, serán abordados los componentes más relevantes de dichas áreas con el principal objetivo de realizar el análisis de precios unitarios y determinar el presupuesto final.

Las especificaciones eléctricas del estudio se refieren a la descripción general de los equipos requeridos y posteriormente se describen las especificaciones técnicas del equipo elegido dentro de las distintas ofertas disponibles; garantiza la sencillez e idoneidad del proyecto.

Además, se hace mención del equipo eléctrico adicional en el cual no se profundizará, pero que debe ser tomado en cuenta para efectos del presupuesto final de la repotenciación de la central: transformadores de medida, pararrayos, tableros de control y protección, cables, iluminación y fuerza de la casa de máquinas etc.

4.2.4.1. Propuesta para el proyecto de repotenciación

Para llevar a cabo el proyecto de repotenciación, se propone conservar la ubicación existente de los componentes actuales, bocatoma, canal de conducción, cámara de presión, tubería de presión y casa de máquinas. Por una parte debido a que se encuentran ubicados en puntos estratégicos que permiten lograr la mayor caída útil posible y, por otro lado, debido a que se economiza el proyecto al poder aprovechar algunas obras ya existentes: pasos

de agua de lluvia, rellenos, accesos vehiculares a dichas obras y un tramo de línea ya construido.

También, deberá construirse un desarenador que irá ubicado al final del canal de conducción con la finalidad de evitar el ingreso de sólidos en suspensión a la tubería de presión. La obra actual carece de un desarenador de este tipo.

Además, se incluye como propuesta para el proyecto de repotenciación la construcción de un tramo de línea para la comercialización del producto. Como trayectoria de la línea se propone un tramo desde la casa de máquinas hasta el actual punto de consumo, es decir, el punto 9 al 10 (tramo ya construido); luego, otro tramo desde el punto de consumo de la finca hasta uno de sus puntos límites, es decir, del punto 10 al 11; por último, un tramo a orilla de calle del punto 11 al 12. De esta manera se evita el paso de la línea en propiedades ajenas a la finca Santa Gertrudis.

A manera de resumen y basado en el estudio topográfico se propone la ubicación de los componentes en los siguientes puntos: la bocatoma en el punto 1, el canal de conducción siguiendo la trayectoria de los puntos del 1 al 8; desarenador, cámara de presión y aliviadero del canal de conducción en el punto 8; la tubería de presión siguiendo la trayectoria de los puntos del 8 al 9, casa de máquinas en el punto 9; línea de conducción siguiendo la trayectoria de los puntos del 9 al 12; un punto de interconexión con la red de distribución en el punto 12.

En la tabla XX se muestran los parámetros principales para el dimensionamiento de las obras civiles, mecánicas y eléctricas obtenidos a partir del estudio topográfico y el estudio hidrológico.

Tabla XX. **Parámetros de dimensionamiento**

Parámetro	Cálculo
Caudal de diseño	0,46 m ³ /s
Caudal ecológico	0,059 m ³ /s
Caída bruta	81 m
Caída útil	57 m
Longitud de canal de conducción	975,5 m
Pendiente del canal de conducción	2,46 %
Longitud de la tubería de presión	138,18 m
Longitud de la línea construida	319,36 m
Longitud de la línea a construir	1 338,72 m

Fuente: elaboración propia.

4.2.4.2. Dimensionamiento de la bocatoma

En cuanto a la bocatoma, se propone conservar la obra existente, cuyas dimensiones ya fueron descritas. Sin embargo, deberán realizarse algunos trabajos en ella, principalmente, deberá ampliarse la transición al canal de conducción para obtener el caudal de diseño determinado en el estudio hidrológico de 0,46 m³/s. Dicha transición deberá ser de forma rectangular con dimensiones de 40 cm de ancho y 30 cm de altura, con estas dimensiones se garantiza la captación del caudal de diseño y su transición al canal de conducción.

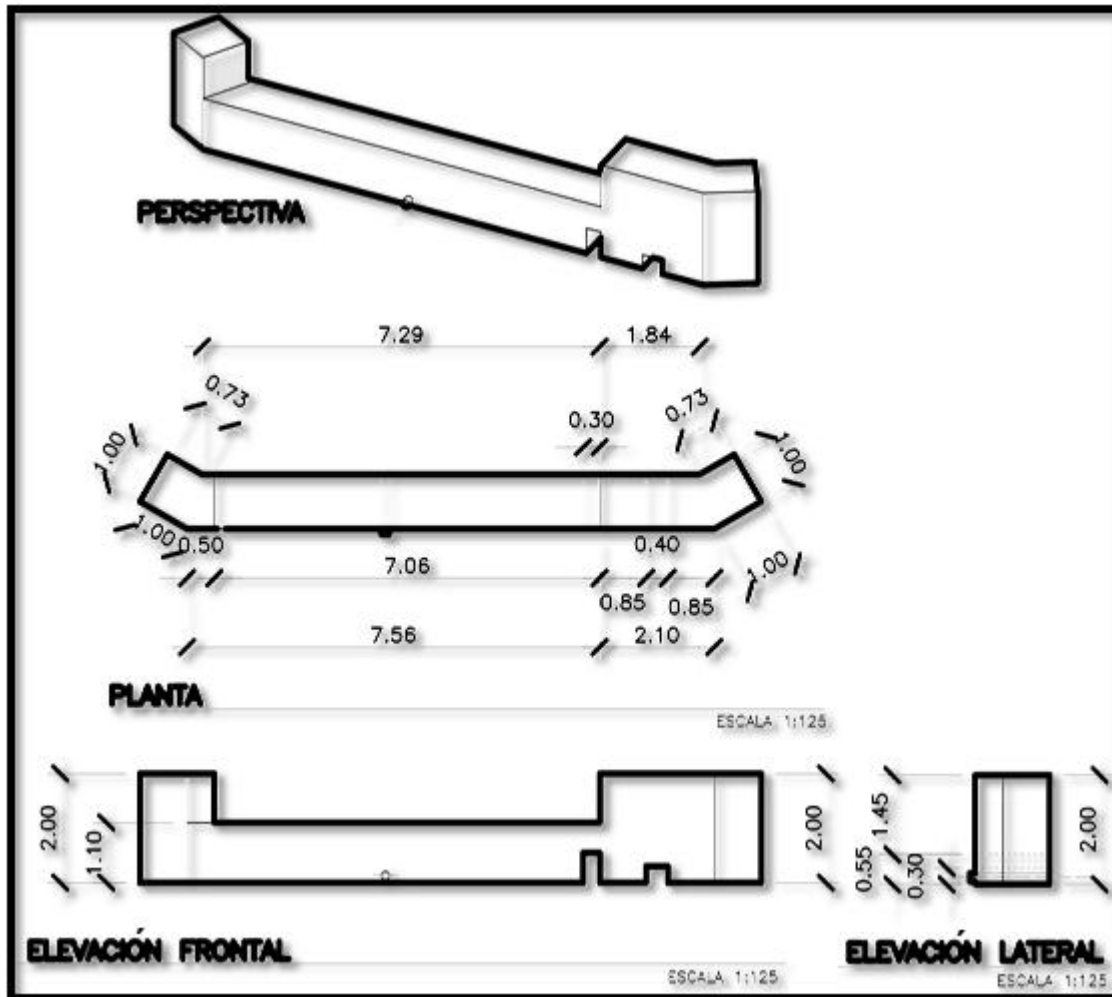
También, es esencial que se instale una rejilla adecuada para impedir el ingreso de sólidos al canal de conducción. Dicha rejilla estará formada por varillas tipo T de 1"X3/16, separadas a una distancia de 1 cm, para un total de 31 varillas.

Además, deberá instalarse una tubería al pie de la presa con la capacidad de evacuar el caudal ecológico al cauce del río y mantener las áreas húmedas. La tubería debe ser de un diámetro de 6" por 1,10 m de longitud para garantizar su buen funcionamiento.

También, deberá realizarse un mantenimiento mayor que consista en extracción de arena acumulada aguas arriba de la toma, reparación de una de las compuertas existentes para que abra y cierre en su totalidad, construir la compuerta que conduce hacia el canal de conducción con sus nuevas dimensiones y realizar limpieza de maleza en los alrededores.

En la figura 63 se muestran las vistas y la perspectiva de la bocatoma; pueden observarse todas sus dimensiones, se muestra las mejoras a realizarse, como la instalación del tubo para el caudal ecológico y la nueva transición al canal de conducción; además, puede observarse la compuerta de purga para limpieza y mantenimiento.

Figura 63. **Bocatoma**



Fuente: elaboración propia.

4.2.4.3. Dimensionamiento del canal de conducción

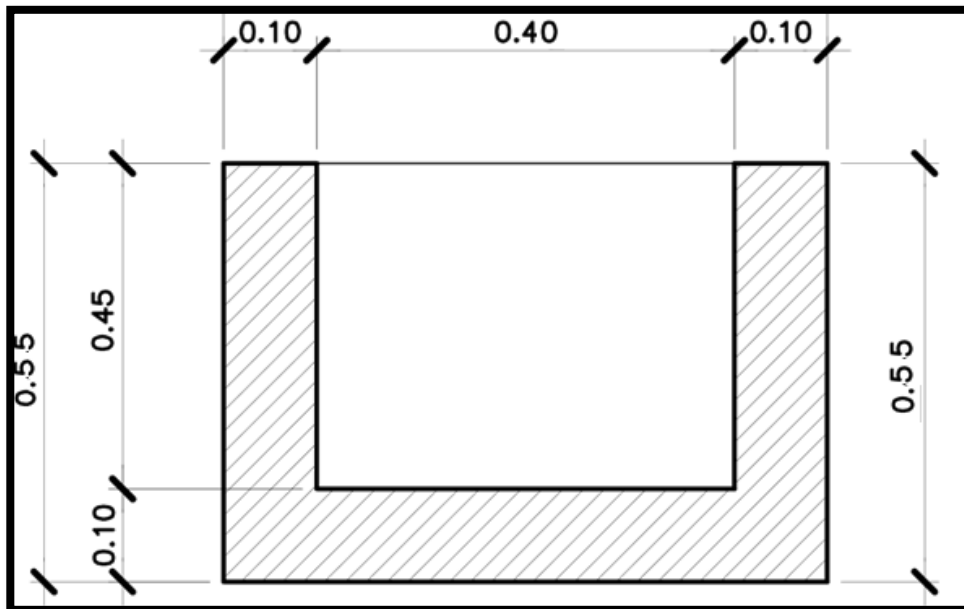
Para el canal de conducción se propone conservar la trayectoria existente en su totalidad, de esta manera se aprovechan obras construidas a lo largo de éste como; rellenos y pasos de agua de lluvia. Sin embargo, el canal deberá

construirse de nuevo, principalmente, porque debe ser redimensionado al nuevo caudal de diseño.

Para la construcción del nuevo canal se propone una forma rectangular a cielo abierto con una longitud de 975,5 m y una pendiente de 2,46 %, equivalente a 1,41° de inclinación ya que se recomienda que la pendiente de los canales no sea mayor a 6°.

Según el caudal de diseño de 0,46 m³/s y una velocidad del agua de 4 m/s, velocidad recomendada para un canal con revestimiento de concreto y agua relativamente limpia, la sección transversal del canal de conducción deberá ser de 0,115 m², lo cual se puede lograr con 40 cm de ancho por 29 cm de altura; sin embargo, para el dimensionamiento del canal se dejará una altura de seguridad de 16 cm, con unas dimensiones finales de 40 cm de ancho por 45 cm de alto. El canal debe ser revestido en la totalidad del recorrido con una capa de concreto de 10 cm para evitar filtraciones. En la figura 64 se muestra un corte transversal del canal de conducción con todas sus dimensiones.

Figura 64. **Canal de conducción**



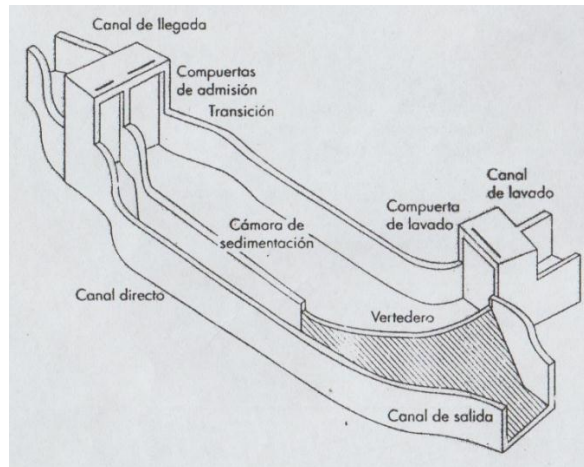
Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

4.2.4.4. **Dimensionamiento del desarenador**

Para el desarenador se propone uno del tipo de lavado intermitente, el cual debe ser lavado periódicamente; sin embargo, se eligió de este tipo por su simplicidad y debido a que el agua del río tiene bajo contenido de sólidos.

Este tipo de canal cuenta con una compuerta de admisión, una transición de entrada (parte más angosta), una cámara de sedimentación, una compuerta de lavado, un canal de lavado, un vertedero, una transición de salida y un canal de salida; además, cuenta con un canal directo o *bypass* conectado al canal de salida con su respectiva compuerta para facilitar el mantenimiento de la cámara de sedimentación. En la figura 65 se muestra un desarenador de este tipo.

Figura 65. **Desarenador de lavado intermitente**



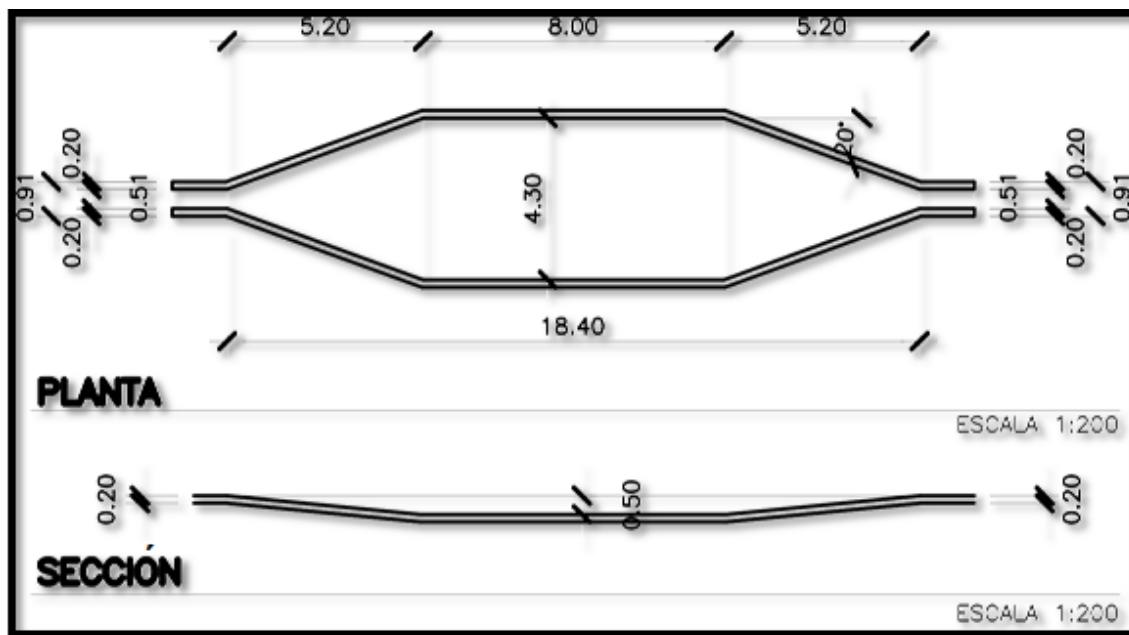
Fuente: ORTIZ FLOREZ, Ramiro. *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. p. 184.

Según la caída útil de la central que es de 57 m se elige un diámetro máximo de partículas admitido de 0,1 mm. Se elige una velocidad de decantación (velocidad horizontal) de 0,216 m/s, con lo que se garantiza eliminar partículas desde arcilla hasta arena gruesa. La velocidad de sedimentación (velocidad vertical) será de 0,692 cm/s, que es la velocidad para las partículas del diámetro máximo admitido. La profundidad del desarenador será de 50 cm. Y el ángulo de divergencia (ángulo entre la horizontal y la parte inclinada de la transición) será de 20°.

Con los parámetros anteriores, se determina que la longitud del desarenador será de 18,4 m, por un ancho de 4,3 m. Dentro de la longitud total del desarenador se contará con una longitud de la transición de 5,2 m, tanto en la transición de entrada como de salida. Además, deberá darse una altura de seguridad adicional al desarenador que también será de 16 cm.

Además, deberá realizarse junto a éste un canal de dimensiones iguales al canal de conducción, con su respectiva compuerta que servirá como *bypass*. En la figura 66 se muestran la vista de planta y un corte longitudinal del desarenador con sus principales dimensiones.

Figura 66. **Desarenador**



Fuente: elaboración propia.

4.2.4.5. Dimensionamiento y elección de la tubería de presión

Para la tubería de presión se propone conservar la trayectoria existente, por lo que tendrá una longitud de 138,18 m aunque ésta deberá ser reemplazada por una con el diámetro, espesor y material óptimo para nuevo caudal de diseño.

En cuanto al material de la tubería se propone la utilización de tubería de policloruro de vinilo (PVC). Actualmente, es una de las más empleadas en pequeñas centrales hidroeléctricas, debido a que es relativamente económica, existe gran variedad de diámetros disponibles y es adecuada para presiones elevadas. Además, resulta bastante liviana, lo que la hace fácil de transportar e instalar. Tiene un factor de pérdidas por fricción bajo y es resistente a la corrosión. Dentro de las desventajas se tiene que es frágil y fácil de deteriorar cuando está expuesta a la luz ultravioleta, por tal motivo la tubería deberá estar enterrada en todo su recorrido.

El diámetro de la tubería de presión será de 18", que resulta ser la mejor opción en cuanto a la relación costos versus pérdidas, debido a que para una tubería de 15" que era la otra opción, aunque se reducirían los costos; también, se elevarían demasiado las pérdidas, por lo que se tiene una mejor amortización para la primera opción. Las pérdidas de carga en la tubería para un diámetro de 18" serán de 1,47 m con lo que se obtendrá una caída neta de 55,53 m.

Por otro lado, la presión en el punto más bajo de la tubería será de 80,83 PSI, por lo que debido a la presión adicional por el golpe de ariete se utilizará una tubería de 125 PSI. Por lo tanto, el espesor de la tubería de presión será de 28,1 mm.

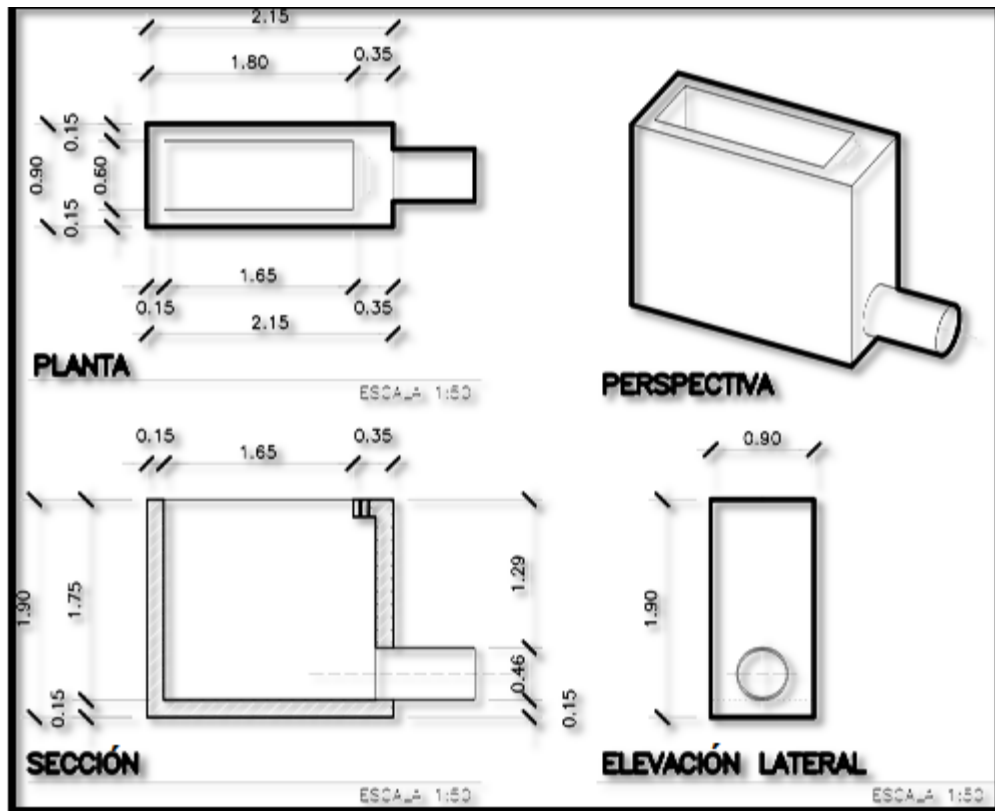
4.2.4.6. Dimensionamiento de la cámara de presión

En cuanto a la cámara de presión, esta deberá ser construida de nuevo en su totalidad ya que debe ser rediseñada para el nuevo caudal de diseño, aunque se conservará la ubicación de la cámara de presión actual.

La cámara de presión debe tener capacidad suficiente para garantizar la partida o parada brusca de las turbinas. Está conectada directamente al canal de conducción a través de una transición; cuenta con una rejilla previo a la tubería de presión para evitar el ingreso de sólidos y también con una compuerta de seguridad entre la rejilla y la tubería. Además, debe construirse un aliviadero al final del canal de conducción, previo a la cámara para verter los excesos de agua en la cámara.

Las dimensiones de la cámara de presión serán de 1,65 m de longitud por 0,6 m de ancho y 1,90 m de profundidad y toda la cámara de presión contará con un espesor de muros de 0,15 m y reforzados con hierro para soportar la presión. En la figura 67 se muestran las vistas y las perspectivas de la cámara de presión y sus principales dimensiones.

Figura 67. Cámara de presión



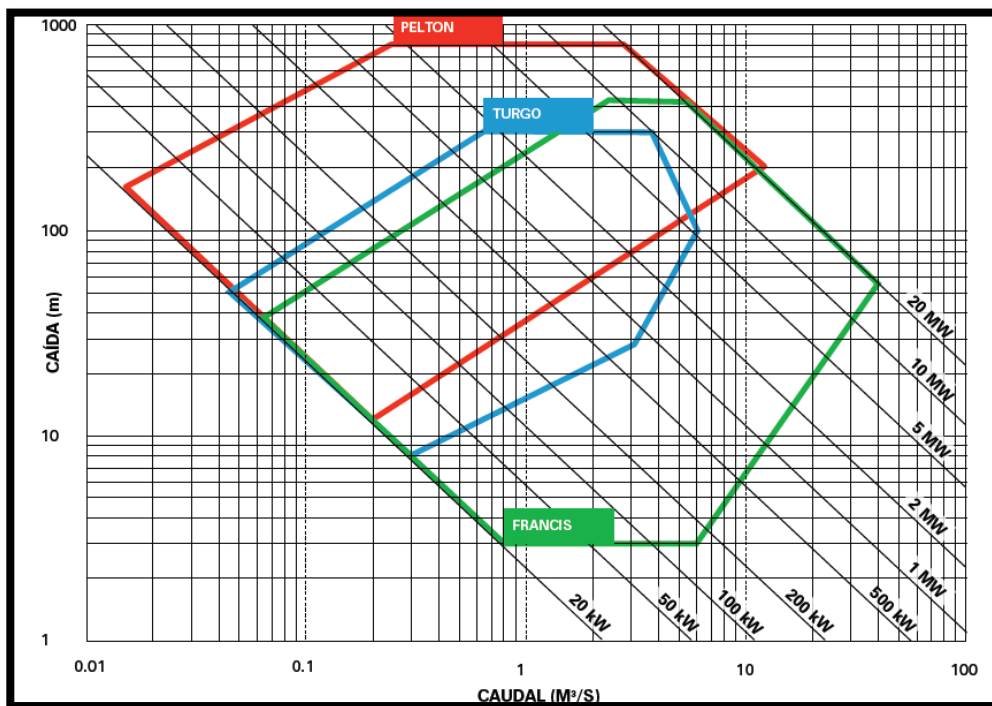
Fuente: elaboración propia.

4.2.4.7. Dimensionamiento y elección de la turbina

Tomando en cuenta los datos de caída neta de 55,53 m, un caudal de diseño de $0,46 \text{ m}^3/\text{s}$ y aplicando un nomograma proporcionado por cualquier fabricante como el presentado en la figura 68 proporcionado por Gilkes, puede observarse que puede elegirse una turbina Pelton, una Turgo o una Francis. Sin embargo, realizando un análisis a dicho nomograma se observa que la turbina Pelton es la que funciona a un caudal menor para la caída neta con la que se cuenta, siendo este de aproximadamente de $0,045 \text{ m}^3/\text{s}$, es decir, un 9,78 % del

caudal; de diseño, mientras que la Turgo funcionaría a un caudal mínimo de $0,052 \text{ m}^3/\text{s}$, es decir, un 11,3 % ;y la Francis a un caudal de aproximadamente $0,12 \text{ m}^3/\text{s}$ o sea un 26,08 % del caudal de diseño.

Figura 68. **Nomograma de aplicación para turbinas hidráulicas**



Fuente: *Cronogramas*. http://www.gilkes.com/user_uploads/gilkes%20hydro%20brochure%20-%20spanish.pdf. Consulta: 1 de marzo de 2018.

Por tal motivo, se propondrá una turbina tipo Pelton con una potencia de salida de 226 KW, de eje horizontal, a una eficiencia de 0,9 y velocidad de chorro a la salida del inyector de 32,02 m/s, un diámetro de chorro de 14 cm, con diámetro de circunferencia de cucharas de 17 cm, velocidad específica 268,39, velocidad de turbina 1, 800 rpm y una cantidad de 17 cucharas.

4.2.4.8. Dimensionamiento y elección del generador

Para el dimensionamiento y la elección del generador, se comenzará calculando la potencia disponible en el eje de la turbina, ya que sería la máxima potencia activa que el generador podría suministrar. El cálculo de la potencia se hará mediante la siguiente ecuación:

$$P = g * Q * H * \eta_T$$

Donde:

- P es la potencia disponible en el eje de la turbina en KW
- g es la aceleración debida a la fuerza de gravedad, 9,8 m/s²
- Q es el caudal de diseño, 0,46 m³/s
- H es la caída neta de la central, 55,53 m
- η_T es la eficiencia de la turbina adimensional, 0,9

Por lo tanto, la potencia en el eje de la turbina será de 226,00 KW, que será la máxima potencia activa que podrá entregar el generador; además, el generador estará instalado en un sitio con temperatura ambiente de 35 °C, a una altitud de 654 msnm y en interior; con base en esos datos y a la disponibilidad de generadores en el mercado, se calculará la potencia aparente del generador a instalarse y se elegirá el que mejor se adecue a las necesidades del proyecto.

Los datos de fabricación utilizados para el dimensionamiento del generador serán tomados del catálogo de alternadores síncronos Stamford, aptos para operar con turbinas hidráulicas. Los generadores síncronos trifásicos Stamford, aptos para este tipo de proyecto, operan a un factor de potencia fp de

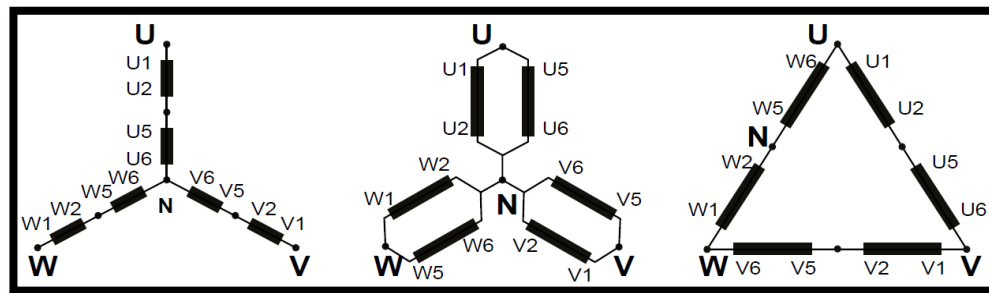
0,8. Entonces tomando en cuenta lo anterior, la potencia aparente S del generador deberá ser de 282,5 KVA. Por tanto, el generador que mejor se adecua a dicha potencia es el modelo UCDI274J, dicho modelo de generador posee las siguientes características técnicas:

- Potencia nominal: 300,00 KVA
- Tensión nominal: 480 Y/ 240 YY / 277 Δ V
- Frecuencia: 60 Hz
- Factor de potencia nominal: 0,8
- Eficiencia: 92,7-92,8
- Número de fases: 3
- Número de polos: 4
- Número de terminales: 12
- ΔT nominal (temperatura del bobinado): 125 °C
- Clase de aislamiento: H (180 °C)
- Velocidad síncrona nominal: 1, 800 rpm
- Sobrevelocidad máxima: 2, 250 rpm
- Tipo de enfriamiento: aire
- Tipo de montaje: horizontal
- Regulador de voltaje (AVR): SX460
- Protección mecánica estándar: IP23
- Dimensiones: 79 cm de alto, 100 cm de largo y 58,3 cm de ancho
- Peso: 1 500 libras

4.2.4.8.1. Esquemas de conexión del generador

A continuación, en la figura 69 se muestran los esquemas de conexión para el generador propuesto, en el lado izquierdo se muestra una conexión estrella serie (Y), al centro una conexión estrella paralelo (YY) y al lado derecho una conexión delta serie (Δ). Para el generador propuesto, se utilizará la conexión estrella serie (Y), con lo cual se obtendrá un voltaje de fase (U-V, V-W, W-U) de 480 V y un voltaje de línea (U-N, V-N, W-N) de 277 V.

Figura 69. Esquemas de conexión

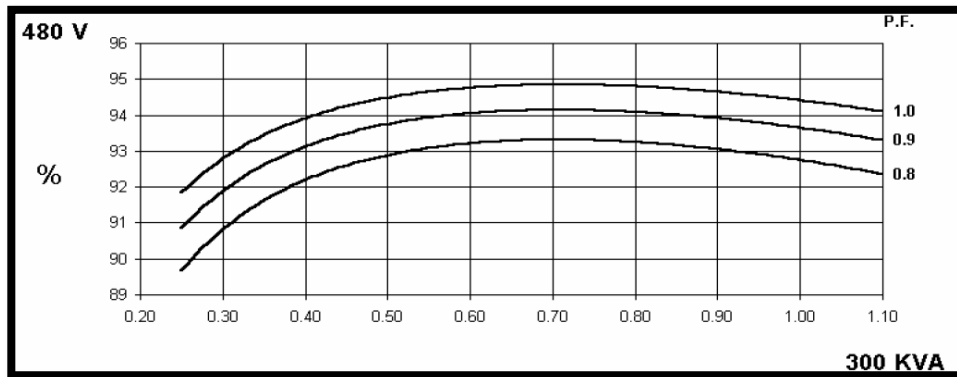


Fuente: *Esquema de conexión*. https://stamford-avk.com/sites/default/files/literature/all/UCDI274J-311-TD-EN_Rev_A.pdf. Consulta: 5 de marzo de 2018.

4.2.4.8.2. Eficiencia del generador

Para la conexión elegida, el generador podrá trabajar a una eficiencia de 92,8 %. En la figura 70 se muestra la curva de eficiencia del generador, para la conexión elegida, puede notarse el comportamiento de la eficiencia al aumentar o disminuir la carga, por ejemplo, nótese que cuando el generador trabaja al 100 % de la carga, se obtiene una eficiencia de aproximadamente 92,8 %.

Figura 70. Curva de eficiencia



Fuente: *Esquema de conexión*. https://stamford-avk.com/sites/default/files/literature/all/UCDI274J-311-TD-EN_Rev_A.pdf. Consulta: 5 de marzo de 2018.

4.2.4.8.3. Sistema de excitación y regulador de voltaje del generador

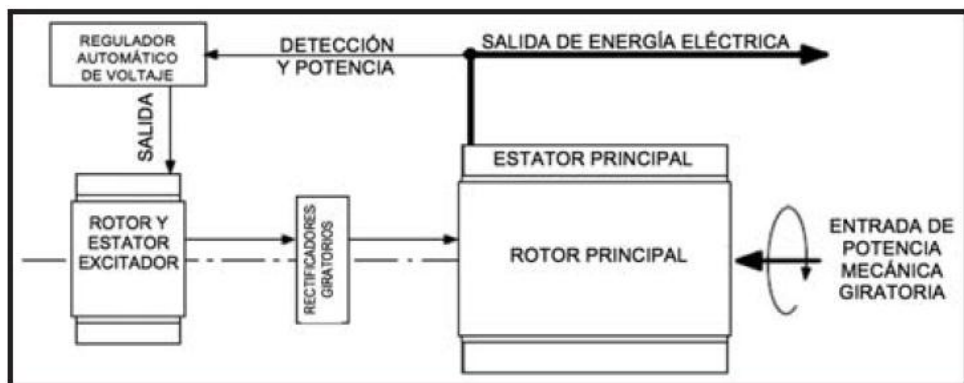
El generador está equipado con un sistema de excitación autoexcitado, el cual se energiza vía el regulador de voltaje automático (AVR), y consiste en una excitatriz de corriente alterna, formada por un estator y un rotor cuya salida está conectada a un sistema de rectificación rotativo que alimenta con corriente continua al rotor del generador; por lo tanto, la excitatriz está acoplada directamente al generador. Cabe mencionar que el estator de la excitatriz principal posee imanes permanentes, lo que garantiza el mantenimiento de la tensión residual del alternador, sin la necesidad de fuente externa para el encendido luego de largos períodos de parada.

El AVR detecta el voltaje y frecuencia de salida del generador, las compara con los valores de referencia y luego suministra una salida de

corriente continua regulada a los devanados de campo de la excitatriz; por tanto, se induce una corriente alterna en el rotor de la excitatriz, la cual es rectificadora con diodos giratorios para suministrar corriente continua al rotor del generador (campo del generador). Por lo tanto, el AVR aumenta o disminuye la corriente de campo de la excitatriz al detectar cambios de magnitud y frecuencia del voltaje de salida del generador debido a los cambios en la carga.

El generador está equipado con un AVR modelo SX460, cuyas principales características técnicas son: una regulación de voltaje de $\pm 1\%$, una respuesta típica de 20 ms, un ajuste externo de voltaje de $\pm 10\%$ y un *set point* para protección de baja frecuencia de 95 % Hz. En la figura 71 se muestra el diagrama de funcionamiento del sistema de excitación gobernado por el AVR.

Figura 71. **Sistema de excitación gobernado por AVR SX460**



Fuente: *Esquema de conexión*. https://stamford-avk.com/sites/default/files/literature/all/UCDI274J-311-TD-EN_Rev_A.pdf. Consulta: 5 de marzo de 2018.

4.2.4.8.4. Sistema de protecciones del generador

En general, para el generador se recomienda un esquema de protección estándar basado en los requerimientos técnicos de conexión establecidos en la NTGDR; a continuación, se muestran los requerimientos generales que deben ser considerados en GDRs trifásicos menores o iguales a 500 KW.

- Dispositivo de interrupción con capacidad de interrumpir la máxima corriente de falla.
- Dispositivo de desconexión de la interconexión (manual, con bloqueo, visible y accesible).
- Dispositivo de desconexión del generador.
- Disparo por sobretensión.
- Disparo por baja tensión.
- Disparo por sobre/baja frecuencia.
- Chequeo de sincronismo (automático, manual).
- Disparo por sobrecorriente a tierra.
- Disparo de potencia inversa.
- Disparo por falta de tensión en la red (relé antiisla).

Por lo tanto, para la protección del generador se propone la utilización del relé de protección SIPROTEC 4 modelo 7UM62; esta unidad ha sido diseñada y desarrollada especialmente para generadores pequeños e integra las funciones necesarias y son especialmente adecuados para generadores de pequeños aprovechamientos hidráulicos; dicho relé posee las siguientes funciones principales de protección requeridas en la NTGDR.

- Protección de sobre intensidad de tiempo definido (con sostenimiento por subtensión).

La protección de sobre intensidad de tiempo definido sirve como protección de reserva para la protección contra cortocircuitos del generador o como protección de reserva para partes de red conectadas a continuación de este, si allí no se desconectan a tiempo las faltas, de manera que pueda llegar a existir un riesgo para el generador. Cada intensidad de fase se compara individualmente con el valor de ajuste común I y si lo supera se comunica por separado. Transcurrido el correspondiente tiempo de retardo T se envía una señal de disparo del interruptor.

Para el ajuste de la función de sobre intensidad de tiempo definido se debe determinar sobre todo la máxima intensidad de trabajo que aparezca. Debe quedar excluido el arranque ya que la protección se puede disparar si se han ajustado unos tiempos correspondientemente cortos para las órdenes. Por consiguiente, para los generadores deberá ajustarse la intensidad a un valor mayor que la sobrecarga máxima esperada, en aproximadamente el 20 % y hasta un 30 %. El tiempo de retardo de disparo debe estar coordinado con el plan de coordinación de la red, para que en cada caso se desconecte (selectividad) primero el dispositivo de protección que esté más próximo al punto de la falta.

- Protección de sobre intensidad de tiempo definido (con determinación direccional)

Básicamente esta protección opera de igual manera que la anterior, pero con la diferencia de esta cuenta con la opción (desconectable) de operación de

disparo solo en caso de falla en dirección hacia atrás, es decir, hacia el generador.

- Protección de sobre intensidad de tiempo inverso (controlado/dependiente de tensión)

La protección de sobre intensidad dependiente constituye la protección contra cortocircuitos en las máquinas de menor potencia, además, para los fallos en la red, que allí no puedan desconectarse a tiempo, constituye una protección de reserva.

Cada intensidad de fase se compara con el valor ajustado común I_p . Si una fase rebasa 1,1 veces el valor ajustado, se activa la protección y se efectúa una comunicación selectiva. Al activarse la protección I_p , se calcula el tiempo de disparo, según la característica de disparo seleccionada, a partir de la intensidad de falla que fluye y una vez transcurrido dicho tiempo se emite una orden de disparo al interruptor principal.

- Protección de sobretensión

La protección contra sobretensión tiene como objetivo proteger la máquina eléctrica y las partes de la instalación unidas a ésta contra aumentos de tensión inadmisibles y con ello contra problemas de aislamiento. Los aumentos de tensión pueden ocurrir, por ejemplo, debido a fallos en el manejo manual del sistema de excitación, o debido a un funcionamiento defectuoso del regulador automático de voltaje AVR.

En la protección de sobretensión se puede seleccionar si se debe supervisar las tensiones fase-fase o las tensiones fase-tierra. En caso de

sobretensión alta se desconecta con un mínimo retardo, si las sobretensiones son menores con un retardo más largo, para dar oportunidad al regulador de voltaje de regular de nuevo la tensión a su nivel nominal. Los valores límites de tensión y los tiempos de demora se pueden ajustar individualmente para ambos niveles.

- Protección de subtensión

La protección de subtensión detecta la reducción de tensión en las líneas de transmisión y en el generador y evita condiciones de servicio no permisibles y una posible pérdida de estabilidad, enviando orden de apertura al descender por debajo del valor configurado.

- Protección de frecuencia

La protección de frecuencia tiene como misión detectar sobrefrecuencias (por ejemplo, por la desconexión de cargas muy grandes significativas para la red) o subfrecuencias (por ejemplo, debido a unas mayores necesidades de potencia activa de la red) del generador. Si la frecuencia se encuentra fuera del campo permitido, se efectúan las operaciones de desconexión correspondientes, como la separación del generador de la red. Mediante las funciones de filtro aplicadas y la repetición de mediciones, la medición es prácticamente independiente de las influencias de los armónicos y alcanza una gran exactitud.

La protección de frecuencia dispone de cuatro escalones de frecuencia f1 a f4, los escalones son ajustables para la disminución y para el aumento de la frecuencia, de modo independiente y por separado. Dentro de la configuración

se podrá decidir qué acción llevar a cabo en cada escalón y se podrá decidir a qué frecuencia actúa cada escalón.

- Protección contra pérdida de sincronismo

Dependiendo del estado de conexión de la red y de los generadores, tras diversos procesos dinámicos tales como saltos de carga, cortocircuitos no desconectados con la suficiente rapidez, breves interrupciones o maniobras de conmutación, se pueden presentar procesos de tipo oscilatorio. Estos consisten en oscilaciones de potencia que pueden poner en peligro la estabilidad de la red. Los problemas de estabilidad vienen dados principalmente por oscilaciones de potencia activa, que pueden dar lugar a un deslizamiento y por lo tanto a un esfuerzo intenso de los generadores.

La protección contra pérdida de sincronismo está basada en la medición de impedancia y en la evaluación de la variación del vector de impedancia complejo. Dependiendo de la variación de la impedancia y, por lo tanto, dependiendo de dónde se encuentra el centro de la oscilación, se toma la decisión de tener que separar o no el generador de la red.

- Protección diferencial de intensidad a tierra.
- La protección diferencial de intensidad a tierra comprende los cortocircuitos a tierra en el generador y transformadores en los que el punto de estrella está puesto a tierra con baja impedancia o está sólidamente puesto a tierra. Es más selectivo y más sensible que la protección diferencial clásica.

- Protección de potencia inversa

La protección de la potencia inversa sirve como protección de una unidad turbina-generador cuando en caso de fallo de la energía de accionamiento, el generador síncrono actúa como motor y pone en marcha la turbina recibiendo de la red la potencia de necesaria. Este estado supone un riesgo para los álabes de la turbina y debe subsanarse en un breve período de tiempo abriendo el interruptor de la red.

Además, el relé posee las siguientes características de protección adicionales requeridas para garantizar el buen funcionamiento del generador.

- Protección de sobrecarga
- Protección de carga desequilibrada
- Protección de sobre intensidad en el arranque
- Protección diferencial
- Protección de subexcitación
- Protección de sobreexcitación
- Protección de cortocircuito entre espiras
- Protección de fallo del interruptor
- Protección contra energización accidental
- Funciones de supervisión
- Acoplamientos
- Interruptor principal acoplado

4.2.4.9. Dimensionamiento de la casa de máquinas

Tomando en cuenta los requerimientos de espacio para la instalación del grupo generador turbina y el equipo electromecánico necesario, se planificó el

arreglo general de equipos, recorrido tentativo de las canaletas de cables y el diseño y dimensionamiento de la planta general de la casa de máquinas.

La casa de máquinas contará con estructuras de concreto armado, de una sola planta, de terraza fundida, portones de acceso de metal, piso de concreto y con dimensiones de 3 m de ancho por 5 m largo. Alojará un solo grupo turbina generador, así como los respectivos tableros de baja y media tensión y demás equipo electromecánico necesario para la operación y el control de la central.

Si bien el arreglo general del equipamiento puede variar se considera que las dimensiones de la casa de máquinas son conservadoras, estimándose que pueden ser reducidas durante la construcción.

4.2.4.10. Dimensionamiento del transformador

El transformador será el encargado de elevar el nivel de tensión inmediatamente en la salida del generador de 480 V a 13,8 KV, nivel de la red de distribución a la cual será conectado. La capacidad de dicho transformador será de 300 KVA al igual que el generador, considerado como un caso crítico, aunque se sabe que la máxima potencia aparente que podría presentarse es de 282,5 KVA, equivalente a la potencia de la turbina y al fp de 0,8 del generador. Por otro lado, una potencia nominal de 300 KVA resulta ser comercialmente fácil de encontrar entre los distintos fabricantes de transformadores.

Para la elección del transformador se propone uno tipo pedestal (Padmounted), especial para ser instalado a la intemperie, los datos técnicos del transformador que mejor se adecua al proyecto son los siguientes.

- Voltaje (HV): 13, 800/7, 970 V

- Voltaje (LV): 480 V
- Número de fases: 3
- Taps del bobinado (HV): $\pm 2 \times 2,5 \%$
- Conexión alta tensión (HV): estrella
- Conexión baja tensión (LV): delta
- BIL Alta tensión (HV): 95 KV
- BIL Baja tensión (LV): 30 KV
- Frecuencia: 60 Hz
- Tipo de fluido: aceite mineral
- Temperatura ambiente: 35 °C
- Nivel de pérdidas: estándar
- Color: verde
- Incremento de temperatura: 65 °C
- Bushings (HV): 3 tipo pozo
- Bushings (LV): 4 tipo espada
- Protección: fusibles tipo bayoneta
- Medición de nivel de líquido
- Válvula de liberación de presión
- Provisiones para futuro medidor de presión
- Medición de temperatura
- Válvula de drenaje y toma de muestras
- Switch de dos posiciones
- Dimensiones: 1,4 m de alto, 1,7 m de ancho y 1,2 m de largo
- Peso: 3 300 libras

En cuanto a la conexión, se elige una Δ -y debido a que no representa problema con los componentes de tercer armónico, puesto a que se genera una corriente circulante en lado conectado en Δ . El empleo de la conexión en

estrella en el lado de alta tensión permite poner a tierra el neutro. Sin embargo, para esta disposición, las tensiones secundarias sufren un desplazamiento de 30° respecto a las tensiones del primario,. En la figura 72 se muestra un transformador tipo pedestal de 300 KVA.

Figura 72. **Transformador tipo pedestal 300 KVA**



Fuente: *Catálogo*. <https://co.all.biz/img/co/catalog/6432.png>. Consulta: 07 de marzo de 2018.

Como protección del transformador de 300 KVA se propone la utilización de cortacircuitos con fusibles tipo K (rápidos), instalados en la primera estructura de la línea de interconexión justo en las afueras de la casa de máquinas.

Algunos fabricantes de equipos de protección, como AREVA T&D, proponen tablas para la elección del fusible más adecuado que proteja a transformadores desde 75 KVA hasta 3, 000 KVA (después de esta potencia recomienda el uso de interruptores de vacío o gas); en la tabla XXI se muestran

las corrientes nominales de los fusibles disponibles, con base en la tensión y la potencia nominal del transformador.

Tabla XXI. Selección de fusibles para transformadores

POTENCIA EN KVA	TENSIÓN DE OPERACIÓN EN KV												COMENTARIOS
	SERIE 07				SERIE 15				SERIE 20		SERIE 30		
	2,4	4,16	4,8	7,2	13,2	13,8	15	17,5	23	25,8	34,5	36	
15	10	4	4	4	2	2	1	1	1	1	1	1	FUSIBLE SIN PERCUTOR
30	16	10	10	8	4	4	2	2	2	2	1	1	
45	25	16	10	10	4	4	4	4	4	2	2	2	
75	40	25	25	16	6	6	6	6	4	4	4	4	
112,5	63	32	32	25	10	10	10	10	6	6	4	4	
150	75	40	40	25	16	16	16	10	10	6	6	6	
225	125	63	63	40	25	25	25	16	16	10	10	10	
300	160	100	75	50	32	25	25	25	16	16	10	10	FUSIBLE NORMAL CON PERCUTOR
400	200	125	100	75	40	40	32	32	25	25	16	16	
500	250	160	125	100	50	40	40	32	25	25	16	16	
750	400	200	200	125	75	63	63	50	40	40	25	25	(DESDE 4A) 1
1000	500	315	250	160	100	100	100	75	50	50	40	32	FUSIBLE POR FASE
1250	2x315	400	315	200	125	125	100	100	63	63	50	40	
1500	—	500	400	250	160	125	125	100	75	75	50	50	
2000	—	2x315	500	400	200	160	160	160	100	100	75	75	
2500	—	—	2x315	400	2x125	200	200	200	125	125	100	100	
3000	—	—	—	500	2x160	2x160	2x125	200	160	160	100	100	
3750	—	—	—	2x315	2x200	2x160	2x160	2x125	2x100	2x100	2x63	2x63	2 FUSIBLES POR FASE
5000	—	—	—	—	—	—	2x200	2x200	2x160	2x125	2x100	2x100	
7500	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	INTERRUPTOR DE POTENCIA
10000	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

Fuente: *Fusibles limitadores de corriente*. http://grupoteimexico.com.mx/fusibles_limitadores_de_corriente.php. Consulta: 13 de marzo de 2018.

En la tabla anterior se observa que para una potencia de 300 KVA y una tensión de 13,8 KV se recomienda la utilización de un fusible de 25 A (uno por fase); a continuación, se hará la verificación de la elección del fusible calculando la corriente nominal. El cálculo de la corriente nominal de fase I_{ϕ} , se hará mediante la siguiente ecuación.

$$I_{\phi} = \frac{S_T}{\sqrt{3}V_L}$$

Donde:

- S_T : es la potencia aparente trifásica, que se tomará de 300 KVA, por ser la potencia del transformador.
- V_L : es el voltaje de línea nominal, el cual es de 13,8 KV.

Por lo tanto, la corriente nominal de fase I_ϕ es de 12,55 A, con lo que se determina que el fusible de 25 A propuesto es el idóneo para la protección del transformador principal.

4.2.4.11. Dimensionamiento de la línea de transmisión

La línea de transmisión contará con una longitud aproximada de 1,57 km, de los cuales ya se cuenta con un tramo construido de 0,24 km (desde la casa de máquinas hasta en el beneficio de café), el cual cuenta con estructuras de concreto, cruceros de metal, aisladores de porcelana y seccionadores tipo fusibles en la salida del punto de transformación. A dicho tramo solo deberá adicionarse el cable de guarda ya que actualmente no cuenta con ello; dicho cable de guarda será adicionado en el material calculado para la construcción de la línea nueva.

Por lo tanto, habrá que construir un tramo de 1,33 km (desde el beneficio de café hasta el punto de interconexión). En la estructura final deberá instalarse un juego de seccionadores tipo fusible para la interconexión.

La longitud estimada de la línea de 1,33 km ha sido tomada desde el beneficio hasta un punto límite de la finca Santa Gertrudis denominado como El

Mojón en línea recta, y a partir de allí la longitud ha sido medida siguiendo la trayectoria de la propia calle hasta encontrar el punto de interconexión. En cuanto al nivel de tensión, este debe ser de 13,8 KV ya que es el nivel de tensión del circuito de distribución más próximo en el cual se encuentra el posible punto de conexión.

La línea aérea deberá tener suficiente resistencia mecánica para soportar las cargas propias y las debidas a las condiciones meteorológicas a las que estará sometida. El diseño de la línea cumplirá con lo establecido por las normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID), en las cuales se encuentra la base para la selección del modelo de cargas por viento y temperatura y factores de sobrecarga.

Las líneas aéreas se dividen, en cuanto a su construcción, en dos clases que se denominan por las letras B y C. La clase B tiene mayor resistencia mecánica y llena los requisitos más exigentes, que se consideran necesarios en lugares de mayor riesgo. La clase C tiene menor resistencia mecánica que la B, pero llena los requisitos que se consideran necesarios en lugares de menor riesgo. Para la construcción de la línea se han tomado los siguientes parámetros de diseño según su ubicación geográfica en el municipio de Colomba.

- Velocidad del viento máxima: 80 km/h
- Temperatura mínima: 10 °C
- Temperatura máxima: 50 °C
- Presión del viento sobre superficies cilíndricas: 31 kg/m²
- Clase de línea: C

A continuación, en la tabla XXII, se muestra el resumen de las características generales que describen la línea de transmisión.

Tabla XXII. Resumen, línea de interconexión a construir

Nombre	Descripción
Principio de la línea	Beneficio de café
Fin de la línea	Punto de interconexión con red de distribución
Longitud estimada	1,33 Km
Nivel de tensión	13,8 KV
Número de circuitos	1
Conductor de fases	1/0 ACSR desnudo
Cable de guarda	5/16" cable acero galvanizado
Tipo de apoyos	Postes de concreto de 45' clase 750 lbf
Configuración	Horizontal
Aisladores (suspensión)	Cadenas poliméricas
Aisladores (retención)	De porcelana
Cruceros	De madera

Fuente: elaboración propia.

4.2.4.11.1. Conductores

La elección del conductor se realizará basado en los parámetros de diseño, tomados con base en las condiciones meteorológicas de la zona y a los requerimientos establecidos por la empresa distribuidora propietaria del circuito al cual se realizará la interconexión. Para calcular la tensión mecánica máxima de los cables, se deberá considerar como carga total la resultante del peso del cable y de la fuerza producida por el viento actuando horizontalmente y en ángulo recto con la línea a la temperatura y velocidad del viento indicadas.

En cuando a la elección del cable conductor de la línea, se ha propuesto la utilización de cable 1/0 ACSR desnudo. Los cables tipo ACSR (aluminum conductors steel reinforced), están formados por hilos de aluminio cableados

concéntricamente sobre un alma de acero galvanizado; a continuación, se describen los datos técnicos del conductor elegido.

- Código mundial: RAVEN
- Calibre: 1/0
- Equivalente en cobre AWG: 2
- Número de hilos de aluminio: 6
- Número de hilos de acero: 1
- Masa aproximada: 216,2 kg/km
- Carga de ruptura aproximada: 19,48 KN
- Resistencia eléctrica: 0,535 Ω /km
- Ampacidad: 230 A
- Diámetro total nominal: 10,11 mm

Mediante la corriente nominal de fase calculada anteriormente se comprueba que en ningún momento se supera la intensidad máxima admisible por el conductor, demostrando así la idoneidad de este, ya que la corriente nominal de fase I_{ϕ} es de 12.55 A; entonces, basado en la información técnica del conductor elegido, se determina que dicho conductor es capaz de conducir la corriente nominal ya que esta dimensionado por encima de esta.

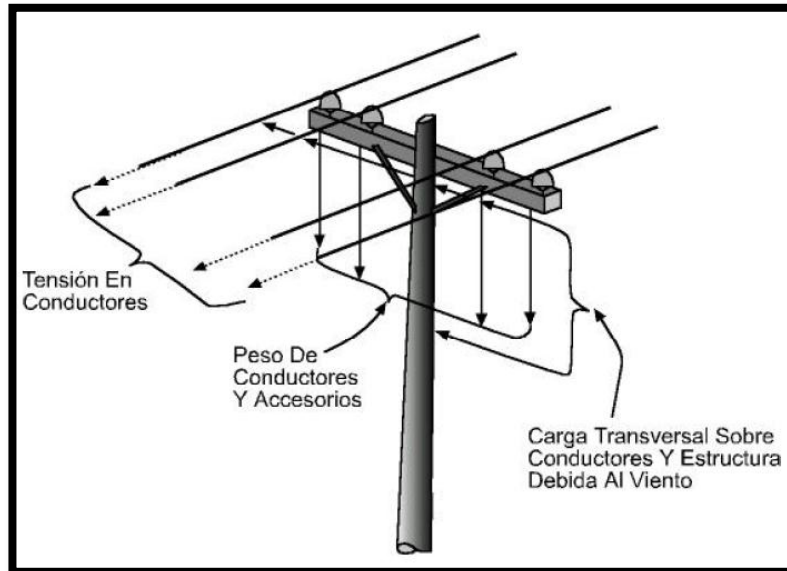
4.2.4.11.2. Estructuras

El análisis de las estructuras a usarse como elementos de apoyo para la línea debe consistir en verificar las cargas actuantes y las reacciones en la base para así poder recomendar una estructura de una resistencia suficiente el cual deberá soportar los esfuerzos máximos a los que será sometida. Las cargas que actúan sobre las estructuras de la línea y sobre el material usado para soportar los conductores y cable de guarda se calculan de la siguiente manera.

- La carga vertical resultante en los cimientos de la estructura se considerará como el peso propio de la estructura, cruceros, aisladores y accesorios de sujeción de los conductores de fase y cable de guarda más el propio peso de los conductores y cable de guarda.
- La carga transversal es la debida al viento, soplando horizontalmente y en ángulo recto a la dirección de la línea, sobre la estructura, conductores, cables de guarda y accesorios.
- La carga longitudinal es la debida a las componentes de las tensiones mecánicas máximas de los conductores o cables, ocasionadas por desequilibrio a uno y otro lado del soporte, ya sea por cambio de tensión mecánica, remate o ruptura de los mismos. La cual no se debe considerar en los soportes comprendidos en tramos de línea rectos.

En la figura 73 se muestran todas las fuerzas que deberán ser consideradas al analizar las cargas sobre las estructuras de soporte, tanto las verticales como transversales y longitudinales.

Figura 73. **Fuerzas que producen carga sobre estructuras de soporte**



Fuente: CNEE. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID*. p. 31.

Como mínimo las estructuras deberán cumplir con los siguientes requisitos.

- Los postes de concreto deberán ser de concreto reforzado o pretensados por los procesos centrifugado y/o vibrado.
- Los postes de madera deberán ser de madera seleccionada, libre de defectos que pudieran disminuir su resistencia mecánica y tratada con una solución preservadora, para aumentar su duración. Todos los postes deberán ser curados, taladrados y con los agujeros y cortes hechos antes del tratamiento.

- Para los postes y estructuras de acero, el espesor del material que se utilice no deberá ser menor de 4 mm. Cuando la aleación de acero no contenga elementos que la hagan resistente a la corrosión se deberá proteger con una capa exterior de pintura o metal galvanizado que garantice la durabilidad.

Las estructuras, cruceros y retenidas, y fundiciones y anclas deberán ser diseñados para soportar las cargas adecuadas multiplicadas por los factores de sobrecarga y resistencia apropiados descritos en las tablas XXIII y XXIV.

Tabla XXIII. **Factores de sobrecarga líneas clase C**

Tipos de Carga	Descripción	Factor de sobrecarga
Verticales	Todas	1,50
Transversales	Viento	2,20
	Tensión del conductor	1,30
Longitudinales	En remates en cruces	1,30
	En remates en otros	1,30

Fuente: CNEE. *normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID*. p. 33.

Tabla XXIV. **Factores de resistencia líneas clase C**

Punto	Factor de resistencia
Estructura de metal y concreto pretensado	1,0
Estructuras de madera y concreto reforzado	0,85
Cable de retenida	0,9
Ancla de retenida y cimientos	1,0

Fuente: CNEE. *normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID*. p. 33.

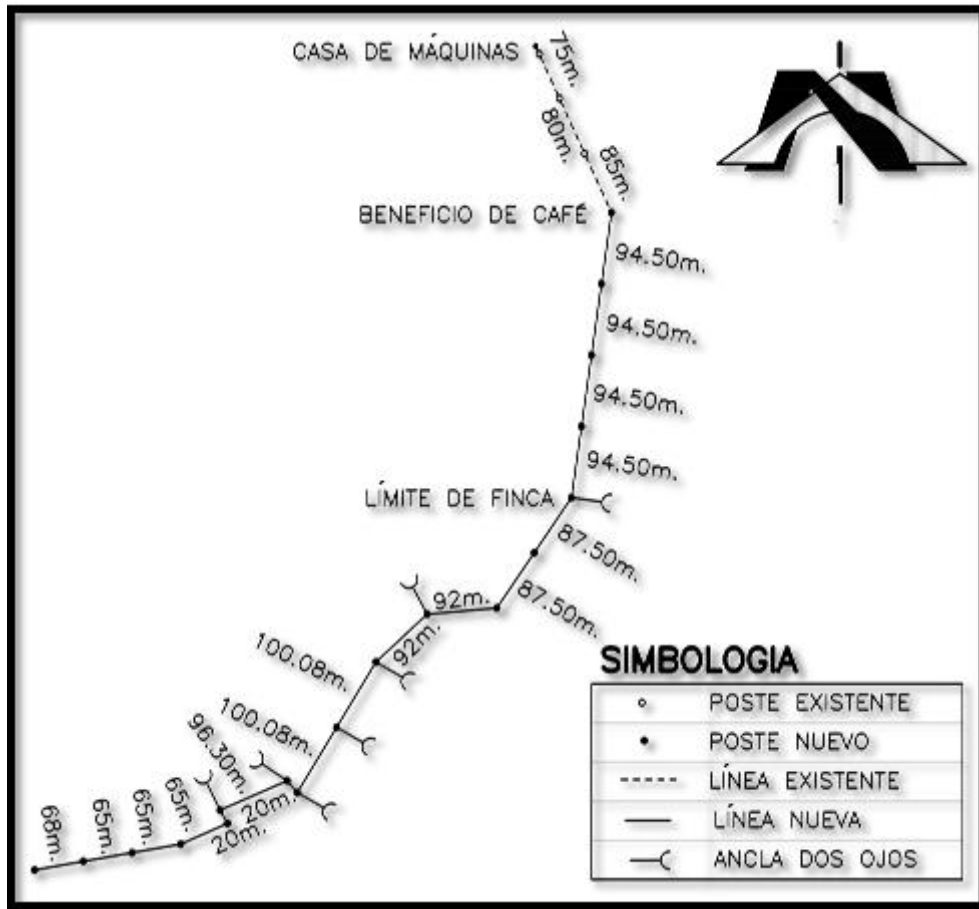
Tomando en cuenta los parámetros anteriores, las estructuras recomendadas para la línea son postes de concreto reforzado de forma tronco cónica e interior hueco de 45' clase 750. Fabricados mediante el proceso de centrifugado, con las siguientes características técnicas.

- Longitud: 45 pies
- Diámetro exterior de punta: 16,5 cm
- Diámetro exterior de base: 38,0 cm
- Pendiente: 1,5 cm/m
- Resistencia mínima a 10 cm de la punta: 1 000
- Número de varillas de refuerzo: 13

El recorrido total de la línea nueva contará con un total de 18 postes con las mismas especificaciones con la particularidad de que 7 de las estructuras, deberán contar con anclas de dos ojos para que aporten un momento resistente al poste en puntos de ángulos críticos; las otras estructuras son de paso y no deberán contar con anclaje. Para el diseño de la línea, se han tomado vanos no mayores a 100 m.

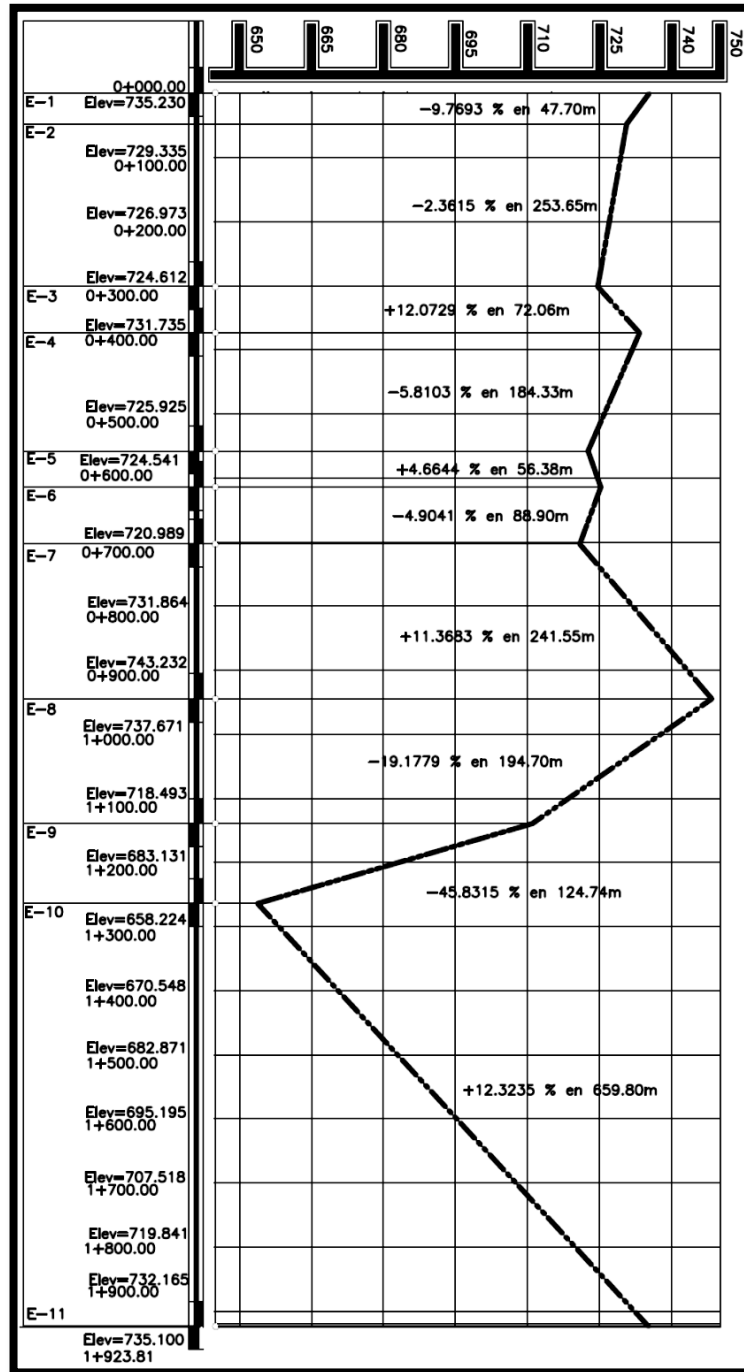
En la figura 74 se muestra la vista de planta de la traza de la línea de transmisión, desde la casa de máquinas hasta el punto de interconexión. En la figura 75 se muestra la vista del perfil del tramo en donde se construirá la línea, tomando en cuenta las elevaciones y la distancia entre cada uno de los puntos más importantes.

Figura 74. Vista de planta de traza de la línea de transmisión



Fuente: elaboración propia.

Figura 75. Vista de perfil de traza línea de transmisión



Fuente: elaboración propia.

4.2.5. Estudio energético

Dentro del estudio energético, se realizará el cálculo y análisis de la energía generada por la microcentral hidroeléctrica, la energía perdida en los diferentes procesos de producción y la energía disponible para la comercialización en el punto de entrega.

4.2.5.1. Energía generada

Para realizar la proyección de energía que será generada, tanto diaria como mensual y anual, deberá utilizarse la tabla de caudales medios mensuales, también, el hidrograma mensual, ya que en base a ello se calculará el caudal útil a turbinar durante cada uno de los meses del año en que no se alcance el caudal de diseño de $0,46 \text{ m}^3/\text{s}$ y en los meses en que si se alcance dicho caudal de diseño, pero si se utilizara no se dejaría el caudal ecológico, es decir, los meses de diciembre, enero, febrero, marzo, abril y mayo (el resto de los meses, el caudal útil a turbinar siempre será el caudal de diseño). El caudal útil a turbinar se calculará mediante la siguiente ecuación.

$$Q_U = Q_m - Q_e$$

Donde:

- Q_U : es el caudal útil a turbinar
- Q_m : es el caudal en cada mes
- Q_e : es el caudal ecológico constante de $0,059 \text{ m}^3/\text{s}$

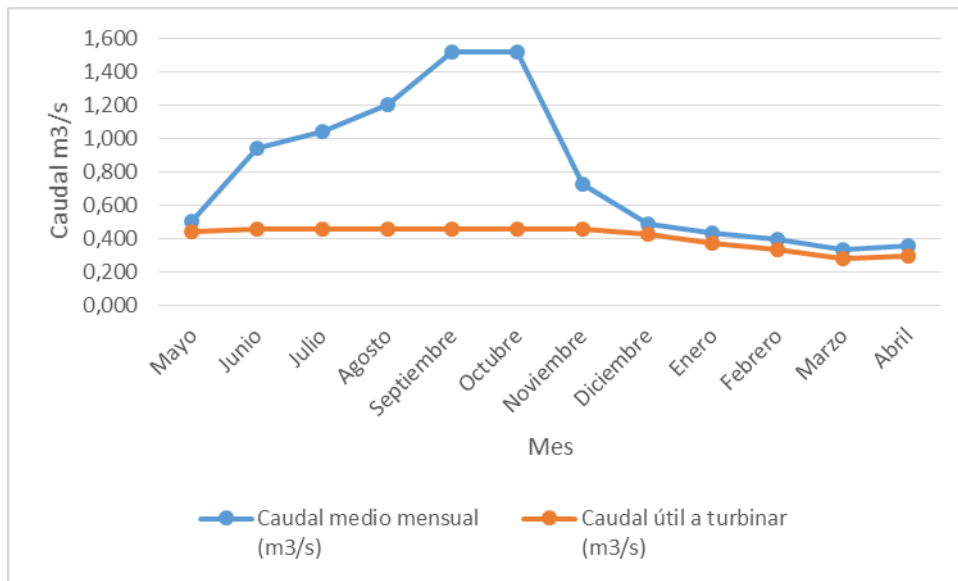
En la tabla XXV se muestra el resumen de los caudales útiles en cada uno de los meses del año; nótese que, en los meses de junio a noviembre, el caudal útil es el propio caudal de diseño.

Tabla XXV. **Caudal útil a turbinar en cada mes**

Mes	Caudal medio mensual (m³/s)	Caudal útil a turbinar (m³/s)
Mayo	0,501	0,442
Junio	0,943	0,460
Julio	1,040	0,460
Agosto	1,201	0,460
Septiembre	1,520	0,460
Octubre	1,516	0,460
Noviembre	0,727	0,460
Diciembre	0,490	0,431
Enero	0,435	0,376
Febrero	0,393	0,334
Marzo	0,337	0,278
Abril	0,355	0,296

Fuente: elaboración propia.

Figura 76. **Hidrograma mensual y curva de caudales útiles mensuales**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 76 se muestra el hidrograma mensual y la curva de caudales útiles a lo largo de los meses del año estacional (asumiendo un caudal constante para cada uno de los días de cada mes); nótese que en los meses de junio a noviembre el caudal útil es constante y es el mismo valor que el caudal de diseño; para el resto de los meses el caudal útil es menor que el caudal medio mensual y la diferencia entre ambos, corresponde al caudal ecológico.

Ahora se procederá a calcular la potencia proyectada en bornes del generador para cada uno de los meses del año, con base en los caudales útiles y con base en la siguiente ecuación.

$$P_G = g * Q_U * H * \eta_T * \eta_G$$

Donde:

- P_G : es la potencia en los bornes del generador en KW
- g : es la aceleración debida a la fuerza de gravedad, $9,8 \text{ m/s}^2$
- Q_U : es el caudal útil de cada mes
- H : es la caída neta de la central, $55,53 \text{ m}$
- η_T : es la eficiencia de la turbina adimensional, $0,9$
- η_G : es la eficiencia del generador adimensional, $0,928$

En la tabla XXVI se muestra la potencia proyectada en los bornes del generador para todos los días de cada uno de los meses del año, tomando en cuenta el caudal útil, la eficiencia de la turbina y la eficiencia del generador.

Tabla XXVI. **Potencia proyectada en bornes del generador**

Mes	Potencia en bornes del generador (KW)
Mayo	200,89
Junio	209,07
Julio	209,07
Agosto	209,07
Septiembre	209,07
Octubre	209,07
Noviembre	209,07
Diciembre	195,89
Enero	170,90
Febrero	151,81
Marzo	126,35
Abril	134,54

Fuente: elaboración propia.

La energía generada diaria y mensualmente se calculará multiplicando la potencia en bornes del generador por unidad de tiempo, es decir, la cantidad de horas de un día y la cantidad de horas de cada uno de los meses, respectivamente, obteniéndola con dimensionales de KWh, de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$E_{d/m} = P_G * t$$

Donde:

- $E_{d/m}$: es la energía generada, ya sea diaria o mensual
- t : es el tiempo en horas de cada período analizado (día o mes)

La energía generada anualmente se calculará como la suma de la energía generada en cada uno de los meses del año en KWh, de acuerdo a la siguiente ecuación.

$$E_a = \sum E_m$$

Donde:

- E_a : es la energía anual generada
- E_m : es la energía generada en cada uno de los distintos meses

Para el cálculo de la generación de energía anual, se ha propuesto realizar un plan de mantenimiento preventivo y predictivo cada 4, 300 horas de funcionamiento (aproximadamente cada 6 meses), en donde deberá gestionarse una parada del grupo en cada uno de ellos mediante un descargo

eléctrico e hidráulico ya que por condiciones de seguridad deberá haber ausencia de tensión eléctrica y presión de agua, trabajos que deberán durar un mínimo de 12 horas.

Los trabajos de mantenimiento de la central hidroeléctrica, se han propuesto para realizarse en los primeros días de abril y últimos días de septiembre. Por lo tanto, para el cálculo de la producción de energía de esos dos meses deberá restarse la generación de energía correspondiente a 12 horas en cada mes.

En la tabla XXVII se muestra el resumen de la proyección de energía generada diaria, mensual y anual, en la que se ha tomado en cuenta, el número de días de cada mes y las horas de no generación debido a los planes de mantenimiento.

Tabla XXVII. **Resumen de generación de energía diaria, semanal y anual**

Mes	Proyección de energía generada para cada día de cada mes, E_d (KWh)	Proyección de energía generada para cada mes, E_m (KWh)
Mayo	4 821,36	149 462,16
Junio	5 017,68	150 530,40
Julio	5 017,68	155 548,08
Agosto	5 017,68	155 548,08
Septiembre	5 017,68	148 021,56
Octubre	5 017,68	155 548,08
Noviembre	5 017,68	150 530,40
Diciembre	4 701,36	145 742,16
Enero	4 101,60	127 149,60
Febrero	3 643,44	102 016,32
Marzo	3 032,40	94 004,40
Abril	3 228,96	95 254,32
Proyección de energía generada anual, E_a (KWh)		1 629 355,56

Fuente: elaboración propia.

4.2.5.2. Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía equivalen a la diferencia entre la energía generada y la energía disponible para la venta y pueden clasificarse como pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas; dentro de este análisis por la naturaleza del proyecto, se tomarán en cuenta únicamente las pérdidas técnicas.

Las pérdidas técnicas constituyen la energía que no es aprovechada y el sistema requiere para su operación, es decir, es la energía que se pierde en los diferentes equipos redes y elementos que forman parte del sistema de distribución, las cuales pueden ser determinadas por métodos mesurables y analíticos. Las pérdidas más significativas para en el sistema son las pérdidas en el transformador y pérdidas en los conductores de la línea de interconexión.

Las pérdidas se pueden clasificar en pérdidas fijas y pérdidas variables. Las pérdidas fijas son las pérdidas por histéresis y por corrientes parásitas (en el transformador) y se dan por solo el hecho de energizar el circuito, y las pérdidas variables son las debidas al efecto Joule (en el transformador y la línea), las cuales varían con respecto a la demanda, lo cual hace difícil el cálculo de estas pérdidas. Sin embargo, puede tenerse un aproximado muy certero de las pérdidas tanto fijas como variables. Para efectos del cálculo de la energía perdida en el sistema, pueden suponerse pérdidas totales en el sistema eléctrico del orden del 2 % de la energía total generada.

Por lo tanto, para obtener la energía perdida, ya sea diaria, mensual o anual deberá multiplicarse la energía generada por el 2 % de las pérdidas. En la tabla XXVIII se muestra la energía perdida en el proceso de conducción de la electricidad, tanto diaria como mensual y anual.

Tabla XXVIII. **Resumen de pérdidas de energía**

Mes	Pérdidas diarias de energía (KWh)	Pérdidas mensuales de energía (KWh)
Mayo	96,43	2 989,24
Junio	100,35	3 010,61
Julio	100,35	3 110,96
Agosto	100,35	3 110,96
Septiembre	100,35	2 960,43
Octubre	100,35	3 110,96
Noviembre	100,35	3 010,61
Diciembre	94,03	2 914,84
Enero	82,03	2 542,99
Febrero	72,87	2 040,33
Marzo	60,65	1 880,09
Abril	64,58	1 905,09
Pérdidas anuales de energía (KWh)		32 587,11

Fuente: elaboración propia.

4.2.5.3. **Energía disponible para comercialización**

La energía en el punto de entrega, disponible para la comercialización, se calculará de forma diaria, mensual y anual, mediante la siguiente ecuación.

$$E_{venta} = E_{generada} - E_{perdida}$$

Donde:

- E_{venta} : es la energía disponible en el punto de entrega
- $E_{generada}$: es el total de energía generada
- $E_{perdida}$: es el total de energía perdida en los procesos de producción

En la tabla XXIX se muestra el resumen de la energía mensual disponible para cada mes y la energía total anual disponible en el punto de entrega.

Tabla XXIX. **Resumen de energía disponible para comercialización**

Mes	Energía mensual disponible en el punto de entrega (KWh)
Mayo	146 472,92
Junio	147 519,79
Julio	152 437,12
Agosto	152 437,12
Septiembre	147 569,97
Octubre	152 437,12
Noviembre	147 519,79
Diciembre	142 827,32
Enero	124 606,61
Febrero	99 975,99
Marzo	92 124,31
Abril	94 963,71
Energía anual disponible en el punto de entrega (KWh)	1 600 891,77

Fuente: elaboración propia.

4.2.6. Estudio económico

Dentro del estudio económico se incluye el presupuesto de la realización del proyecto de repotenciación, una determinación del costo del KW instalado, un análisis de los ingresos y egresos del proyecto y un breve análisis de la factibilidad económica del proyecto.

4.2.6.1. Presupuesto general

Para elaborar un presupuesto hay que plantearse cuáles serán los gastos, calcular las vías de ahorro y los planes operacionales. Es una estimación sobre las necesidades y beneficios que se pueden tener. Para elaborar un presupuesto hay que tener en cuenta muchos factores y no se debe olvidar ninguno; una mala planificación de los presupuestos puede dar lugar a consecuencias indeseables. Un presupuesto bien elaborado indica lo siguiente.

- Cuánto dinero se necesita.
- Las consecuencias de la planificación de actividades, replanteando planes de acción.
- Cuando se necesitará el dinero.

La elaboración del presupuesto que permita determinar la inversión inicial requiere de una serie de condiciones y criterios, así como de una metodología que permita disponer de los elementos de juicio suficientes para la correcta valoración y definición de los rubros principales y cantidades que intervienen en la obra para así decidir de manera segura la factibilidad del proyecto desde un punto de vista económico.

El presupuesto general del proyecto comprende los costos preliminares: costos por estudios de factibilidad e impacto ambiental y costos destinados al desarrollo y la gestión del proyecto. También, comprende los costos por la realización de obras civiles, en donde se incluyen materiales, mano de obra, acarreo de materiales, etc. También, se incluyen los costos de obras electromecánicas, en donde se ha tomado en cuenta el costo del equipo electromecánico, el transporte, el montaje la prueba y los seguros de dichos equipos.

Por último se ha tomado en cuenta un ítem de costos indirectos, en los cuales se incluyen: campamentos y traslados del personal de construcción, pago de seguridad durante la construcción y la administración del proyecto.

Para cada uno de los ítems tomados en cuenta anteriormente se han incluido el pago de los impuestos correspondientes. Además, se ha considerado un rubro por misceláneos (por imprevistos) en cada uno de los ítems mencionados como un porcentaje de la suma de los subítems que los conforman de la siguiente manera:

- Misceláneos por costos preliminares: 5 %
- Misceláneos por obras civiles: 10 %
- Misceláneos por obras electromecánicas: 10 %
- Misceláneos por costos indirectos: 5 %

A continuación, en la tabla XXX se muestra el presupuesto general estimado para la repotenciación de la microcentral hidroeléctrica de la finca Santa Gertrudis; se muestra el costo de cada uno de los rubros, el costo total de cada ítem y el porcentaje con respecto al costo total del proyecto que es de Q1 485 085,67.

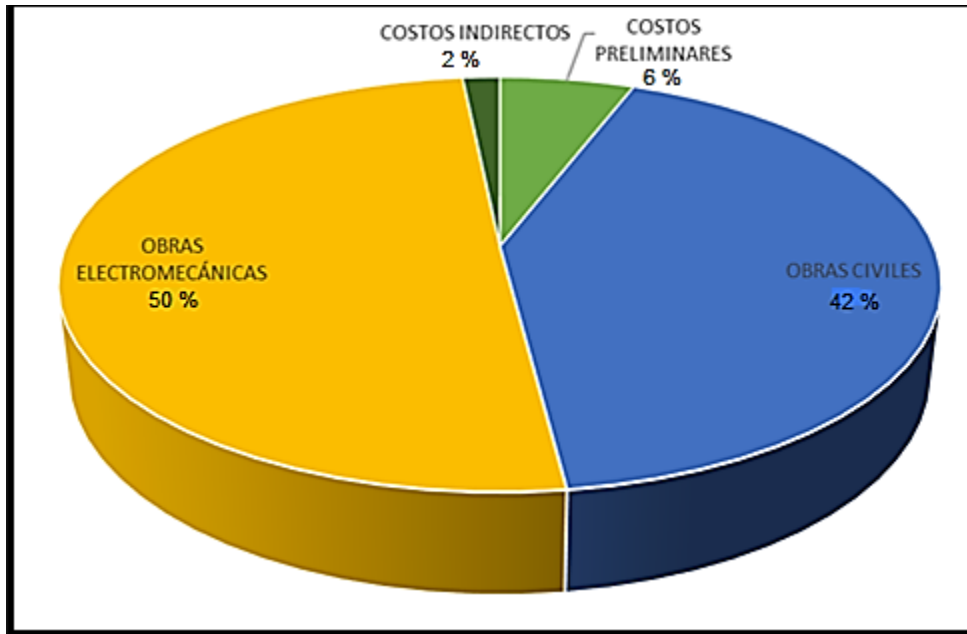
Tabla XXX. Presupuesto general del proyecto

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO	PORCENTAJE
1	COSTOS PRELIMINARES	Q87,274.35	5.88%
1.1	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD E IMPACTO AMBIENTAL	Q50,000.00	3.37%
1.2	DESARROLLO Y GESTIÓN DEL PROYECTO	Q19,621.78	1.32%
1.3	Licencias	Q15,000.00	1.01%
1.4	MISCELÁNEOS DEL ITEM 1	Q2,652.57	0.18%
2	OBRAS CIVILES	Q625,392.39	42.11%
2.1	TRABAJOS EN BOCATOMA	Q3,174.68	0.21%
2.2	CANAL DE CONDUCCIÓN	Q316,246.10	21.29%
2.3	DESARENADOR	Q54,331.34	3.66%
2.4	CÁMARA DE PRESIÓN	Q6,887.70	0.46%
2.5	TUBERÍA DE PRESIÓN	Q168,098.72	11.32%
2.6	CASA DE MÁQUINAS	Q19,800.00	1.33%
2.7	MISCELÁNEOS DEL ITEM 2	Q56,853.85	3.83%
3	OBRAS ELECTROMECAÑICAS	Q748,305.94	50.39%
3.1	EQUIPO ELECTROMECAÑICO	Q221,281.40	14.90%
3.2	LÍNEA DE INTERCONEXIÓN	Q391,799.98	26.38%
3.3	TRANSPORTE Y SEGUROS	Q26,945.36	1.81%
3.4	MONTAJE Y PRUEBA	Q40,251.39	2.71%
3.5	MISCELÁNEOS DEL ITEM 3	Q68,027.81	4.58%
4	COSTOS INDIRECTOS	Q24,112.98	1.62%
4.1	MOVILIZACIÓN	Q5,523.17	0.37%
4.2	INGENIERIA Y ADMINISTRACIÓN	Q17,441.58	1.17%
4.3	MISCELÁNEOS DEL ITEM 4	Q1,148.24	0.08%
COSTO TOTAL DEL PROYECTO		Q1,485,085.67	100.00%

Fuente: *Esquema de conexión*. https://stamford-avk.com/sites/default/files/literature/all/UCDI274J-311-TD-EN_Rev_A.pdf. Consulta: 5 de marzo de 2018.

A continuación, en la figura 77 se muestra, en términos porcentuales, el costo de cada uno de los ítems anteriores para la repotenciación de la microcentral de la hidroeléctrica Santa Gertrudis; puede notarse que la mayor parte de la inversión irá destinada a obras electromecánicas, seguida de las obras civiles.

Figura 77. **Costos separados por cada uno de los ítems**



Fuente: elaboración propia.

4.2.6.2. **Costo del KW instalado**

Posterior al proyecto de repotenciación de la finca Santa Gertrudis, se tendrá una potencia instalada de 226 KW; para la realización de dicho proyecto se requiere una inversión de Q1 485 085,67. Por lo tanto, cada KW instalado tiene un costo de aproximadamente Q6 571, 18.

4.2.6.3. Ingresos y costos del proyecto

A continuación, se realizará un análisis de todos los ingresos y egresos de la microcentral Santa Gertrudis; se exponen en cada uno el costo anual en quetzales o el porcentaje que le corresponde respecto a la inversión inicial, también, el porcentaje de incremento de los ingresos y de los egresos.

4.2.6.3.1. Ingresos

Con la finalidad de trabajar con datos más conservadores, los únicos ingresos que recibirá la microcentral Santa Gertrudis, son los debidos a la venta de 1 600, 891,77 KWh de energía anual. Para la venta de energía se considerará un contrato de energía generada, ya que no se obtendrán ingresos por potencia debido a que no se tiene OFE por ser a filo de agua. Para la venta de energía, se tomará un precio medio de los resultados de operación del sitio web del AMM, el cual será de 74 \$/MWh, el cual equivale a 555,00 Q/MWh a un tipo de cambio de 7.,50. Dicho precio de energía será incrementado a una tasa PPI³ del 2 %.

4.2.6.3.2. Costos

Como costo principal para la realización del proyecto se tiene la inversión inicial necesaria, que como ya se ha mencionado anteriormente corresponde a Q1 485 085,67, el cual será necesario realizarlo únicamente al inicio del proyecto. También, deben ser tomados en cuenta los costos en los que se incurre anualmente durante la vida útil del proyecto.

Una vez construidas y puestas en funcionamiento, las centrales hidroeléctricas, por lo general, requieren muy poco mantenimiento y los costos

de operación se pueden mantener bajos ya que no tienen costos recurrentes en cuanto a combustibles. Los costos de operación y mantenimiento se dan generalmente como un porcentaje del costo de inversión por KW. El estudio del Consejo Europeo de Energías Renovables junto con Greenpeace, utiliza un 4 % para los costos de O&M, lo que puede ser apropiado para la energía hidroeléctrica a pequeña escala (Pontificia Universidad Católica de Chile, 2012). Por tal razón, se tomará el 4 % del costo de inversión por KW, lo que corresponde a Q 59 403, 47 de costos anuales en operación y mantenimiento.

En cuanto a los empleados se ha considerado una cantidad de 3 operadores, con un salario mensual promedio del mercado al año 2017 de Q4, 500,00; un empleado de apoyo en operación con el sueldo mínimo de Q3, 000,00 y además un gerente de nivel medio (gerente técnico) con un salario de Q 10 000,00, para los cuales además se han considerado todas las prestaciones de ley correspondientes (vacaciones, indemnización, Igss patronal, bono 14 y aguinaldo); también, se ha considerado un aumento de salarios del 5 % anual. Además, se ha realizado el supuesto de que la central será administrada por el propietario. Por lo tanto, los costos de salarios mensuales serán de Q 26 500,00, incrementándose un 5 % anualmente.

Además, se han considerado también otros costos asociados al funcionamiento de la microcentral de la hidroeléctrica Santa Gertrudis y su participación en el MM, los cuales se muestran a continuación.

- Seguros: Q66, 578,00
- Gastos administrativos: Q8, 000,00
- IUSI: Q8,000.00
- Depreciación y amortización: Q25, 000,00
- CAPEX: Q75, 000,00

El WACC (weighted average cost of capital), o CCPP (costo de capital promedio ponderado), se define como la tasa de interés anual en % que una empresa o proyecto empresarial que capta financiamiento debe pagar por esta. Por lo tanto, la rentabilidad generada anualmente por el proyecto o empresa (TIR), deberá ser mayor o igual al WACC, es decir, $TIR \geq WACC$.

Por último, se ha tomado un IPC (índice de precios del consumidor) de un 1,5 %, como incremento anual de los gastos.

4.2.6.4. Financiamiento

La determinación de la estructura de financiamiento es particularmente relevante, por lo que se debe realizar un análisis detallado de cual fuente de financiamiento se debe utilizar en un determinado proyecto. En la búsqueda de una mejor estructura de financiamiento influyen una serie de factores tales como la administración eficiente de los recursos monetarios ya disponibles y un uso efectivo de las fuentes de financiamiento. La combinación de estos elementos posibilitará la obtención de resultados favorables para el proyecto.

La estructura de financiamiento se define como la forma en la cual se financian los activos de una empresa, en la cual deben incluirse las deudas a corto y largo plazo, así como el capital del dueño o accionistas, es decir que según su procedencia los recursos financieros pueden ser propios o ajenos. Los primeros son los que fueron puestos a disposición de la empresa cuando se constituyó la misma y en principio este no tiene que ser reembolsado, los segundos son los fondos prestados por elementos exteriores a la empresa, en los cuales se incluye necesariamente una tasa de interés.

Para la realización del proyecto de repotenciación de la microcentral hidroeléctrica Santa Gertrudis, se ha determinado que la mejor estructura de financiamiento es la adquisición de un préstamo tradicional de Q2 000 000,00, debido a contingencias que podrían presentarse durante la realización del proyecto.

En cuanto al préstamo requerido, se cuenta con algunas instituciones bancarias, de las cuales se tiene conocimiento de haber otorgado préstamos tanto al sector público como privado para la realización de proyectos hidroeléctricos en la región. A continuación, se muestra información referente a requisitos, tasas de interés, plazos, formas de pago, períodos de gracia, etc., de diferentes instituciones bancarias, las cuales serán analizadas y se tomará la que mejor convenga al desarrollo al proyecto de repotenciación de Santa Gertrudis.

4.2.6.4.1. Banco de América Central (BAC)

Los requisitos para la obtención de un préstamo hipotecario en dicha institución son los siguientes:

- Documentos e información legal de la empresa
 - Formulario de solicitud de crédito.
 - Formulario de generador de divisas, si la solicitud fuera en moneda extranjera.
 - Fotocopia de patente de comercio individual.

- Fotocopia del NIT del propietario (RTU).
- Fotocopia del DPI o pasaporte del propietario.
- Estados financieros de los últimos 2 periodos con cierre y parcial del presente año.
- Balance general (2 periodos y parcial).
- Estado de resultados (2 periodos y parcial).
- Estado de flujo de efectivo (2 periodos y parcial).
- Integraciones contables de las cuentas de activo y pasivo (2 periodos y parcial).
- Estado patrimonial (no mayor de 4 meses de antigüedad).
- Estado de ingresos y egresos (no mayor de 4 meses de antigüedad).
- Constancia de ingresos reciente, debidamente certificada por contador.
- Flujo de fondos proyectado para el periodo del financiamiento firmado por funcionario responsable de la empresa, con los supuestos y bases que utilizaron para elaborarlo (los primeros 2 años se debe detallar de forma mensual y los siguientes años en forma anual).

- Cuando sea aplicable, perfil del proyecto de inversión (estudio de pre factibilidad).
- Información de la garantía hipotecaria
 - Avalúo reciente de Valuadores autorizados por el banco (no mayor a 1 año).
 - Certificación de cuentas por cobrar.
 - Certificación de inventarios.
 - Arrendamientos y otros similares.
 - Formulario de Ley de extinción de dominio (para garantías hipotecarias).
- Documentos internos
 - Perfil del cliente/informe de visita (presentación del cliente).
 - Plan de inversión del crédito (Aplicación de recursos, presupuestos de inversión, etc.) en caso aplique.
 - Modelo de rentabilidad y/o informe de reciprocidad.
 - Contrato de negocios.

El BAC propone dar un período de gracia de hasta 18 meses para realizar el primer pago a capital, período en el cual solo se realizarían pagos de intereses. Para el monto solicitado de Q2 000 000,00 ofrece una tasa de intereses del 8 % anual, y la forma de pago serían abonos mensuales, ofreciendo un plazo total para el pago de la deuda de 60 meses (5 años). Además, deberá adicionarse el pago de un seguro mensual, correspondiente al 2 % de las cuotas mensuales, también, otros gastos que serán pagados una sola vez junto con la primera cuota de intereses los cuales son:

- Gastos de escrituración: Q3 000,00
- Gastos legales RGP: Q4 500,00
- Comisiones: Q3 000,00

En la tabla XXXI se muestra el desglose de los pagos propuestos por BAC, se observa que se pagarían Q513 333,33 de intereses, Q57 142,86 de seguros, para hacer un total de Q2 580 976,19, por el monto solicitado.

Tabla XXXI. **Desglose de pagos mensuales BAC**

MES	CAPITAL	INTERESES	SEGURO	CUOTA TOTAL	SALDO
0					Q 2,000,000.00
1		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 24,785.71	Q 2,000,000.00
2		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
3		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
4		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
5		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
6		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
7		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
8		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
9		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
10		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
11		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
12		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
13		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
14		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
15		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
16		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
17		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
18		Q 13,333.33	Q 952.38	Q 14,285.71	Q 2,000,000.00
19	Q 47,619.05	Q 13,015.87	Q 952.38	Q 61,587.30	Q 1,952,380.95
20	Q 47,619.05	Q 12,698.41	Q 952.38	Q 61,269.84	Q 1,904,761.90
21	Q 47,619.05	Q 12,380.95	Q 952.38	Q 60,952.38	Q 1,857,142.86
22	Q 47,619.05	Q 12,063.49	Q 952.38	Q 60,634.92	Q 1,809,523.81
23	Q 47,619.05	Q 11,746.03	Q 952.38	Q 60,317.46	Q 1,761,904.76
24	Q 47,619.05	Q 11,428.57	Q 952.38	Q 60,000.00	Q 1,714,285.71
25	Q 47,619.05	Q 11,111.11	Q 952.38	Q 59,682.54	Q 1,666,666.67
26	Q 47,619.05	Q 10,793.65	Q 952.38	Q 59,365.08	Q 1,619,047.62
27	Q 47,619.05	Q 10,476.19	Q 952.38	Q 59,047.62	Q 1,571,428.57
28	Q 47,619.05	Q 10,158.73	Q 952.38	Q 58,730.16	Q 1,523,809.52
29	Q 47,619.05	Q 9,841.27	Q 952.38	Q 58,412.70	Q 1,476,190.48
30	Q 47,619.05	Q 9,523.81	Q 952.38	Q 58,095.24	Q 1,428,571.43
31	Q 47,619.05	Q 9,206.35	Q 952.38	Q 57,777.78	Q 1,380,952.38
32	Q 47,619.05	Q 8,888.89	Q 952.38	Q 57,460.32	Q 1,333,333.33
33	Q 47,619.05	Q 8,571.43	Q 952.38	Q 57,142.86	Q 1,285,714.29
34	Q 47,619.05	Q 8,253.97	Q 952.38	Q 56,825.40	Q 1,238,095.24
35	Q 47,619.05	Q 7,936.51	Q 952.38	Q 56,507.94	Q 1,190,476.19
36	Q 47,619.05	Q 7,619.05	Q 952.38	Q 56,190.48	Q 1,142,857.14
37	Q 47,619.05	Q 7,301.59	Q 952.38	Q 55,873.02	Q 1,095,238.10
38	Q 47,619.05	Q 6,984.13	Q 952.38	Q 55,555.56	Q 1,047,619.05
39	Q 47,619.05	Q 6,666.67	Q 952.38	Q 55,238.10	Q 1,000,000.00
40	Q 47,619.05	Q 6,349.21	Q 952.38	Q 54,920.63	Q 952,380.95

Continuación de la tabla XXXI.

41	Q	47,619.05	Q	6,031.75	Q	952.38	Q	54,603.17	Q	904,761.90
42	Q	47,619.05	Q	5,714.29	Q	952.38	Q	54,285.71	Q	857,142.86
43	Q	47,619.05	Q	5,396.83	Q	952.38	Q	53,968.25	Q	809,523.81
44	Q	47,619.05	Q	5,079.37	Q	952.38	Q	53,650.79	Q	761,904.76
45	Q	47,619.05	Q	4,761.90	Q	952.38	Q	53,333.33	Q	714,285.71
46	Q	47,619.05	Q	4,444.44	Q	952.38	Q	53,015.87	Q	666,666.67
47	Q	47,619.05	Q	4,126.98	Q	952.38	Q	52,698.41	Q	619,047.62
48	Q	47,619.05	Q	3,809.52	Q	952.38	Q	52,380.95	Q	571,428.57
49	Q	47,619.05	Q	3,492.06	Q	952.38	Q	52,063.49	Q	523,809.52
50	Q	47,619.05	Q	3,174.60	Q	952.38	Q	51,746.03	Q	476,190.48
51	Q	47,619.05	Q	2,857.14	Q	952.38	Q	51,428.57	Q	428,571.43
52	Q	47,619.05	Q	2,539.68	Q	952.38	Q	51,111.11	Q	380,952.38
53	Q	47,619.05	Q	2,222.22	Q	952.38	Q	50,793.65	Q	333,333.33
54	Q	47,619.05	Q	1,904.76	Q	952.38	Q	50,476.19	Q	285,714.29
55	Q	47,619.05	Q	1,587.30	Q	952.38	Q	50,158.73	Q	238,095.24
56	Q	47,619.05	Q	1,269.84	Q	952.38	Q	49,841.27	Q	190,476.19
57	Q	47,619.05	Q	952.38	Q	952.38	Q	49,523.81	Q	142,857.14
58	Q	47,619.05	Q	634.92	Q	952.38	Q	49,206.35	Q	95,238.10
59	Q	47,619.05	Q	317.46	Q	952.38	Q	48,888.89	Q	47,619.05
60	Q	47,619.05	Q	0.00	Q	952.38	Q	48,571.43	Q	0.00
Total	Q	2,000,000.00	Q	513,333.33	Q	57,142.86	Q	2,580,976.19		

Fuente: *Esquema de conexión*. https://stamford-avk.com/sites/default/files/literature/all/UCDI274J-311-TD-EN_Rev_A.pdf. Consulta: 5 de marzo de 2018.

4.2.6.4.2. Banco Industrial (BI)

Los requisitos para la obtención de un préstamo hipotecario en dicha institución son los siguientes:

- Para una sociedad anónima
 - Acta de constitución de la entidad.
 - Patente de sociedad.
 - Patente de comercio.
 - Acta de nombramiento del representante legal.

- Inscripción en el Registro Mercantil de la entidad y del representante legal.
 - RTU.
 - Copia de recibo por servicios.
 - Constancia de ingresos del representante legal autorizado por un contador.
 - DPI del representante legal.
 - Recibo de luz del representante legal.
 - Estado de cuenta del representante legal.
 - NIT del representante legal.
- Para una persona individual
 - DPI.
 - Recibo de luz.
 - Constancia de ingresos.
 - Estado de cuentas.
 - NIT.

Para autorizar la cantidad solicitada (Q2 000 000,00) en esta entidad exigen que los ingresos de la sociedad anónima o persona individual sean por lo menos de Q75 000,00 mensuales para garantizar la continuidad de los pagos.

Además, se indica que la garantía a hipotecar, debe estar debidamente registrada en el registro de la propiedad por lo menos 10 años antes de la solicitud del préstamo. También, se indica que el costo del avalúo del inmueble corre por cuenta del cliente y tiene un costo de Q5 000,00, el cual deberá ser pagado previo al desembolso y únicamente se podrá realizar dicho avalúo por medio empresas autorizadas.

En caso de solicitar crédito para la realización de un proyecto, debe presentarse el estudio de factibilidad y el estudio de impacto ambiental, y tomará un tiempo estimado de 3 meses la revisión interna de dichos estudios para determinar si se autoriza el crédito.

El BI propone dar un período de gracia de 1 mes. Para el monto solicitado de Q2, 000, 000,00 ofrece una tasa de intereses del 8,6 % anual, y la forma de pago serían abonos mensuales; ofrece un plazo total para el pago de la deuda de 72 meses (6 años). Además, deberá adicionarse el pago de un seguro mensual, correspondiente Q 250,00 mensuales.

En la tabla XXXII se muestra el desglose de los pagos propuestos por BI, se observa que se pagarían Q508, 833,33 de intereses, Q18 000,00 de seguros, para hacer un total de Q2 526 833,33, por el monto solicitado.

Tabla XXXII. Desglose de pagos mensuales BI

MES	ABONO CAPITAL	INTERESES	SEGURO	PAGO MENSUAL	MONTO
0					Q2,000,000.00
1	Q 27,777.78	Q 14,134.26	Q 250.00	Q 42,162.04	Q 1,972,222.22
2	Q 27,777.78	Q 13,935.19	Q 250.00	Q 41,962.96	Q 1,944,444.44
3	Q 27,777.78	Q 13,736.11	Q 250.00	Q 41,763.89	Q 1,916,666.67
4	Q 27,777.78	Q 13,537.04	Q 250.00	Q 41,564.81	Q 1,888,888.89
5	Q 27,777.78	Q 13,337.96	Q 250.00	Q 41,365.74	Q 1,861,111.11
6	Q 27,777.78	Q 13,138.89	Q 250.00	Q 41,166.67	Q 1,833,333.33
7	Q 27,777.78	Q 12,939.81	Q 250.00	Q 40,967.59	Q 1,805,555.56
8	Q 27,777.78	Q 12,740.74	Q 250.00	Q 40,768.52	Q 1,777,777.78
9	Q 27,777.78	Q 12,541.67	Q 250.00	Q 40,569.44	Q 1,750,000.00
10	Q 27,777.78	Q 12,342.59	Q 250.00	Q 40,370.37	Q 1,722,222.22
11	Q 27,777.78	Q 12,143.52	Q 250.00	Q 40,171.30	Q 1,694,444.44
12	Q 27,777.78	Q 11,944.44	Q 250.00	Q 39,972.22	Q 1,666,666.67
13	Q 27,777.78	Q 11,745.37	Q 250.00	Q 39,773.15	Q 1,638,888.89
14	Q 27,777.78	Q 11,546.30	Q 250.00	Q 39,574.07	Q 1,611,111.11
15	Q 27,777.78	Q 11,347.22	Q 250.00	Q 39,375.00	Q 1,583,333.33
16	Q 27,777.78	Q 11,148.15	Q 250.00	Q 39,175.93	Q 1,555,555.56
17	Q 27,777.78	Q 10,949.07	Q 250.00	Q 38,976.85	Q 1,527,777.78
18	Q 27,777.78	Q 10,750.00	Q 250.00	Q 38,777.78	Q 1,500,000.00
19	Q 27,777.78	Q 10,550.93	Q 250.00	Q 38,578.70	Q 1,472,222.22
20	Q 27,777.78	Q 10,351.85	Q 250.00	Q 38,379.63	Q 1,444,444.44

Continuación de la tabla XXXII.

21	Q	27,777.78	Q 10,152.78	Q 250.00	Q 38,180.56	Q 1,416,666.67
22	Q	27,777.78	Q 9,953.70	Q 250.00	Q 37,981.48	Q 1,388,888.89
23	Q	27,777.78	Q 9,754.63	Q 250.00	Q 37,782.41	Q 1,361,111.11
24	Q	27,777.78	Q 9,555.56	Q 250.00	Q 37,583.33	Q 1,333,333.33
25	Q	27,777.78	Q 9,356.48	Q 250.00	Q 37,384.26	Q 1,305,555.56
26	Q	27,777.78	Q 9,157.41	Q 250.00	Q 37,185.19	Q 1,277,777.78
27	Q	27,777.78	Q 8,958.33	Q 250.00	Q 36,986.11	Q 1,250,000.00
28	Q	27,777.78	Q 8,759.26	Q 250.00	Q 36,787.04	Q 1,222,222.22
29	Q	27,777.78	Q 8,560.19	Q 250.00	Q 36,587.96	Q 1,194,444.44
30	Q	27,777.78	Q 8,361.11	Q 250.00	Q 36,388.89	Q 1,166,666.67
31	Q	27,777.78	Q 8,162.04	Q 250.00	Q 36,189.81	Q 1,138,888.89
32	Q	27,777.78	Q 7,962.96	Q 250.00	Q 35,990.74	Q 1,111,111.11
33	Q	27,777.78	Q 7,763.89	Q 250.00	Q 35,791.67	Q 1,083,333.33
34	Q	27,777.78	Q 7,564.81	Q 250.00	Q 35,592.59	Q 1,055,555.56
35	Q	27,777.78	Q 7,365.74	Q 250.00	Q 35,393.52	Q 1,027,777.78
36	Q	27,777.78	Q 7,166.67	Q 250.00	Q 35,194.44	Q 1,000,000.00
37	Q	27,777.78	Q 6,967.59	Q 250.00	Q 34,995.37	Q 972,222.22
38	Q	27,777.78	Q 6,768.52	Q 250.00	Q 34,796.30	Q 944,444.44
39	Q	27,777.78	Q 6,569.44	Q 250.00	Q 34,597.22	Q 916,666.67
40	Q	27,777.78	Q 6,370.37	Q 250.00	Q 34,398.15	Q 888,888.89
41	Q	27,777.78	Q 6,171.30	Q 250.00	Q 34,199.07	Q 861,111.11
42	Q	27,777.78	Q 5,972.22	Q 250.00	Q 34,000.00	Q 833,333.33
43	Q	27,777.78	Q 5,773.15	Q 250.00	Q 33,800.93	Q 805,555.56
44	Q	27,777.78	Q 5,574.07	Q 250.00	Q 33,601.85	Q 777,777.78
45	Q	27,777.78	Q 5,375.00	Q 250.00	Q 33,402.78	Q 750,000.00
46	Q	27,777.78	Q 5,175.93	Q 250.00	Q 33,203.70	Q 722,222.22
47	Q	27,777.78	Q 4,976.85	Q 250.00	Q 33,004.63	Q 694,444.44
48	Q	27,777.78	Q 4,777.78	Q 250.00	Q 32,805.56	Q 666,666.67
49	Q	27,777.78	Q 4,578.70	Q 250.00	Q 32,606.48	Q 638,888.89
50	Q	27,777.78	Q 4,379.63	Q 250.00	Q 32,407.41	Q 611,111.11
51	Q	27,777.78	Q 4,180.56	Q 250.00	Q 32,208.33	Q 583,333.33
52	Q	27,777.78	Q 3,981.48	Q 250.00	Q 32,009.26	Q 555,555.56
53	Q	27,777.78	Q 3,782.41	Q 250.00	Q 31,810.19	Q 527,777.78
54	Q	27,777.78	Q 3,583.33	Q 250.00	Q 31,611.11	Q 500,000.00
55	Q	27,777.78	Q 3,384.26	Q 250.00	Q 31,412.04	Q 472,222.22
56	Q	27,777.78	Q 3,185.19	Q 250.00	Q 31,212.96	Q 444,444.44
57	Q	27,777.78	Q 2,986.11	Q 250.00	Q 31,013.89	Q 416,666.67
58	Q	27,777.78	Q 2,787.04	Q 250.00	Q 30,814.81	Q 388,888.89
59	Q	27,777.78	Q 2,587.96	Q 250.00	Q 30,615.74	Q 361,111.11
60	Q	27,777.78	Q 2,388.89	Q 250.00	Q 30,416.67	Q 333,333.33
61	Q	27,777.78	Q 2,189.81	Q 250.00	Q 30,217.59	Q 305,555.56
62	Q	27,777.78	Q 1,990.74	Q 250.00	Q 30,018.52	Q 277,777.78
63	Q	27,777.78	Q 1,791.67	Q 250.00	Q 29,819.44	Q 250,000.00
64	Q	27,777.78	Q 1,592.59	Q 250.00	Q 29,620.37	Q 222,222.22
65	Q	27,777.78	Q 1,393.52	Q 250.00	Q 29,421.30	Q 194,444.44
66	Q	27,777.78	Q 1,194.44	Q 250.00	Q 29,222.22	Q 166,666.67
67	Q	27,777.78	Q 995.37	Q 250.00	Q 29,023.15	Q 138,888.89
68	Q	27,777.78	Q 796.30	Q 250.00	Q 28,824.07	Q 111,111.11
69	Q	27,777.78	Q 597.22	Q 250.00	Q 28,625.00	Q 83,333.33
70	Q	27,777.78	Q 398.15	Q 250.00	Q 28,425.93	Q 55,555.56
71	Q	27,777.78	Q 199.07	Q 250.00	Q 28,226.85	Q 27,777.78
72	Q	27,777.78	Q (0.00)	Q 250.00	Q 28,027.78	Q (0.00)
Total	Q	2,000,000.00	Q 508,833.33	Q 18,000.00	Q 2,526,833.33	

Fuente: *Esquema de conexión*. https://stamford-avk.com/sites/default/files/literature/all/UCDI274J-311-TD-EN_Rev_A.pdf. Consulta: 5 de marzo de 2018.

4.2.6.4.3. Banco G&T Continental

Los requisitos para la obtención de un préstamo hipotecario en dicha institución son los siguientes:

- Persona individual
 - Ser guatemalteco.
 - Edad entre 21 y 65 años.
 - Estabilidad laboral mínima de 1 año.
 - Monto máximo autorizado 60 % del avalúo bancario que presente.
 - Solicitud de crédito individual.
 - Estado patrimonial.
 - Anexo IVE PEP.
 - Constancia de ingresos original reciente.
 - Copia de DPI completa (legible).
 - Copia de carné de NIT (legible).
 - Carta de declaración de personas individuales.
 - Flujo de caja proyectado (sólo para montos mayores de Q80 000,00).
 - Estados de cuenta bancarios de los últimos 3 meses completos.
 - Copia legible de recibo de agua, luz o teléfono de su residencia actual.
 - Carta con instrucciones para el desembolso y autorización para debito a cuenta.
 - Formato para descuentos y estados de cuenta de deudas a cancelar (en el caso de consolidación de deudas).
 - Avalúo original reciente y dos copias, realizado por cualquiera de las empresas valuadoras autorizadas.

- Certificación reciente del Registro de la Propiedad de Inmueble.
- Certificación reciente de catastro municipal.
- Persona con empresa individual
 - Constancia de ingresos emitida por un contador con sello del negocio.
 - Estados financieros de los dos últimos períodos contables completos (12 meses) y estados financieros interinos (6 meses de antigüedad previa a la solicitud) Firmados, sellados y certificados por un contador y por el propietario, que incluyan balance general, estado de resultados y flujo de efectivo (este último si el monto solicitado fuera mayor a Q160 000,00)
 - Copia de patente de comercio.
- Persona dependiente
 - Solicitud de crédito individual llena y firmada
 - Estado patrimonial
 - Formulario de declaración individual
 - Constancia de ingresos original reciente
 - Fotocopia de DPI completa (legible)
 - Fotocopia de recibo de agua, luz o teléfono fijo
 - Flujo de caja proyectado
 - Estados de cuenta bancarios de los últimos 3 meses
 - Avalúo bancario reciente, con las empresas valuadoras autorizadas

- Certificación reciente del Registro de la Propiedad de Inmueble
- Certificación de catastro municipal
- Fotocopia del carné del NIT

- Persona liberal
 - Presentar copia del carné de colegiado activo

- Persona jurídica
 - El monto máximo autorizado 60 % del valor del avalúo bancario presentado.
 - Antigüedad mínima de 1 año de inicio de labores.
 - Escritura de constitución y sus ampliaciones y/o modificaciones.
 - Escritura de nombramiento de representante legal vigente.
 - Punto de acta.
 - Fotocopia de DPI completa del representante legal.
 - Fotocopia de NIT del representante legal.
 - Anexo IVE PEP del representante legal.
 - Fotocopia de patentes de comercio y empresas.

- Fotocopia de inscripción al IVA o tarjetas de NIT de la empresa.
- Perfil de la empresa en formato del banco (para montos mayores a Q160 000;00).
- Estados financieros de los dos últimos períodos contables completos (12 meses) y estados financieros interinos (6 meses de antigüedad previa a la solicitud), firmados, sellados y certificados por un contador y por el representante legal que incluyan; balance general, estado de resultados y flujo de efectivo (este último si el monto fuera mayor a Q160 000,00).
- Carta de declaración de personas jurídicas.
- Copia legible de recibo de agua, luz, o teléfono.
- Flujo de caja proyectado (para montos de Q80 000,00 en adelante).
- Avalúo original reciente y dos copias, realizado por cualquiera de las empresas valuadoras autorizadas.
- Certificación reciente del Registro de la Propiedad de Inmueble.
- Certificación reciente de catastro municipal.
- Carta con instrucciones para el desembolso y autorización para débito a cuenta.

El G&T para el monto solicitado de Q2 000, 000,00 ofrece una tasa de intereses del 10 % anual, y la forma de pago serían abonos mensuales, ofreciendo un plazo total para el pago de la deuda de 144 meses (12 años). Además, indican que no es necesario el pago de seguros ya que es un crédito hipotecario.

En la tabla XXXIII se muestra el desglose de los pagos propuestos por G&T; puede observarse que se pagarían Q1 191 666,67 de intereses, para hacer un total de Q3 191 666,67 por el monto solicitado.

Tabla XXXIII. Desglose de pagos mensuales G&T

MES	ABONO CAPITAL	INTERESES	PAGO MENSUAL	MONTO
0				Q2,000,000.00
1	Q 13,888.89	Q 16,550.93	Q 30,439.81	Q 1,986,111.11
2	Q 13,888.89	Q 16,435.19	Q 30,324.07	Q 1,972,222.22
3	Q 13,888.89	Q 16,319.44	Q 30,208.33	Q 1,958,333.33
4	Q 13,888.89	Q 16,203.70	Q 30,092.59	Q 1,944,444.44
5	Q 13,888.89	Q 16,087.96	Q 29,976.85	Q 1,930,555.56
6	Q 13,888.89	Q 15,972.22	Q 29,861.11	Q 1,916,666.67
7	Q 13,888.89	Q 15,856.48	Q 29,745.37	Q 1,902,777.78
8	Q 13,888.89	Q 15,740.74	Q 29,629.63	Q 1,888,888.89
9	Q 13,888.89	Q 15,625.00	Q 29,513.89	Q 1,875,000.00
10	Q 13,888.89	Q 15,509.26	Q 29,398.15	Q 1,861,111.11
11	Q 13,888.89	Q 15,393.52	Q 29,282.41	Q 1,847,222.22
12	Q 13,888.89	Q 15,277.78	Q 29,166.67	Q 1,833,333.33
13	Q 13,888.89	Q 15,162.04	Q 29,050.93	Q 1,819,444.44
14	Q 13,888.89	Q 15,046.30	Q 28,935.19	Q 1,805,555.56
15	Q 13,888.89	Q 14,930.56	Q 28,819.44	Q 1,791,666.67
16	Q 13,888.89	Q 14,814.81	Q 28,703.70	Q 1,777,777.78
17	Q 13,888.89	Q 14,699.07	Q 28,587.96	Q 1,763,888.89
18	Q 13,888.89	Q 14,583.33	Q 28,472.22	Q 1,750,000.00
19	Q 13,888.89	Q 14,467.59	Q 28,356.48	Q 1,736,111.11
20	Q 13,888.89	Q 14,351.85	Q 28,240.74	Q 1,722,222.22
21	Q 13,888.89	Q 14,236.11	Q 28,125.00	Q 1,708,333.33
22	Q 13,888.89	Q 14,120.37	Q 28,009.26	Q 1,694,444.44
23	Q 13,888.89	Q 14,004.63	Q 27,893.52	Q 1,680,555.56
24	Q 13,888.89	Q 13,888.89	Q 27,777.78	Q 1,666,666.67
25	Q 13,888.89	Q 13,773.15	Q 27,662.04	Q 1,652,777.78
26	Q 13,888.89	Q 13,657.41	Q 27,546.30	Q 1,638,888.89
27	Q 13,888.89	Q 13,541.67	Q 27,430.56	Q 1,625,000.00
28	Q 13,888.89	Q 13,425.93	Q 27,314.81	Q 1,611,111.11
29	Q 13,888.89	Q 13,310.19	Q 27,199.07	Q 1,597,222.22
30	Q 13,888.89	Q 13,194.44	Q 27,083.33	Q 1,583,333.33
31	Q 13,888.89	Q 13,078.70	Q 26,967.59	Q 1,569,444.44
32	Q 13,888.89	Q 12,962.96	Q 26,851.85	Q 1,555,555.56
33	Q 13,888.89	Q 12,847.22	Q 26,736.11	Q 1,541,666.67
34	Q 13,888.89	Q 12,731.48	Q 26,620.37	Q 1,527,777.78
35	Q 13,888.89	Q 12,615.74	Q 26,504.63	Q 1,513,888.89
36	Q 13,888.89	Q 12,500.00	Q 26,388.89	Q 1,500,000.00
37	Q 13,888.89	Q 12,384.26	Q 26,273.15	Q 1,486,111.11
38	Q 13,888.89	Q 12,268.52	Q 26,157.41	Q 1,472,222.22
39	Q 13,888.89	Q 12,152.78	Q 26,041.67	Q 1,458,333.33
40	Q 13,888.89	Q 12,037.04	Q 25,925.93	Q 1,444,444.44

Continuación de la tabla XXXIII.

41	Q	13,888.89	Q	11,921.30	Q	25,810.19	Q	1,430,555.56
42	Q	13,888.89	Q	11,805.56	Q	25,694.44	Q	1,416,666.67
43	Q	13,888.89	Q	11,689.81	Q	25,578.70	Q	1,402,777.78
44	Q	13,888.89	Q	11,574.07	Q	25,462.96	Q	1,388,888.89
45	Q	13,888.89	Q	11,458.33	Q	25,347.22	Q	1,375,000.00
46	Q	13,888.89	Q	11,342.59	Q	25,231.48	Q	1,361,111.11
47	Q	13,888.89	Q	11,226.85	Q	25,115.74	Q	1,347,222.22
48	Q	13,888.89	Q	11,111.11	Q	25,000.00	Q	1,333,333.33
49	Q	13,888.89	Q	10,995.37	Q	24,884.26	Q	1,319,444.44
50	Q	13,888.89	Q	10,879.63	Q	24,768.52	Q	1,305,555.56
51	Q	13,888.89	Q	10,763.89	Q	24,652.78	Q	1,291,666.67
52	Q	13,888.89	Q	10,648.15	Q	24,537.04	Q	1,277,777.78
53	Q	13,888.89	Q	10,532.41	Q	24,421.30	Q	1,263,888.89
54	Q	13,888.89	Q	10,416.67	Q	24,305.56	Q	1,250,000.00
55	Q	13,888.89	Q	10,300.93	Q	24,189.81	Q	1,236,111.11
56	Q	13,888.89	Q	10,185.19	Q	24,074.07	Q	1,222,222.22
57	Q	13,888.89	Q	10,069.44	Q	23,958.33	Q	1,208,333.33
58	Q	13,888.89	Q	9,953.70	Q	23,842.59	Q	1,194,444.44
59	Q	13,888.89	Q	9,837.96	Q	23,726.85	Q	1,180,555.56
60	Q	13,888.89	Q	9,722.22	Q	23,611.11	Q	1,166,666.67
61	Q	13,888.89	Q	9,606.48	Q	23,495.37	Q	1,152,777.78
62	Q	13,888.89	Q	9,490.74	Q	23,379.63	Q	1,138,888.89
63	Q	13,888.89	Q	9,375.00	Q	23,263.89	Q	1,125,000.00
64	Q	13,888.89	Q	9,259.26	Q	23,148.15	Q	1,111,111.11
65	Q	13,888.89	Q	9,143.52	Q	23,032.41	Q	1,097,222.22
66	Q	13,888.89	Q	9,027.78	Q	22,916.67	Q	1,083,333.33
67	Q	13,888.89	Q	8,912.04	Q	22,800.93	Q	1,069,444.44
68	Q	13,888.89	Q	8,796.30	Q	22,685.19	Q	1,055,555.56
69	Q	13,888.89	Q	8,680.56	Q	22,569.44	Q	1,041,666.67
70	Q	13,888.89	Q	8,564.81	Q	22,453.70	Q	1,027,777.78
71	Q	13,888.89	Q	8,449.07	Q	22,337.96	Q	1,013,888.89
72	Q	13,888.89	Q	8,333.33	Q	22,222.22	Q	1,000,000.00
73	Q	13,888.89	Q	8,217.59	Q	22,106.48	Q	986,111.11
74	Q	13,888.89	Q	8,101.85	Q	21,990.74	Q	972,222.22
75	Q	13,888.89	Q	7,986.11	Q	21,875.00	Q	958,333.33
76	Q	13,888.89	Q	7,870.37	Q	21,759.26	Q	944,444.44
77	Q	13,888.89	Q	7,754.63	Q	21,643.52	Q	930,555.56
78	Q	13,888.89	Q	7,638.89	Q	21,527.78	Q	916,666.67
79	Q	13,888.89	Q	7,523.15	Q	21,412.04	Q	902,777.78
80	Q	13,888.89	Q	7,407.41	Q	21,296.30	Q	888,888.89
81	Q	13,888.89	Q	7,291.67	Q	21,180.56	Q	875,000.00
82	Q	13,888.89	Q	7,175.93	Q	21,064.81	Q	861,111.11
83	Q	13,888.89	Q	7,060.19	Q	20,949.07	Q	847,222.22
84	Q	13,888.89	Q	6,944.44	Q	20,833.33	Q	833,333.33
85	Q	13,888.89	Q	6,828.70	Q	20,717.59	Q	819,444.44
86	Q	13,888.89	Q	6,712.96	Q	20,601.85	Q	805,555.56
87	Q	13,888.89	Q	6,597.22	Q	20,486.11	Q	791,666.67
88	Q	13,888.89	Q	6,481.48	Q	20,370.37	Q	777,777.78
89	Q	13,888.89	Q	6,365.74	Q	20,254.63	Q	763,888.89
90	Q	13,888.89	Q	6,250.00	Q	20,138.89	Q	750,000.00
91	Q	13,888.89	Q	6,134.26	Q	20,023.15	Q	736,111.11
92	Q	13,888.89	Q	6,018.52	Q	19,907.41	Q	722,222.22
93	Q	13,888.89	Q	5,902.78	Q	19,791.67	Q	708,333.33
94	Q	13,888.89	Q	5,787.04	Q	19,675.93	Q	694,444.44
95	Q	13,888.89	Q	5,671.30	Q	19,560.19	Q	680,555.56
96	Q	13,888.89	Q	5,555.56	Q	19,444.44	Q	666,666.67
97	Q	13,888.89	Q	5,439.81	Q	19,328.70	Q	652,777.78
98	Q	13,888.89	Q	5,324.07	Q	19,212.96	Q	638,888.89
99	Q	13,888.89	Q	5,208.33	Q	19,097.22	Q	625,000.00
100	Q	13,888.89	Q	5,092.59	Q	18,981.48	Q	611,111.11

Continuación de la tabla XXXIII.

101	Q	13,888.89	Q	4,976.85	Q	18,865.74	Q	597,222.22
102	Q	13,888.89	Q	4,861.11	Q	18,750.00	Q	583,333.33
103	Q	13,888.89	Q	4,745.37	Q	18,634.26	Q	569,444.44
104	Q	13,888.89	Q	4,629.63	Q	18,518.52	Q	555,555.56
105	Q	13,888.89	Q	4,513.89	Q	18,402.78	Q	541,666.67
106	Q	13,888.89	Q	4,398.15	Q	18,287.04	Q	527,777.78
107	Q	13,888.89	Q	4,282.41	Q	18,171.30	Q	513,888.89
108	Q	13,888.89	Q	4,166.67	Q	18,055.56	Q	500,000.00
109	Q	13,888.89	Q	4,050.93	Q	17,939.81	Q	486,111.11
110	Q	13,888.89	Q	3,935.19	Q	17,824.07	Q	472,222.22
111	Q	13,888.89	Q	3,819.44	Q	17,708.33	Q	458,333.33
112	Q	13,888.89	Q	3,703.70	Q	17,592.59	Q	444,444.44
113	Q	13,888.89	Q	3,587.96	Q	17,476.85	Q	430,555.56
114	Q	13,888.89	Q	3,472.22	Q	17,361.11	Q	416,666.67
115	Q	13,888.89	Q	3,356.48	Q	17,245.37	Q	402,777.78
116	Q	13,888.89	Q	3,240.74	Q	17,129.63	Q	388,888.89
117	Q	13,888.89	Q	3,125.00	Q	17,013.89	Q	375,000.00
118	Q	13,888.89	Q	3,009.26	Q	16,898.15	Q	361,111.11
119	Q	13,888.89	Q	2,893.52	Q	16,782.41	Q	347,222.22
120	Q	13,888.89	Q	2,777.78	Q	16,666.67	Q	333,333.33
121	Q	13,888.89	Q	2,662.04	Q	16,550.93	Q	319,444.44
122	Q	13,888.89	Q	2,546.30	Q	16,435.19	Q	305,555.56
123	Q	13,888.89	Q	2,430.56	Q	16,319.44	Q	291,666.67
124	Q	13,888.89	Q	2,314.81	Q	16,203.70	Q	277,777.78
125	Q	13,888.89	Q	2,199.07	Q	16,087.96	Q	263,888.89
126	Q	13,888.89	Q	2,083.33	Q	15,972.22	Q	250,000.00
127	Q	13,888.89	Q	1,967.59	Q	15,856.48	Q	236,111.11
128	Q	13,888.89	Q	1,851.85	Q	15,740.74	Q	222,222.22
129	Q	13,888.89	Q	1,736.11	Q	15,625.00	Q	208,333.33
130	Q	13,888.89	Q	1,620.37	Q	15,509.26	Q	194,444.44
131	Q	13,888.89	Q	1,504.63	Q	15,393.52	Q	180,555.56
132	Q	13,888.89	Q	1,388.89	Q	15,277.78	Q	166,666.67
133	Q	13,888.89	Q	1,273.15	Q	15,162.04	Q	152,777.78
134	Q	13,888.89	Q	1,157.41	Q	15,046.30	Q	138,888.89
135	Q	13,888.89	Q	1,041.67	Q	14,930.56	Q	125,000.00
136	Q	13,888.89	Q	925.93	Q	14,814.81	Q	111,111.11
137	Q	13,888.89	Q	810.19	Q	14,699.07	Q	97,222.22
138	Q	13,888.89	Q	694.44	Q	14,583.33	Q	83,333.33
139	Q	13,888.89	Q	578.70	Q	14,467.59	Q	69,444.44
140	Q	13,888.89	Q	462.96	Q	14,351.85	Q	55,555.56
141	Q	13,888.89	Q	347.22	Q	14,236.11	Q	41,666.67
142	Q	13,888.89	Q	231.48	Q	14,120.37	Q	27,777.78
143	Q	13,888.89	Q	115.74	Q	14,004.63	Q	13,888.89
144	Q	13,888.89	Q	(0.00)	Q	13,888.89	Q	(0.00)
Total	Q	2,000,000.00	Q	1,191,666.67	Q	3,191,666.67		

Fuente: *Banco G&T*. https://www.segurosnyt.com.gt/?gclid=Cj0KCQjw08XeBRC0ARIsAP_gaQBQczTLxhbfSPTYk3V1L8SbqC8VhyCNyw21zyC1t20Nydn0uiZDGaAaAtNkEALw_wcB. Consulta: 14 de junio de 2018.

4.2.6.4.4. Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE)

El BCIE cuenta con la iniciativa MIPYMES Verdes, cuyo objetivo general es crear productos financieros de acceso eficiente para fomentar el financiamiento de inversiones ambientales que permitan impulsar el desarrollo de las fuentes de eficiencia energética y energía renovable (Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), ca. 2017).

En la figura 78 se muestra un esquema del programa de apoyo MIPYMES Verdes, en el cual se observan los montos de financiamiento, así como los plazos y formas de pago con los cuales cuentan, obtenido de la institución bancaria BCIE.

Figura 78. Esquema de programa de apoyo MIPYME verdes

Programa de Apoyo a las MIPYME con Enfoque en Energía Renovable y Eficiencia Energética							
Parámetros de Referencia	Facilidades			Destino 	Plazo 	Periodo de Gracia 	Formas de Pago
	MIPYMES con un número de empleados de 1 a 100						
	Micro Empresa	Pequeña Empresa	Mediana Empresa				
Monto de Financiamiento	Hasta USD \$3,000		Hasta USD \$ 5,000,000	Capital de Trabajo	Hasta 3 años	Hasta 6 meses	Trimestral
	Hasta USD \$5,000			Activo Fijo	Hasta 10 años	Hasta 18 meses	
	Hasta USD \$10,000	Proyecto de Inversión	Hasta 36 meses	Trimestral, semestral o anual			
		Vivienda productiva	Hasta 12 meses				
	Hasta USD \$3,000	Hasta USD \$50,000	Local Comercial	Preinversión y asistencia técnica reembolsable	Hasta 2 años	Hasta 6 meses	Trimestral

Fuente: *Modalidades e instrumentos financieros*. <http://www.bcie.org/modalidades-e-instrumentos-financieros/finanzas-para-las-mayorias/programas-de-mipyme/iniciativa-mipymes-verdes/> Consulta: 1 de agosto de 2018.

En cuanto a los tipos de proyectos candidatos a calificar, se tienen; proyectos de eficiencia energética que realicen un ahorro mayor del 15 % del consumo energético facturado y proyectos de generación de energía renovable de hasta 5 MW de capacidad instalada. Además, los préstamos se otorgarán en dólares, moneda de los Estados Unidos de América.

Con base en la figura anterior pueden determinarse los plazos de pago establecidos, los períodos de gracia y las formas de pago para un monto de Q2, 000, 000,00 equivalente a USD\$ 266, 666,67 con un tipo de cambio de 7.5Q/USD\$. Por lo tanto, según la tabla y la experiencia de personas en cuanto a la obtención de créditos en el BCIE, se establece un plazo de 9 años, pagos anuales y una tasa de interés de Libor 6 meses+ 500 puntos básicos; es decir, $2,53 \% + 5 \% = 7,53 \%$ anual.

En la tabla XXXIV se muestra el desglose de los pagos supuestos para BCIE; se observa que se pagarían Q602 400,00 de intereses, para hacer un total de Q2 602 400,00 por el monto solicitado.

Tabla XXXIV. **Desglose de pagos anuales supuestos para BCIE**

AÑO	CAPITAL	INTERESES	CUOTA TOTAL	SALDO
0				Q 2,000,000.00
1	Q 222,222.22	Q 133,866.67	Q 356,088.89	Q 1,777,777.78
2	Q 222,222.22	Q 117,133.33	Q 339,355.56	Q 1,555,555.56
3	Q 222,222.22	Q 100,400.00	Q 322,622.22	Q 1,333,333.33
4	Q 222,222.22	Q 83,666.67	Q 305,888.89	Q 1,111,111.11
5	Q 222,222.22	Q 66,933.33	Q 289,155.56	Q 888,888.89
6	Q 222,222.22	Q 50,200.00	Q 272,422.22	Q 666,666.67
7	Q 222,222.22	Q 33,466.67	Q 255,688.89	Q 444,444.44
8	Q 222,222.22	Q 16,733.33	Q 238,955.56	Q 222,222.22
9	Q 222,222.22	Q 0.00	Q 222,222.22	Q 0.00
Total	Q 2,000,000.00	Q 602,400.0001	Q 2,602,400.00	

Fuente: Banco G&T. https://www.segurosbyt.com.gt/?gclid=Cj0KCQjw08XeBRC0ARIsAP_gaQBQczTLxhbfSPTYk3V1L8SbqC8VhyCNyw21zyC1t20Nydn0uiZDGaAaAtNkEALw_wcB. Consulta: 14 de junio de 2018.

4.2.6.4.5. Cooperativa Guayacán

Los requisitos para la obtención de un préstamo hipotecario en dicha institución son los siguientes:

- DPI
- Recibo de servicios
- Apertura de cuenta
- Patente de comercio
- Estado de cuenta de tres meses atrás a la fecha
- Escritura de la garantía
- Realizar el avalúo por empresa autorizada

Además, para autorizar la cantidad solicitada (Q2 000 000,00) en esta entidad exigen que los ingresos de la sociedad anónima o persona individual sean por lo menos de Q60 000,00 mensuales para garantizar la continuidad de los pagos.

Cooperativa Guayacán para el monto solicitado de Q2 000 000,00 ofrece una tasa de intereses del 10 % anual, y la forma de pago serían abonos mensuales; ofrece un plazo total para el pago de la deuda de 84 meses (7 años).

En la tabla XXXV se muestra el desglose de los pagos propuestos por Guayacán, se observa que se pagarían Q691 666,67 de intereses, para hacer un total de Q2 691 666,67 por el monto solicitado.

Tabla XXXV. **Desglose de pagos mensuales Cooperativa Guayacán**

MES	CAPITAL	INTERESES	CUOTA TOTAL	SALDO
0				Q2,000,000.00
1	Q 23,809.52	Q 16,468.25	Q 40,277.78	Q 1,976,190.48
2	Q 23,809.52	Q 16,269.84	Q 40,079.37	Q 1,952,380.95
3	Q 23,809.52	Q 16,071.43	Q 39,880.95	Q 1,928,571.43
4	Q 23,809.52	Q 15,873.02	Q 39,682.54	Q 1,904,761.90
5	Q 23,809.52	Q 15,674.60	Q 39,484.13	Q 1,880,952.38
6	Q 23,809.52	Q 15,476.19	Q 39,285.71	Q 1,857,142.86
7	Q 23,809.52	Q 15,277.78	Q 39,087.30	Q 1,833,333.33
8	Q 23,809.52	Q 15,079.37	Q 38,888.89	Q 1,809,523.81
9	Q 23,809.52	Q 14,880.95	Q 38,690.48	Q 1,785,714.29
10	Q 23,809.52	Q 14,682.54	Q 38,492.06	Q 1,761,904.76
11	Q 23,809.52	Q 14,484.13	Q 38,293.65	Q 1,738,095.24
12	Q 23,809.52	Q 14,285.71	Q 38,095.24	Q 1,714,285.71
13	Q 23,809.52	Q 14,087.30	Q 37,896.83	Q 1,690,476.19
14	Q 23,809.52	Q 13,888.89	Q 37,698.41	Q 1,666,666.67
15	Q 23,809.52	Q 13,690.48	Q 37,500.00	Q 1,642,857.14
16	Q 23,809.52	Q 13,492.06	Q 37,301.59	Q 1,619,047.62
17	Q 23,809.52	Q 13,293.65	Q 37,103.17	Q 1,595,238.10
18	Q 23,809.52	Q 13,095.24	Q 36,904.76	Q 1,571,428.57
19	Q 23,809.52	Q 12,896.83	Q 36,706.35	Q 1,547,619.05
20	Q 23,809.52	Q 12,698.41	Q 36,507.94	Q 1,523,809.52
21	Q 23,809.52	Q 12,500.00	Q 36,309.52	Q 1,500,000.00
22	Q 23,809.52	Q 12,301.59	Q 36,111.11	Q 1,476,190.48
23	Q 23,809.52	Q 12,103.17	Q 35,912.70	Q 1,452,380.95
24	Q 23,809.52	Q 11,904.76	Q 35,714.29	Q 1,428,571.43
25	Q 23,809.52	Q 11,706.35	Q 35,515.87	Q 1,404,761.90

Continuación de la tabla XXXV.

26	Q	23,809.52	Q	11,507.94	Q	35,317.46	Q	1,380,952.38
27	Q	23,809.52	Q	11,309.52	Q	35,119.05	Q	1,357,142.86
28	Q	23,809.52	Q	11,111.11	Q	34,920.63	Q	1,333,333.33
29	Q	23,809.52	Q	10,912.70	Q	34,722.22	Q	1,309,523.81
30	Q	23,809.52	Q	10,714.29	Q	34,523.81	Q	1,285,714.29
31	Q	23,809.52	Q	10,515.87	Q	34,325.40	Q	1,261,904.76
32	Q	23,809.52	Q	10,317.46	Q	34,126.98	Q	1,238,095.24
33	Q	23,809.52	Q	10,119.05	Q	33,928.57	Q	1,214,285.71
34	Q	23,809.52	Q	9,920.63	Q	33,730.16	Q	1,190,476.19
35	Q	23,809.52	Q	9,722.22	Q	33,531.75	Q	1,166,666.67
36	Q	23,809.52	Q	9,523.81	Q	33,333.33	Q	1,142,857.14
37	Q	23,809.52	Q	9,325.40	Q	33,134.92	Q	1,119,047.62
38	Q	23,809.52	Q	9,126.98	Q	32,936.51	Q	1,095,238.10
39	Q	23,809.52	Q	8,928.57	Q	32,738.10	Q	1,071,428.57
40	Q	23,809.52	Q	8,730.16	Q	32,539.68	Q	1,047,619.05
41	Q	23,809.52	Q	8,531.75	Q	32,341.27	Q	1,023,809.52
42	Q	23,809.52	Q	8,333.33	Q	32,142.86	Q	1,000,000.00
43	Q	23,809.52	Q	8,134.92	Q	31,944.44	Q	976,190.48
44	Q	23,809.52	Q	7,936.51	Q	31,746.03	Q	952,380.95
45	Q	23,809.52	Q	7,738.10	Q	31,547.62	Q	928,571.43
46	Q	23,809.52	Q	7,539.68	Q	31,349.21	Q	904,761.90
47	Q	23,809.52	Q	7,341.27	Q	31,150.79	Q	880,952.38
48	Q	23,809.52	Q	7,142.86	Q	30,952.38	Q	857,142.86
49	Q	23,809.52	Q	6,944.44	Q	30,753.97	Q	833,333.33
50	Q	23,809.52	Q	6,746.03	Q	30,555.56	Q	809,523.81
51	Q	23,809.52	Q	6,547.62	Q	30,357.14	Q	785,714.29
52	Q	23,809.52	Q	6,349.21	Q	30,158.73	Q	761,904.76
53	Q	23,809.52	Q	6,150.79	Q	29,960.32	Q	738,095.24
54	Q	23,809.52	Q	5,952.38	Q	29,761.90	Q	714,285.71
55	Q	23,809.52	Q	5,753.97	Q	29,563.49	Q	690,476.19
56	Q	23,809.52	Q	5,555.56	Q	29,365.08	Q	666,666.67
57	Q	23,809.52	Q	5,357.14	Q	29,166.67	Q	642,857.14
58	Q	23,809.52	Q	5,158.73	Q	28,968.25	Q	619,047.62
59	Q	23,809.52	Q	4,960.32	Q	28,769.84	Q	595,238.10
60	Q	23,809.52	Q	4,761.90	Q	28,571.43	Q	571,428.57
61	Q	23,809.52	Q	4,563.49	Q	28,373.02	Q	547,619.05
62	Q	23,809.52	Q	4,365.08	Q	28,174.60	Q	523,809.52
63	Q	23,809.52	Q	4,166.67	Q	27,976.19	Q	500,000.00
64	Q	23,809.52	Q	3,968.25	Q	27,777.78	Q	476,190.48
65	Q	23,809.52	Q	3,769.84	Q	27,579.37	Q	452,380.95
66	Q	23,809.52	Q	3,571.43	Q	27,380.95	Q	428,571.43
67	Q	23,809.52	Q	3,373.02	Q	27,182.54	Q	404,761.90
68	Q	23,809.52	Q	3,174.60	Q	26,984.13	Q	380,952.38
69	Q	23,809.52	Q	2,976.19	Q	26,785.71	Q	357,142.86
70	Q	23,809.52	Q	2,777.78	Q	26,587.30	Q	333,333.33
71	Q	23,809.52	Q	2,579.37	Q	26,388.89	Q	309,523.81
72	Q	23,809.52	Q	2,380.95	Q	26,190.48	Q	285,714.29
73	Q	23,809.52	Q	2,182.54	Q	25,992.06	Q	261,904.76
74	Q	23,809.52	Q	1,984.13	Q	25,793.65	Q	238,095.24
75	Q	23,809.52	Q	1,785.71	Q	25,595.24	Q	214,285.71
76	Q	23,809.52	Q	1,587.30	Q	25,396.83	Q	190,476.19
77	Q	23,809.52	Q	1,388.89	Q	25,198.41	Q	166,666.67
78	Q	23,809.52	Q	1,190.48	Q	25,000.00	Q	142,857.14
79	Q	23,809.52	Q	992.06	Q	24,801.59	Q	119,047.62
80	Q	23,809.52	Q	793.65	Q	24,603.17	Q	95,238.10
81	Q	23,809.52	Q	595.24	Q	24,404.76	Q	71,428.57
82	Q	23,809.52	Q	396.83	Q	24,206.35	Q	47,619.05
83	Q	23,809.52	Q	198.41	Q	24,007.94	Q	23,809.52
84	Q	23,809.52	Q	0.00	Q	23,809.52	Q	0.00
Total	Q	2,000,000.00	Q	691,666.67	Q	2,691,666.67		

Fuente: Banco G&T. https://www.segurosnyt.com.gt/?gclid=Cj0KCQjw08XeBRC0ARIsAP_gaQBQczTLxhbfSPTYk3V1L8SbqC8VhyCNyw21zyC1t20Nydn0uiZDGaAaAtNkEALw_wcB. Consulta: 14 de junio de 2018.

4.2.6.4.6. Banco de Desarrollo Rural (Banrural)

Los requisitos para la obtención de un préstamo hipotecario en dicha institución son los siguientes:

- Requisitos para crédito persona individual
 - Llenar solicitud de crédito en el formato proporcionado por el banco.
 - Perfil de la empresa.
 - Balance general y estados de resultados de los últimos dos períodos contables anteriores a la fecha de la solicitud y los estados financieros al cierre del mes con antigüedad no mayor a 6 meses previos a la solicitud incluyendo la integración de los principales rubros de balance, certificados por el contador de la empresa o con certificación de contador público y auditor así como firmados por el propietario de la empresa.
 - Estados de cuenta bancarios de los últimos 3 meses.
 - Patente de comercio de empresa mercantil.
 - Fotocopia del documento personal de identificación DPI del propietario
 - Número de identificación tributaria.

- Según sea el destino y la inversión, presentar las licencias correspondientes (estudio de impacto ambiental, sanitaria, de construcción, de exportación y otros que sean legalmente procedentes).
- Declaración en la que se indique: a) nombre de las sociedades en las que el solicitante o deudor tiene más del 25% de participación de capital, incluyendo el porcentaje de inversión y/o participación en cada una de ellas. b) Nombre de las personas jurídicas en las cuales se ejerza un cargo de dirección o administración indicando el cargo.
- Requisitos para crédito persona jurídica
 - Datos generales
 - Denominación o razón social y nombre comercial
 - Número de identificación tributaria (NIT)
 - Actividad económica a la que se dedica
 - Dirección de la sede social
 - Número de teléfono
 - Nombre del o los representantes legales
 - Solicitud de crédito firmada por el personero responsable en formato proporcionado por el banco.
 - Fotocopia de la escritura de constitución de la entidad y de sus modificaciones, incluyendo la razón de su inscripción en el registro correspondiente.

- Fotocopia de la patente de comercio y de patente de sociedades, si procediera.
- Fotocopia del nombramiento del representante legal debidamente inscrito en el registro correspondiente y fotocopia del documento personal de identificación DPI de éste.
- Información actualizada de los accionistas de la sociedad o miembros de la asociación, según sea el caso.
- Certificación de la autorización concedida por el órgano competente de la entidad, para que el representante legal, gestione y contrate el activo crediticio y constituye la garantía correspondiente.
- Perfil de la entidad.
- Balance general y estados de resultado de los últimos dos períodos contables anteriores a la fecha de la solicitud y los estados financieros al cierre del mes con antigüedad no mayor a 6 meses previos a la solicitud incluyendo la integración de los principales rubros del balance, certificados por el contador de la empresa o con certificación de contador público y auditor así como firmados por el propietario de la empresa.
- Según sea el destino y la inversión, presentar las licencias correspondientes (estudio de impacto ambiental, sanitaria, de construcción, de exportación y otros que sean legalmente procedentes).

- Estados de cuenta emitidos por instituciones bancarias, financieras o cooperativas, de los últimos 3 meses.
- Declaración firmada por el representante legal.
- Información a presentar del proyecto o inversión
 - Detalle de la inversión y perfil económico-financiero del proyecto a realizar, mercado, ubicación, proyecciones, etc.
 - Si se van a adquirir bienes muebles, factura proforma.
 - Flujo de fondos proyectados para el periodo del financiamiento, firmado por funcionario responsable de la empresa (en caso de persona jurídica) o propietario (en caso de persona individual), así como los supuestos utilizados para su elaboración y las variables que darán los resultados esperados, que permitan establecer la factibilidad del cumplimiento de sus obligaciones con la institución.
 - Cualquier otra información que el banco considere pertinente.
- Requisitos sobre la garantía hipotecaria
 - Primer testimonio o copia de la finca ofrecida en garantía.
 - Certificación de la finca emitida por el Registro General de la Propiedad, antigüedad no mayor a 2 meses.
 - Plano de la finca.

- Recibo del último pago del IUSI.

Banrural para el monto solicitado de Q2 000 000,00 ofrece dos opciones. La primera es una tasa de intereses del 9 % anual, y la forma de pago serían abonos mensuales; ofrece un plazo total para el pago de la deuda de 60 meses (5 años). La segunda es una tasa de intereses del 9 % anual, y la forma de pago serían abonos mensuales; ofrece un plazo total para el pago de la deuda de 120 meses (10 años). En ambas modalidades, Banrural ofrece pagos mensuales fijos, a diferencia de las instituciones anteriores. En la siguiente tabla se muestra la tabla resumen del préstamo ofrecido por dicha institución.

Tabla XXXVI. **Resumen del préstamo Banrural**

Plazo	5 años	10 años
Pago programado	Q41,517.71	Q25,335.15
Número de pagos programados	60	120
Número real de pagos	60	120
Intereses total	Q491,002.63	Q1,040,218.57

Fuente: *Banrural*. https://www.segurosgyt.com.gt/?gclid=Cj0KCQjw08XeBRC0ARIsAP_gaQBQczTLxhbfSPTYk3V1L8SbqC8VhyCNyw21zyC1t20NydnoUiZDGaAaAtNkEALw_wcB. Consulta: 14 de junio de 2018.

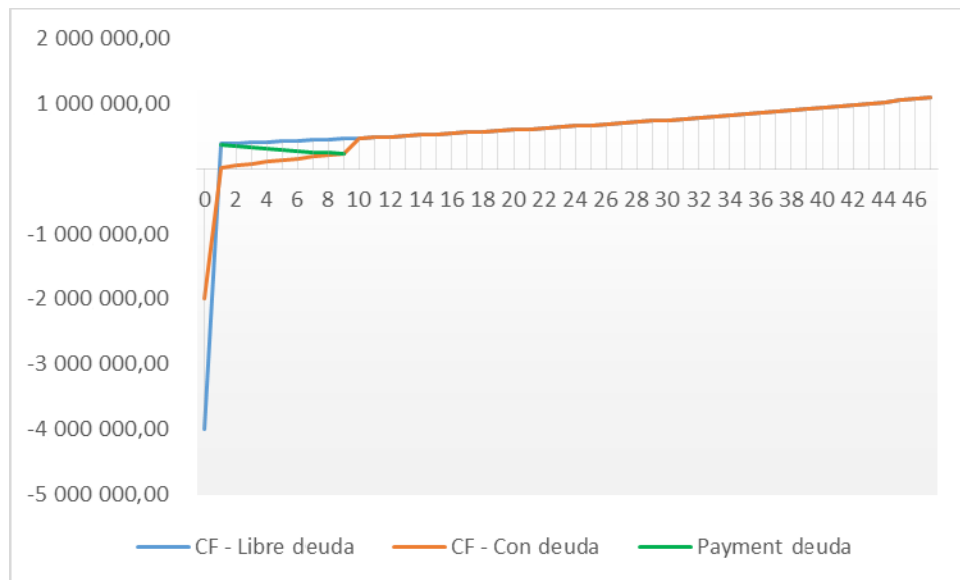
4.2.6.5. Factibilidad económica del proyecto

Para la elaboración de la evaluación de la factibilidad del proyecto, se ha analizado cada una de las tablas de amortización de todas las entidades bancarias; se ha rechazado aquellas que por el plazo o la tasa de interés no permita realizar el pago mensual o anual requerido por el banco. Dentro de las opciones que si permiten realizar el pago de las mensualidades se ha escogido

la planteada a BCIE ya que es la que cuenta mejor modalidad de pagos y mejor tasa de interés.

En la siguiente figura se muestran las gráficas de flujo de caja libre de deuda, con deuda y los pagos anuales de la deuda.

Figura 79. **Flujo de caja con deuda y libre de deuda**



Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, para la evaluación de la factibilidad económica del proyecto bajo las condiciones económicas mencionadas, se determinó el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) y además se determinó el periodo estimado de retorno; los resultados se muestran a continuación.

- Valor presente neto (VPN): Q6, 129, 015,71
- Tasa interna de retorno (TIR): 12,89 %

- Tiempo estimado de retorno (payback): 13 años

Observando los métodos de toma de decisiones anteriores, se observa que el VPN tiene un valor positivo, lo cual resulta muy beneficioso, e inclusive podría incrementarse el porcentaje de utilidad de la empresa. La TIR del 12,89 %, también, indica que el proyecto es rentable ya que es mayor que el WACC expresado anteriormente; lo que indica que las utilidades son mayores a las esperadas. Para el tiempo estimado de retorno lo que se busca en definitiva es que sea menor que la vida útil del proyecto; por tanto, un tiempo de retorno de 13 años significa que el total de la inversión se recupera en el tiempo indicado, obteniendo las utilidades anuales antes mencionadas.

Los resultados en el estudio económico obedecen a la elección de datos bastante conservadores y, por lo tanto, a criterio del desarrollo del presente documento se consideran resultados bastante beneficios para el proyecto; sin embargo, con los métodos presentados anteriormente se pretende evidenciar la información necesaria para que el inversionista interesado en desarrollar el proyecto pueda tomar la decisión de inversión en el mismo o no.

CONCLUSIONES

1. La generación de energía eléctrica a partir de recursos renovables es la mejor alternativa de generación para la protección del medio ambiente ya que no contaminan.
2. Los proyectos de repotenciación consisten en un análisis técnico, económico y ambiental del aprovechamiento existente, determinando cuales de sus componentes deben ser sometidos a cambios, con la finalidad de aprovechar al máximo el mismo recurso hídrico para lograr una mayor generación.
 - El proyecto de repotenciación de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca Santa Gertrudis, determina que deben realizarse mejoras y mantenimientos en las obras de: bocatoma, aliviaderos, pasos de agua de lluvia y la línea existente; y deben ser reemplazadas y ampliadas las obras de: canal de conducción, desarenador, cámara de presión, tubería de presión, casa de máquinas y el equipo electromecánico.
3. La repotenciación de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca Santa Gertrudis aumenta la potencia instalada de la central; pasado de tener aproximadamente 48 KW a tener 226 KW; es decir 178 KW adicionales.
4. La generación de energía eléctrica de Santa Gertrudis, posterior a la repotenciación en un período de 1 año, se ve aumentada en un 280 %.

5. El proyecto de repotenciación de la microcentral de la hidroeléctrica de la finca Santa Gertrudis requiere de una inversión inicial de Q1, 485, 085,67, es un proyecto económicamente atractivo, como lo demuestran los métodos de evaluación analizados.

RECOMENDACIONES

1. Recopilar y crear una base de datos de registros de caudales, generación y consumo de energía; para las pequeñas centrales generadoras, incluye a las centrales aisladas para ser utilizados en el momento que sean necesarios trabajos de repotenciación, rehabilitación o modernización.
2. Considerar para las fincas autoproductoras con centrales hidroeléctricas aisladas la realización de proyectos de repotenciación para la diversificación del mercado al comercializar su energía generada.
3. Consultar documentación actualizada acerca de la generación y repotenciación de centrales hidroeléctricas previo a la realización de un proyecto de esa índole.
4. Conocer el marco regulatorio y legislativo referente a la generación de energía eléctrica en Guatemala y los procesos para comercializar los productos en el mercado mayorista.
5. Realizar un estudio de perfectibilidad y factibilidad técnica y económica previo a la realización de un proyecto de repotenciación para evitar hacer proyectos no justificables o caer en gastos innecesarios.
6. Asesorarse con un consultor especialista en la realización de instrumentos ambientales con la finalidad de provocar el mínimo impacto ambiental, adoptando las medidas de mitigación más apropiadas y

apegadas a la legislación vigente en Guatemala para obtener la licencia ambiental en el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALCARAZ ALCARAZ, Misael. *Repotenciación de centrales hidroeléctricas: una alternativa para aumentar la capacidad de generación de energía eléctrica. Estudio de caso*. Morelos, México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2011. 189 p.
2. ALARCÓN, Arturo. *Rehabilitar, repotenciar, modernizar: la nueva frontera para las hidroeléctricas de Latinoamérica. BID Mejorando vidas*. [en línea]. <<https://blogs.iadb.org/energia/2017/09/25/rehabilitar-repotenciar-modernizar-la-nueva-frontera-para-las-hidroelectricas-de-latinoamerica/>>. [Consulta: 1 de noviembre de 2017].
3. BOLAÑOS ARQUÍN, José Francisco. *Plantas hidroeléctricas La Garita, río Macho y Cachi. Cambio político*. [en línea]. <<https://cambiopolitico.com/plantas-hidroelectricas-la-garita-rio-macho-y-cachi/78754/>>. [Consulta: 17 de enero de 2018].
4. Conductores del Norte, cable ACSR. *CDELN*. [en línea]. <http://www.cdeln.com/sites/default/files/fichas_tecnicas/2010/03/cn-003-CablesACSR.pdf>. [Consulta: 11 de marzo de 2018].
5. Energías renovables en Guatemala, AGER. *Asociación de generadores con energía renovable*. [en línea]. <<http://ager.org.gt/energias-renovables/>>. [Consulta: 27 de septiembre de 2017].

6. FIGUEROA GARCÍA, Daniel Ángel. *Propuesta de repotenciación de generadores por medio del rediseño y cambio de aislante*. Trabajo de graduación de Ing. Mecánica Eléctrica. Universidad de San Carlos de Guatemala, Facultad de Ingeniería, 2013. 298 p.
7. Hidroeléctrica Itaipú, embalse. *Itaipú Binacional*. [en línea]. <<https://www.itaipu.gov.py/es/energia/embalse>>. [Consulta: 21 de diciembre de 2017].
8. Instituto Nacional de Electrificación, INDE. *Repotenciar cuatro hidroeléctricas antiguas*. [en línea]. <<https://caballerosidadguatemalteca.wordpress.com/2016/08/11/inde-de-guatemala-por-repotenciar-4-hidroelectricas-antiguas/>>. [Consulta: 18 de enero de 2018.]
9. MARTÍNEZ MONSECO, Francisco Javier. *Diseño de un plan de mantenimiento para un equipo de alta fiabilidad. Técnica Industrial*. [en línea]. <<http://www.tecnicaindustrial.es/TIFrontal/a-4303-diseno-plan-mantenimiento-equipo-alta-fiabilidad.aspx>>. [Consulta: 21 de marzo de 2018].

APÉNDICES

A continuación, se muestran los valores de los caudales diarios en m³/s para los años estacionales indicados en cada una de las tablas obtenidas en la finca Santa Gertrudis. Dichos caudales fueron utilizados para la realización del estudio hidrológico; se determinan con base en ellos los caudales medios mensuales, las casillas en blanco se deben a que no se tiene medición de caudal para ese día en específico.

Apéndice 1. Caudales diarios años estacionales de 1970 a 1972

Mes	Año	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00	26.00	27.00	28.00	29.00	30.00	31.00	
May	1970-1971	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.38	0.37	0.34	0.32	0.32	0.32	0.34	0.40	0.38	0.67	0.78	1.03	0.78	0.78	0.38	0.38	0.35	0.35	0.34	0.32	0.32	0.35	0.47	0.34	0.34	
Jun	1970-1971	0.45	0.51	0.57	0.35	0.34	0.31	0.31	0.35	0.47	0.57	0.38	0.47	0.57	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.90	1.03	0.95	1.24	1.14	1.03	1.03	0.95	0.85	0.71		
Jul	1970-1971	0.48	0.62	3.29	0.85	1.03	0.95	0.78				0.67	0.67	1.24	1.53	1.44	0.95	1.42	1.33	1.42	1.57	1.36	2.35	2.02	2.52	1.83	2.60	2.02	1.57	2.94	2.02	2.69	
Ago	1970-1971	2.23	1.92	1.87	3.29	2.18	1.87	1.92	2.60	1.15	1.24	1.17	1.49	1.11	1.09	1.17	1.17	1.03	1.33	1.11	0.95	0.95	1.36	0.85	1.01	1.27	1.69	1.24	1.17	5.55	2.12	2.52	
Sep	1970-1971	2.12	1.92	1.92	1.65	2.02	1.87	2.69	3.72	4.86	3.84	1.92	1.92	2.52	1.63	4.52	2.35	2.52	3.72	2.02	6.10	3.64	2.69	1.92	1.92	2.85	2.52	1.92	2.02	1.92	2.02		
Oct	1970-1971	2.18	2.02	1.92	1.92	2.18	1.92	1.92	2.02	2.23	1.92	2.18	2.02	1.92	1.87	1.87	1.69	1.74	1.42	1.17	1.06	1.06	1.42	1.09	1.17	1.17	1.24	1.11	1.17	1.27	1.11		
Nov	1970-1971	1.17	1.57	1.24	1.27	1.24	1.11	1.24	1.11	1.11	1.06	1.24	0.93	1.01	1.24	1.03	0.90	1.03	0.93	1.01	0.89	0.95	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.90	0.85	0.85	0.83		
Dic	1970-1971	0.67	0.81	0.69	0.67	0.67	0.62	0.65	0.59	0.62	0.65	0.65	0.67	0.65	0.60	0.60	0.67	0.65	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67	
Ene	1970-1971																																
Feb	1970-1971																			0.25	0.28	0.25	0.28	0.26	0.28	0.26	0.29	0.25	0.26				
Mar	1970-1971	0.28	0.26	0.28	0.28	0.29	0.29	0.28	0.26	0.25	0.25	0.25	0.24	0.25	0.22	0.22	0.21	0.22	0.25	0.26	0.28	0.24	0.26	0.25	0.26	0.24	0.25	0.26	0.24	0.25	0.25	0.26	
Abr	1970-1971	0.28	0.29	0.29	0.28	0.31	0.32	0.28	0.26	0.22	0.21	0.24	0.25	0.24	0.25	0.24	0.24	0.24	0.25	0.24	0.25	0.24	0.24	0.25	0.22	0.24	0.22	0.22	0.24	0.24			
May	1971-1972	0.29	0.31	0.31	0.29	0.31	0.31	0.32	0.32	0.31	0.34	0.32	0.34	0.34	0.35	0.35	0.37	0.37	0.37	0.35	0.39	0.41	0.41	0.42	0.42	0.44	0.44	0.46	0.46	0.42	0.35	0.37	
Jun	1971-1972																																
Jul	1971-1972	0.68	0.65	0.59	0.61	0.66	0.64	0.59	0.57	0.59	0.61	0.55	0.39	0.50	0.44	0.39	0.49	0.98	1.18	0.80	0.81	0.79	0.71	0.73	0.72	0.69	0.64	0.64	0.73	0.70	0.91	1.09	
Ago	1971-1972	1.00	0.79	0.86	1.00	0.91	1.68	1.32	1.93	1.92	1.39	1.20	1.10	1.07	0.95	0.87	1.12	0.85	0.79	0.79	0.81	0.90	0.84	0.95	0.91	1.32	1.30	2.34	2.00	2.36	2.43	2.07	
Sep	1971-1972	1.70	2.15	2.14	2.38	2.56	2.03	1.83	1.93	1.64	2.08	2.26	1.92	1.73	1.73	1.56	1.97	1.80	1.36	1.32	1.24	1.17	1.10	1.10	0.97	2.74	1.73	1.56	2.22	2.44	4.04		
Oct	1971-1972	1.60	3.38	3.32	2.98	2.07	4.20	1.97	2.86	3.60	3.05	1.92	2.80	5.22	3.74	4.20	5.22	2.92	2.56	2.12	4.53	2.68	1.64	1.60	2.92	1.92	1.83	1.28	1.17	2.33	1.32	1.64	
Nov	1971-1972																																
Dic	1971-1972																																
Ene	1971-1972	0.35	0.35	0.35	0.35	0.35	0.39	0.34	0.34	0.34	0.35	0.32	0.32	0.33	0.34	0.32	0.32	0.39	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.30	0.28	0.28	0.26	0.37	0.26	
Feb	1971-1972	0.47	0.27	0.26	0.26	0.25	0.24	0.26	0.36	0.28	0.32	0.36	0.28	0.30	0.28	0.31	0.28	0.31	0.28	0.28	0.27	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.27	0.26	0.29			
Mar	1971-1972	0.26	0.26	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.24	0.25	0.24	0.25	0.24	0.25	0.39	0.27	0.25	0.24	1.04	0.27	0.29	0.38	0.25	0.25	0.26	0.27	0.24	0.24	0.26	0.24	0.24	0.24	
Abr	1971-1972	0.24	0.24	0.23	0.24	0.22	0.22	0.23	0.30	0.26	0.22	0.22	0.22	0.24	0.24	0.22	0.23	0.25	0.22	0.29	0.22	0.22	0.60	0.27	0.28	0.22	0.24	0.25	0.22	0.31	0.23	0.22	

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. Caudales diarios años estacionales de 1972 a 1976

Mes	Año	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00	26.00	27.00	28.00	29.00	30.00	31.00		
May	1972-1973	0.31	0.31	0.31	0.36	0.31	0.31	0.31	0.31	0.33	0.40	0.33	0.41	0.43	0.42	0.55	0.42	0.53	0.51	0.73	0.46	0.46	0.59	1.76	1.57	1.29	1.45	0.68	0.59	0.77	1.74	0.99		
Jun	1972-1973	1.22	0.92	1.42	1.57	1.83	1.92	1.40	2.07	1.34	1.88	1.41	1.17	0.99	0.93	0.81	0.79	0.80	0.88	1.35	1.44	1.21	1.35	0.95	0.80	1.61	0.79	0.62	0.67	0.92	0.68			
Jul	1972-1973	0.68	0.66	0.66	0.67	1.08	1.06	0.83	0.62	1.33	1.05	0.87	1.32	0.96	1.58	0.93	1.21	0.79	0.91	0.94	1.01	0.86	0.84	1.27	1.57	1.08	5.44	2.13	1.31	1.15	1.18	1.19		
Ago	1972-1973	1.48	1.72	1.48	1.17	1.07	1.00	0.94	0.88	0.85	0.80	0.80	0.75	0.70	0.71	0.66	0.64	0.66	0.63	0.65	0.60	0.60	0.63	0.67	0.64	0.82	0.74	1.04	0.87	0.87	0.73	0.75		
Sep	1972-1973	0.68	0.67	0.63	0.65	0.82	0.79	0.83	0.75	0.68	0.72	0.68	0.63	0.80	0.74	0.70	0.75	0.75	0.68	0.66	0.64	0.71	0.70	1.02	1.08	1.06	0.85	0.95	0.97	0.93	0.92			
Oct	1972-1973	1.13	1.27	1.44	1.20	1.19	1.24	1.31	1.46	1.50	1.29	1.00	1.08	0.98	1.11	1.06	1.02	1.00	0.93	1.12	1.02	1.01	0.91	1.48	1.70	0.81	1.69	1.40	0.85	0.94	1.08	0.91		
Nov	1972-1973	0.91	0.83	1.41	1.22	0.88	0.75	0.88	0.68	0.68	0.62	0.81	0.86	0.76	0.73	0.71	0.73	0.69	1.13	0.84	0.73	0.70	0.66	1.16	0.60	0.58	0.56	0.55	0.53	0.52	0.50			
Dic	1972-1973	0.50	0.49	0.49	0.48	0.48	0.48	0.46	0.45	0.44	0.44	0.44	0.48	0.44	0.42	0.41	0.53	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.38	0.38	0.37	0.36	0.36	0.29	0.39	0.39		
Ene	1972-1973	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.33	0.33	0.33	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.33	0.33	0.32	0.32	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29		
Feb	1972-1973	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27		
Mar	1972-1973	0.26	0.28	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.27	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.27	0.26	
Abr	1972-1973	0.26	0.26	0.26	0.26	0.56	0.27	0.41	0.30	0.34	0.29	0.47	0.30	0.27	0.27	0.27	0.27	0.28	0.27	0.27	0.27	0.26	0.26	0.26	0.26	0.27	0.26	0.26	0.26	0.27	0.29	0.22		
May	1973-1974	0.23	0.23	0.27	0.28	0.28	0.37	0.29	0.26	0.26	0.31	0.27	0.27	0.31	0.28	0.30	0.27	0.37	0.42	0.35	0.33	0.40	0.67	0.56	0.54	0.50	0.44	0.44	0.48	0.84	0.93	0.81		
Jun	1973-1974	0.56	0.50	0.48	0.47	0.42	0.54	0.63	0.89	0.82	0.78	1.02	0.80	0.91	1.03	1.04	1.03	0.94	0.80	1.20	1.41	1.02	0.88	0.79	0.72	0.81	1.68	1.46	1.27	1.81	2.00			
Jul	1973-1974	1.16	1.70	1.67	1.48	1.32	1.37	1.24	1.11	1.12	1.03	1.82	1.18	0.96	0.87	0.86	0.79	0.77	0.73	0.83	1.51	1.13	1.22	0.99	1.03	0.93	0.91	0.96	1.10	1.29	1.28	1.18		
Ago	1973-1974	1.33	1.41	1.63	1.57	1.37	1.77	1.98	1.83	1.79	1.69	1.40	1.70	2.53	2.21	1.89	1.79	1.75	1.51	1.71	1.49	2.04	1.65	1.47	1.92	1.94	1.94	2.02	2.08	2.36	2.73	2.96		
Sep	1973-1974	2.28	1.44	1.26	1.83	1.59	1.37	1.19	0.81	0.80	1.05	1.13	1.06	1.37	1.54	0.75	1.18	0.63	0.48	0.93	0.71	1.00	1.13	0.69	0.86	1.46	0.99	0.78	1.04	1.32	1.10			
Oct	1973-1974	0.92	2.16	0.70	0.67	1.52	1.06	1.19	1.05	1.08	1.49	1.32	4.03	1.04	0.85	0.83	0.93	1.52	1.93	0.94	0.99	1.31	0.79	0.74	1.05	0.78	0.66	1.27	0.96	0.57	1.00	0.60		
Nov	1973-1974																																	
Dic	1973-1974	0.14	0.46	0.14	0.13	0.13	0.21	0.15	0.12	0.12	0.15	0.12	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.08	0.08	0.07	0.07	0.07	0.08	0.07	0.11	0.14	0.08		
Ene	1973-1974																																	
Feb	1973-1974																																	
Mar	1973-1974	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.08	0.07	0.08	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07	0.06	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.33	
Abr	1973-1974	0.26	0.07	0.16	0.55	0.23	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.11	0.20		
May	1974-1975	0.20	0.23	0.26	0.37	0.29	0.30	0.24	0.22	0.20	0.40	0.48	0.30	0.29	0.27	0.30	0.26	0.29	0.57	0.40	0.22	0.37	0.50	0.48	0.61	0.84	0.57	0.56	0.60	0.73	0.63	1.00		
Jun	1974-1975	0.99	0.65	0.60	0.58	0.59	0.62	0.65	0.53	0.55	0.55	0.65	0.59	0.69	0.67	0.68	0.65	0.73	0.82	1.30	1.01	1.02	2.38	1.38	1.39	1.30	1.19	1.12	1.23	1.20	1.07			
Jul	1974-1975	1.38	1.18	1.24	1.62	1.32	1.04	1.10	0.90	0.98	1.03	0.95	1.04	0.95	0.95	1.07	0.84	0.80	0.74	0.73	0.70	0.63	0.71	0.91	0.77	0.84	0.73	0.63	0.63	0.63	0.73	0.69		
Ago	1974-1975	0.57	0.54	0.57	0.87	0.69	0.59	0.65	0.65	0.64	0.61	0.82	0.63	0.55	0.56	0.61	0.55	0.51	0.52	0.56	0.56	0.55	0.62	0.51	0.50	0.48	0.80	0.86	0.66	0.54	0.58	0.55		
Sep	1974-1975	0.62	0.72	0.79	0.69	1.11	1.07	1.06	1.33	1.18	1.51	1.57	1.17	1.08	1.86	1.16	1.18	1.20	1.33	1.03	7.76	3.80	2.27	2.14	1.65	1.42	1.48	1.74	1.17	1.63	1.61			
Oct	1974-1975	1.45	1.28	1.14	1.02	0.93	1.00	0.94	0.79	0.89	0.88	0.75	0.63	0.63	0.55	0.48	0.48	0.48	0.49	0.50	0.43	0.44	0.46	0.41	0.41	0.41	0.36	0.43	0.36	0.35	0.35	0.38		
Nov	1974-1975	0.31	0.45	0.38	0.34	0.31	0.29	0.30	0.29	0.28	0.27	0.27	0.27	0.28	0.35	0.31	0.27	0.22	0.24	0.25	0.26	0.24	0.22	0.22	0.20	0.23	0.23	0.23	0.22	0.22	0.22			
Dic	1974-1975	0.21	0.21	0.22	0.22	0.21	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	
Ene	1974-1975	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	
Feb	1974-1975	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.11	0.11	0.11	0.15	0.13	0.13	0.13	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12		
Mar	1974-1975	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	0.15	0.14	0.12	0.12	0.12	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.12	0.13	0.11	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	
Abr	1974-1975	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.11	0.12	0.12	0.12	0.11	0.14		
May	1975-1976	0.73	0.73	0.74	0.74	0.74	0.72	0.73	0.73	0.71	0.68	0.74	0.71	0.72	0.77	0.80	0.81	0.76	0.66	0.69	0.65	0.66	0.68	0.71	0.74	0.76	0.72	0.78	0.81	0.75	0.71	1.03		
Jun	1975-1976	0.77	0.92	0.94	1.26	1.17	1.14	1.25	1.32	1.15	1.14	1.04																						
Jul	1975-1976																																	
Ago	1975-1976																																	
Sep	1975-1976																																	
Oct	1975-1976																																	
Nov	1975-1976																																	
Dic	1975-1976													0.98	0.98	0.96	0.94	0.94	0.94	0.93	0.90	0.90	1.15	1.00	0.									

Apéndice 3. Caudales diarios años estacionales de 1976 a 1982

Mes	Año	1.00	2.00	3.00	4.00	5.00	6.00	7.00	8.00	9.00	10.00	11.00	12.00	13.00	14.00	15.00	16.00	17.00	18.00	19.00	20.00	21.00	22.00	23.00	24.00	25.00	26.00	27.00	28.00	29.00	30.00	31.00	
May	1976-1977	0.30	0.30	0.43	0.31	0.31	0.33	0.31	0.28	0.26	0.31	0.39	0.35	0.38	0.33	0.31	0.35	0.40	0.35	0.36	0.41	0.35	0.37	0.34	0.36	0.33	0.31	0.32	0.33	0.41	0.45	0.39	
Jun	1976-1977	0.28	0.29	0.39	0.41	0.78	0.73	0.98	1.29	0.86	0.68	0.69	0.72	0.61	0.61	0.63	0.59	0.57	0.62	0.59	0.81	1.12	0.72	0.60	0.65	0.87	0.66	0.63	0.62	0.97	1.10		
Jul	1976-1977	1.06	1.30	1.26	1.08	0.94	0.92	1.05	0.86	0.97	0.88	0.92	0.77	0.76	0.88	1.03	0.62	0.59	0.56	0.53	0.53	0.51	0.49	0.51	0.64	0.48	0.51	0.50	0.49	0.51	0.48	0.48	
Ago	1976-1977	0.48	0.46	0.48	0.51	0.71	0.53	0.46	0.41	0.41	0.43	0.43	0.43	0.45	0.72	0.46	0.49	0.46	0.51	1.05	0.69	0.53	0.57	0.53	0.53	0.55	0.84	0.75	0.82	0.60	0.57	0.84	
Sep	1976-1977	1.09	0.93	1.08	0.90	0.86	0.88	1.06	0.64	0.68	0.70	0.68	0.84	0.74	0.66	0.62	0.61	0.68	0.70	0.65	0.75	0.77	0.68	0.78	0.70	0.69	0.62	0.62	0.80	0.81	0.77		
Oct	1976-1977	0.82	1.29	1.35	1.34	1.22	1.92	1.76	1.19	1.74	1.82	1.57	1.45	1.33	1.19	1.24	1.12	1.04	0.94	1.35	0.90	0.82	0.78	0.75	0.71	0.68	0.65	0.62	0.59	0.59	0.60	0.56	
Nov	1976-1977	0.57	0.55	0.52	0.51	0.52	0.48	0.46	0.46	0.46	0.43	0.46	0.46	0.46	0.48	0.52	1.57	1.09	0.73	0.67	0.65	0.62	0.66	0.57	0.53	0.51	0.51	0.51	0.51	0.48	0.48		
Dic	1976-1977	0.48	0.50	0.48	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.43	0.43	0.43	0.43	0.42	0.42	0.42	0.44	0.42	0.61	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.43	0.41	0.39	0.39	
Ene	1976-1977	0.39	0.39	0.39	0.39	0.39	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.36	0.37	0.35	0.35	0.35	0.35	0.34	0.35	0.34	0.35	0.33	0.33	0.33	
Feb	1976-1977	0.35	0.33	0.35	0.35	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.33	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	
Mar	1976-1977	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.30	0.30	0.29	0.28	0.29	0.29	0.29	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28	0.28
Abr	1976-1977	0.28	0.28	0.28	0.39	0.31	0.28	0.28	0.28	0.28	0.31	0.30	0.30	0.30	0.28	0.29	0.29	0.31	0.37	0.48	0.39	0.37	0.37	0.37	0.35	0.32	0.29	0.35	0.42	0.38	0.33	0.33	
May	1977-1978	0.51	0.51	0.52	0.52	0.55	0.53	0.55	0.53	0.54	0.51	0.54	0.53	0.59	0.54	0.59	0.59	0.57	0.58	0.59	0.60	0.56	0.55	0.60	0.59	0.59	0.61	0.60	0.56	0.57	0.57	0.62	
Jun	1977-1978	0.98	1.79	1.82	0.97	1.13	1.05	1.02	1.00	0.68	0.78	0.83	0.60	0.63	0.58	0.61	0.40	0.53	0.57	0.45	0.60	0.65	0.70	0.78	0.96	0.95	0.68	0.62	0.57	0.81	0.86		
Jul	1977-1978	0.66	0.52	0.51	0.49	0.51	0.51	0.51	0.51	0.55	0.53	0.55	0.52	0.51	0.53	0.53	0.56	0.55	0.60	0.54	0.53	0.52	0.53	0.53	0.55	0.55	0.59	0.75	0.70	0.59	0.62	0.73	
Ago	1977-1978	0.76	0.80	0.61	0.60	0.67	0.64	0.68	0.53	0.53	0.55	0.56	0.60	0.86	0.68	0.70	0.59	0.61	0.65	0.59	0.53	0.52	0.53	0.55	0.59	0.56	0.57	0.54	0.52	0.55	0.49	0.45	
Sep	1977-1978	0.39	0.43	0.66	0.43	0.48	0.42	0.42	0.44	0.68	0.62	0.60	1.34	0.73	0.68	2.53	2.84	2.56	1.39	0.62	0.48	0.75	1.28	0.93	0.85	0.97	1.23	1.63	1.27	1.74	1.88		
Oct	1977-1978																																
Nov	1977-1978																																
Dic	1977-1978																																
Ene	1977-1978	0.51	0.51	0.53	0.52	0.55	0.53	0.54	0.53	0.74	0.51	0.54	0.53	0.59	0.54	0.59	0.59	0.57	0.58	0.59	0.60	0.56	0.55	0.60	0.51	0.59	0.61	0.60	0.56	0.59	0.57	0.62	
Feb	1977-1978	0.59	0.59	0.63	0.63	0.65	0.63	0.65	0.65	0.61	0.63	0.65	0.55	0.62	0.68	0.68	0.66	0.68	0.68	0.66	0.70	0.69	0.60	0.60	0.70	0.70	0.69	0.70	0.69				
Mar	1977-1978	0.70	0.69	0.70	0.69	0.69	0.70	0.68	0.89	0.66	0.68	0.68	0.70	0.70	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.73	0.70	0.70	0.70	0.68	0.73	0.73	0.70	0.68	0.63	0.68	0.81
Abr	1977-1978	0.68	0.70	0.73	0.73	0.70	0.73	0.73	0.70	0.70	0.68	0.68	0.69	0.70	0.70	0.71	0.71	0.65	0.68	0.66	0.73	0.68	0.65	0.68	0.68	0.70	0.70	0.66	0.68	0.65	0.68		
May	1980-1981	0.54	0.87	0.32	0.88	0.55	0.80	0.55	0.54	0.54	0.83	0.88	0.88	0.87	0.91	1.65	0.81	0.83	0.54	0.55	0.46	0.44	0.33	0.32	0.33	0.38	0.44	0.48	0.49	0.49	0.48		
Jun	1980-1981	0.48	0.46	0.48	0.48	0.49	0.48	0.46	0.45	0.43	0.43	0.45	0.40	0.35	0.35	0.35	0.33	0.81	0.94	0.98	1.03	0.96	0.99	0.93	0.91	0.93	0.91	0.88	0.87	0.56			
Jul	1980-1981	0.36	0.55	0.79	0.78	0.78	0.78	0.75	0.72	0.67	0.62	0.64	0.71	0.69	0.69	0.70	0.74	0.75	0.93	0.88	0.87	0.95	0.98	0.98	0.95	0.87	0.83	0.78	0.88	0.80	1.07		
Ago	1980-1981	1.15	1.40	1.63	1.59	1.39	1.32	1.35	1.26	1.20	1.15	1.10	1.02	0.96	1.39	1.21	1.10	1.24	1.29	1.40	1.72	2.41	2.39	1.72	1.47	1.78	1.45	1.47	1.59	1.43	1.50	1.57	
Sep	1980-1981	1.63	1.80	1.82	1.45	1.42	1.47	1.30	1.23	1.13	1.08	1.29	1.26	1.34	1.84	1.88	1.68	1.47	1.49	1.68	1.59	1.72	2.90	2.90	5.69	4.47	3.15	1.88	1.86	1.86			
Oct	1980-1981	2.18	1.56	3.45	3.04	2.87	2.48	3.77	3.61	2.56	5.05	2.02	1.61	2.05	2.00	1.63	1.59	1.68	1.29	1.65	1.45	1.35	1.26	1.19	1.24	1.24	1.26	1.24	1.18	1.15	1.11	1.14	
Nov	1980-1981	0.93	0.91	0.89	0.88	0.89	0.87	0.87	0.88	0.88	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.81	0.77	0.74	0.73	0.73	0.72	0.69	0.67	0.67	0.65	0.65	0.65	0.64	0.65	0.54	0.61		
Dic	1980-1981				0.61	0.60	0.60	0.59	0.59	0.56	0.56	0.56	0.54	0.54	0.54	0.54	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.51	0.51	0.50	0.49	0.49	0.49	0.48	0.48	0.48	0.48		
Ene	1980-1981	0.48	0.48	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.45	0.44	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.43	0.42	0.42	0.41	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.39	0.39	0.39	0.39		
Feb	1980-1981	0.51	0.52	0.51	0.46	0.43	0.42	0.40	0.38	0.38	0.36	0.36	0.35	0.35	0.35	0.00	0.35	0.34	0.35	0.35	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	
Mar	1980-1981	0.34	0.35	0.34	0.35	0.34	0.34	0.34	0.35	0.35	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.34	0.35	0.40	0.43	0.40	0.47				0.46	0.46	0.45	0.42	0.42	0.41	
Abr	1980-1981	0.40	0.40	0.40	0.43	0.40	0.39	0.39	0.38	0.38	0.38	0.38	0.40	0.42	0.44	0.45						0.51	0.54	0.61	0.62	0.61	0.61	0.61	0.57	0.45	0.43	0.42	
May	1981-1982	0.42	0.42	0.42	0.45	0.46	0.48	0.45	0.46	0.49	0.49	0.50	0.50	0.49	0.49	0.51	0.52	0.49	0.52	0.54	0.52	0.52	0.51	0.53	0.51	0.51	0.55	0.63	0.58	1.00	1.10		
Jun	1981-1982	1.11	1.15	1.10	1.10	1.08	1.15	1.45	1.82	1.82	1.74	1.80	1.72	1.70	1.65	1.70	1.54	1.56	1.44	1.49	1.45	1.37	1.39	1.67	2.09	2.16	2.11	2.09	1.90	2.05	2.39		
Jul	1981-1982	2.09	2.09	2.13	1.94	1.84	2.02	1.98	2.00	2.09	2.07	1.88	1.72	1.67	1.61	1.67	1.74	1.72	1.52	1.44	1.44	1.39	1.37	1.37	1.37	1.44	1.70	2.09	2.05				
Ago	1981-1982	1.14	1.44	1.07	1.17	1.20	1.34	1.44	1.47	1.39	1.44	1.40	1.61	2.00	1.76	1.74	1.65	1.74	1.61	1.50	2.48	3.10	1.49	1.45	3.01	2.66	2.63	3.36	2.87	3.01	2.87	2.32	
Sep	1981-1982	2.29	2.18	2.20	2.25	2.09	2.09	2.09	1.98	1.82	1.72	1.74	2.18	1.86	1.78	1.68	1.59	1.50	1.40	1.40	1.37	1.20	1.20	1.34	1.82	2.18	2.09	1.98	1.80	1.63	1.61		
Oct	1981-1982	1.98	2.00	3.04	3.15	4.40	6.62	4.11	2.02	1.82																							

Apéndice 4. Caudales diarios años estacionales de 2000 a 2002

Mes	Año	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	26	27	28	29	30	31		
Sep	2000-2001	0.92	1.21	0.00	1.38	0.92	1.06	1.06	1.06								1.77	1.99	2.11	2.11	2.11	2.11	2.11	1.87	1.77	1.77	1.77							
Oct	2000-2001												1.56	1.06	0.92	1.21	1.21	0.92	1.21	1.21	1.38	1.38	0.92	0.92	0.92	1.21	1.38	1.38	1.38	1.21	0.92	0.92		
May	2001-2002	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.63	0.42	0.63	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42	0.42										
Jun	2001-2002					0.92							0.79	0.68										0.92	0.92	0.79	0.68	0.68	0.68	0.68				

Fuente: elaboración propia.