

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA



**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA INSTALACIÓN DE  
PCH EN UNO DE LOS SITIOS PROPUESTOS POR EL  
“PROYECTO DEL PLAN MAESTRO PARA EL DESARROLLO  
DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES”**

PRESENTADO POR:

**JAVIER CRUZ GALDÁMEZ  
JOSÉ TOMAS CRUZ ORELLANA  
ERICK FRANCISCO OLIVARES HERNÁNDEZ**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

**INGENIERO MECÁNICO**

CIUDAD UNIVERSITARIA, ABRIL 2024

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**

**RECTOR :**

**MSc. JUAN ROSA QUINTANILLA**

**SECRETARIA GENERAL :**

**Lic. PEDRO ROSALÍO ESCOBAR CASTANEDA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**

**DECANO :**

**Ing. LUIS SALVADOR BARRERA MANCÍA**

**SECRETARIO :**

**Arq. RAÚL ALEXANDER FABIÁN ORELLANA**

**ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**DIRECTOR INTERINO :**

**M.Sc. e Ing. GUSTAVO SALOMÓN TORRES RÍOS LAZO**

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

**INGENIERO MECÁNICO**

Título :

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA INSTALACIÓN DE  
PCH EN UNO DE LOS SITIOS PROPUESTOS POR EL  
“PROYECTO DEL PLAN MAESTRO PARA EL DESARROLLO  
DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES”**

Presentado por :

**JAVIER CRUZ GALDÁMEZ  
JOSÉ TOMAS CRUZ ORELLANA  
ERICK FRANCISCO OLIVARES HERNÁNDEZ**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

**Ing. MIGUEL TOMÁS AMAYA GÓMEZ**

San Salvador, abril de 2024

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

**Ing. MIGUEL TOMÁS AMAYA GÓMEZ**

## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, agradecer a Dios por regalarme salud, deseos y perseverancia para poder culminar mi carrera; por tenerme firme siempre ante los obstáculos y caídas durante este proceso.

Mis más sinceros agradecimientos a mi familia por siempre creer en mí, por nunca dudar que lograría mi meta y por apoyarme incondicionalmente durante estos años, sin su ayuda, aquel sueño de niño y aquella meta que en su momento parecía imposible, no hubiera sido posible.

A mis padres, que desde pequeño me forjaron por el buen camino, que me enseñaron a ser fuerte y a luchar por mis sueños; sabía que, desde su ser deseaban que un día lograría terminar mi carrera.

Gracias a mis amigos y compañeros de tesis, por regalarme su bonita amistad, por las horas compartidas durante los últimos años, por haber compartido sus conocimientos conmigo, por permitirme formar parte de los trabajos realizados en conjunto y por compartir las historias vividas que de una u otra manera nos dejan un aprendizaje en nuestra vida.

Le agradezco de manera muy especial y sincera a nuestro asesor, por haber aceptado guiarnos en el desarrollo de nuestra tesis, por estar siempre pendiente de los avances, por su dedicación; sin sus palabras y correcciones precisas no hubiésemos podido lograr llegar a esta instancia tan anhelada.

**JAVIER CRUZ**

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecimiento.

Recuerdo un día pedirle a Dios que me permitiera ser Ingeniero Mecánico, Él nunca me ha fallado y hoy cumple su promesa. Gracias Dios por todo tu amor.

Jesús yo confío en ti.

Gracias Virgencita María por siempre interceder por mí.

Me llena de alegría y de hermosos recuerdos escribir estas palabras, quiero agradecer, aun así, quedándome corto, a toda la ayuda que he recibido de mi padre Erick quien nunca ha dejado de creer en mí, quien ha estado siempre, quien me ama y me ha regalado su amor por el conocimiento. A mi madre Carmen quien me conoce mejor que nadie, quien me ha tenido paciencia y ha sabido guiarme hasta este lugar. A mis hermanos Rony y María José por ayudarme en tantas ocasiones, a mi abuela Dora por apoyarme en los momentos de dificultad.

A mi madrina Rosita por acoger a mi familia, a FEPADE por ser esa ayuda tan necesaria en momentos difíciles, a mis primos, amigos, compañeros y personas que conocí en este camino que estuvieron dispuestos a darme su mano, regalarme su tiempo y obsequiarme un consejo.

**ERICK OLIVARES**

## **AGRADECIMIENTOS**

Expresar mi más profundo agradecimiento a todas las personas que han sido parte fundamental de mi camino académico y personal. En primer lugar, agradezco al Creador por permitirme alcanzar cada una de las metas que me he propuesto y por brindarme la fortaleza necesaria para superar cualquier dificultad que se ha presentado en mi camino, siempre con su ayuda.

A mi familia, papá, mamá, hermanos y demás familiares que en algún momento han mostrado interés y apoyo hacia mis estudios académicos.

Un agradecimiento especial al programa DHP, cuyo invaluable apoyo ha sido fundamental para mi desarrollo académico. Sin su respaldo, habría sido mucho más difícil alcanzar mis objetivos. Estoy enormemente agradecido por la oportunidad que me brindaron.

No puedo dejar de mencionar el papel crucial que desempeñaron nuestro docente asesor, el Ing. Tomás Amaya, así como nuestros respetados jurados calificadores, el Ing. Navarrete y el Ing. Velásquez. Sus ideas y observaciones fueron importantes para el desarrollo y mejora de este proyecto.

**TOMAS CRUZ**

# ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA INSTALACIÓN DE PCH EN UNO DE LOS SITIOS PROPUESTOS POR EL “PROYECTO DEL PLAN MAESTRO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES”

Estudiantes: Brs. José Tomas Cruz Orellana <sup>1</sup>, Erick Francisco Olivares Hernández <sup>2</sup>, Javier Cruz Galdámez <sup>3</sup>

Docente Asesor: Ing. Miguel Tomás Amaya Gómez<sup>4</sup>

Escuela de Ingeniería Mecánica, Facultad de Ingeniería y Arquitectura,  
Universidad de El Salvador

## RESUMEN

Se ha realizado un estudio de prefactibilidad para la instalación de una PCH en uno de los sitios propuestos por el “Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables”, el cual se desarrolla en cuatro ejes principales, que son: marco legal, estudio técnico, económico-financiero y medioambiental, los cuales se fundamentan inicialmente en la recopilación bibliográfica donde se describe detalladamente la terminología técnica asociada a la evaluación de los sitios con potencial hidroeléctrico en cuestión, y se introducen todas las variables y términos a utilizar. Luego se ha desarrollado el estudio legal que abarca las normativas y leyes asociadas a la concesión, construcción y distribución de un proyecto de esta índole.

Planteado lo anterior, se aplica una metodología de toma de decisiones multicriterio, que conlleva la definición de criterios que engloban las características más relevantes a considerar para la implementación de un proyecto hidroeléctrico de esta capacidad de generación, los cuales permiten la selección del sitio con un perfil de viabilidad mayor a todos los sitios considerados.

Una vez seleccionado el sitio, se realiza la evaluación técnica en la que se proponen tres alternativas, de las cuales se toma la de mejores resultados de generación, beneficios económicos y del estudio ambiental.

Finalmente, la toma de decisión y el culmen de los análisis se determina mediante el estudio económico-financiero, que muestra el balance de gastos, costos e ingresos a obtener en el caso de una posible implementación de la PCH.

Palabras clave: Pequeña central hidroeléctrica y estudio de prefactibilidad.

---

<sup>1</sup>E-mail: [cruzorellana.tomas@gmail.com](mailto:cruzorellana.tomas@gmail.com)

<sup>2</sup> E-mail: [oh170001@ues.edu.sv](mailto:oh170001@ues.edu.sv)

<sup>3</sup> E-mail: [cq160009@ues.edu.sv](mailto:cq160009@ues.edu.sv)

<sup>4</sup> E-mail: [miguel.amaya2@ues.edu.sv](mailto:miguel.amaya2@ues.edu.sv)

## ÍNDICE GENERAL

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>1. ASPECTOS TEÓRICOS DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....</b>	<b>3</b>
1.1. Antecedentes generales de las PCHs .....	3
1.2.1. Estudios sobre sitios potenciales de PCHs .....	6
1.2.2. Estado actual de las PCHs en El Salvador.....	9
1.3. Proyecciones de la energía hidráulica.....	15
1.3.1. Producción y usos de la energía hidroeléctrica generada por PCHs en El Salvador.....	16
1.3.2. Factores que influyen la producción de energía hidráulica.....	17
1.4. Componentes y conceptos sobre PCHs .....	18
1.4.1. Definición de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas .....	18
1.4.2. Potencial hidroeléctrico.....	20
1.4.3. Tipos de centrales hidroeléctricas .....	21
1.4.4. Componentes de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.....	23
1.5. Metodologías de cuantificación de recurso hídrico .....	29
1.5.1. Metodología de cuantificación de recurso hídrico relación precipitación- escorrentía .....	29
1.5.2. Metodología de cuantificación de recurso hídrico curvas características regionalizadas .....	30
1.5.3. Metodología de cuantificación de recurso hídrico campaña de aforos....	31
1.5.4. Metodologías de medición de cotas de altura .....	32
1.5.5. Descripción del software SAGA-GIS .....	34
1.5.6. Sistemas de coordenadas y proyección .....	37
1.5.7. Cuenca hidrográfica.....	39
1.5.8. Ráster de alturas y vectores de El Salvador.....	40
1.5.9. Estaciones meteorológicas que intervienen en cuenca de un sitio .....	42
1.5.9.1. Zonas de comportamiento similar del SNET .....	46
1.6. Caracterización del recurso hídrico.....	49
1.6.1. Variables que determinan el potencial hidroeléctrico de un sitio .....	49
1.6.2. Altura bruta y neta.....	50
1.6.3. Pérdidas de altura.....	54

1.6.5.	Aproximación de turbina a utilizar en emplazamiento hidroeléctrico .....	64
1.6.6.	Caudal ecológico .....	65
1.6.7.	Curva de caudales clasificados e hidrograma .....	67
1.6.8.	Potencia instalada y factor de planta .....	69
<b>2.</b>	<b>MARCO LEGAL EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PCHS EN EL SALVADOR .....</b>	<b>71</b>
2.1.	Marco legal social .....	72
2.2.	Marco legal cultural .....	75
2.3.	Marco legal medioambiental .....	76
2.3.1.	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales .....	77
2.3.2.	Ley de Áreas Naturales Protegidas .....	79
2.3.3.	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones .....	80
2.4.	Concesiones de proyectos hidráulicos.....	81
2.4.1.	Aspectos sobre construcción .....	82
2.4.2.	Acceso a líneas de distribución y/o transmisión .....	84
2.4.3.	Acceso a distribuidores.....	86
2.5.	Aspectos económicos y financieros.....	87
2.6.	Normativas nacionales e internacionales.....	89
<b>3.</b>	<b>SELECCIÓN DE SITIO PARA ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD .....</b>	<b>92</b>
3.1.	Descripción general de los sitios propuestos por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables.....	92
3.1.1.	Lista de sitios propuestos por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables.....	93
3.1.2.	Sitios con proyectos implementados o inactivos .....	95
3.1.3.	Análisis y depuración de sitios.....	95
3.2.	Definición y aplicación de los criterios de selección .....	98
3.2.1.	Metodología de toma de decisión multicriterio.....	98
3.3.	Descripción del sitio seleccionado .....	126
3.3.1.	Principales afluentes y características de potencial hidráulico .....	127
<b>4.</b>	<b>EVALUACIÓN DEL SITIO .....</b>	<b>129</b>
4.1.	Datos de precipitación.....	129
4.2.	Estudio de caudales.....	130

4.2.1.	Delimitación de cuenca y vertientes .....	130
4.3.	Aplicación de metodología de cuantificación de recurso hídrico precipitación-escorrentía.....	132
4.4.	Determinación de régimen de caudales .....	133
4.5.	Determinación de caudales máximos .....	135
4.6.	Estudio técnico.....	136
4.7.	Ubicación de la obra de derivación y bocatoma del sitio .....	136
4.8.	Evaluación de alternativas de ubicación de obras civiles y electromecánicas.....	137
4.8.1.	Alternativa I.....	138
4.8.2.	Alternativa II.....	139
4.8.3.	Alternativa III.....	140
4.8.4.	Preselección de turbina y determinación de caudal óptimo de diseño u equipamiento.....	140
4.8.5.	Diseño de obras civiles.....	143
4.8.6.	Selección de equipo electromecánico .....	183
4.8.7.	Generación de energía .....	188
4.9.	Estudio ambiental.....	191
4.9.1.	Impactos ambientales por implementación de PCH en el sitio.....	192
4.9.1.1.	Impactos ambientales en fase de construcción.....	192
4.9.1.2.	Impactos ambientales en fase de operación .....	194
4.9.1.3.	Impactos biológicos .....	196
4.9.1.4.	Impactos en el terreno .....	197
4.9.1.5.	Impactos de las líneas eléctricas o transmisión de energía .....	198
4.9.2.	Categorización ambiental del sitio y medidas para minimizar impacto ambiental.....	199
<b>5.</b>	<b>ANÁLISIS DE COSTOS Y ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO.....</b>	<b>205</b>
5.1.	Evolución histórica de los precios de la energía .....	205
5.2.	Estimación de costos de obras por alternativa propuesta .....	208
5.3.	Evaluación económica .....	213
5.3.1.	Flujo de efectivo de las alternativas.....	216
5.4.	Conclusión de alternativa seleccionada en base a estudio económico .....	219
5.5.	Comparación de costos de PCHs.....	221
5.6.	Financiamiento de proyectos de energía renovable .....	222
5.7.	Sitio PCH Huiza II - Datos técnicos.....	223

<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>224</b>
<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>226</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>227</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>230</b>
Anexo A: Listado de sitios propuestos por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables .....	230
Anexo B: Ecuaciones de estimación de costos .....	234
Anexo C: Parámetros para estimación de costos de PCH .....	236
Anexo D: Costos de alternativa I .....	237
Anexo E: Costos de alternativa II.....	239
Anexo F: Costos de alternativa III.....	241
Anexo G: Flujo de efectivo alternativa I .....	243
Anexo H: Flujo de efectivo alternativa II .....	245
Anexo I: Flujo de efectivo alternativa III.....	247
Anexo J: Gráficos de selección de turbinas hidráulicas.....	249
Anexo K: Solicitud de datos de precipitación.....	250

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Sitios con potenciales hidroeléctricos.....	7
Tabla 1.2. PCHs, ubicación y estado actual.....	10
Tabla 1.3. Capacidad instalada PCHs C.A. ....	19
Tabla 1.4. Velocidad de diseño de canaleta .....	56
Tabla 1.5. Valor de talud para canal trapezoidal.....	56
Tabla 1.6. Rugosidad de superficie mojada .....	57
Tabla 1.7. Coeficiente de pérdidas en tomas de cámara de carga .....	58
Tabla 1.8. Valores de rugosidad en tuberías forzadas.....	59
Tabla 1.9. Coeficientes de pérdidas en codo .....	60
Tabla 1.10. Coeficiente de pérdidas por contracción en tubería .....	60
Tabla 1.11. Coeficiente de pérdidas por válvulas .....	60
Tabla 1.12. Factor de determinación de caudal mínimo técnico según tipo de turbina	62
Tabla 1.13: Factor de planta de PCHs .....	70
Tabla 3.1. Sitios con potencial mayor a 1 MW .....	97
Tabla 3.2. Selección de sitio. ....	119
Tabla 3.3. Descripción de sitio seleccionado. ....	126
Tabla 4.1. Datos de área y perímetro de cuenca. ....	130
Tabla 4.2. Caudales medios mensuales de estación San Salvador-Ilopango, zona 01 .....	133
Tabla 4.3. Caudales disponible y periodo de tiempo de permanencia.....	134
Tabla 4.4. Valores de altura bruta y longitud de canaleta alternativa I.....	139
Tabla 4.5. Valores de altura bruta y longitud de canaleta alternativa II.....	140
Tabla 4.6. Valores de altura bruta y longitud de canaleta alternativa III.....	140
Tabla 4.7. Valores de caudal de equipamiento preliminar. ....	141
Tabla 4.8: Valores de caudal de equipamiento finales.....	143
Tabla 4.9. Velocidades de sedimentación.....	148
Tabla 4.10. Número de gajos en tubería forzada según norma de referencia .....	154
Tabla 4.11. Selección de diámetro de tubería forzada alt. I. ....	158
Tabla 4.12. Valor de K celeridad del agua .....	162
Tabla 4.13. Selección de diámetro de tubería forzada alt. II. ....	174
Tabla 4.14. Cálculo de valor de espesor de tubería forzada alternativa II. ....	176
Tabla 4.15. Diseño de cámara de carga alt. II.....	177
Tabla 4.16. Diseño de chimenea de equilibrio alt. II.....	177
Tabla 4.17. Selección de diámetro de tubería forzada alt. III. ....	179
Tabla 4.18. Cálculo de valor de espesor de tubería forzada alternativa III. ....	180
Tabla 4.19. Diseño de cámara de carga alt. III.....	181
Tabla 4.20. Diseño de chimenea de equilibrio alt. III.....	181
Tabla 4.21. Rango de velocidades específicas de turbinas .....	184
Tabla 4.22: Equipo electromecánico alternativa I.....	186
Tabla 4.23: Equipo electromecánico alternativa II.....	187
Tabla 4.24: Equipo electromecánico alternativa III.....	188
Tabla 4.25: Generación anual de energía turbinas Michell Banki, alternativa I .....	188

Tabla 4.26: Generación anual de energía turbinas Michell Banki, alternativa II .....	189
Tabla 4.27: Generación anual de energía turbinas Michell Banki, alternativa III .....	189
Tabla 4.28. Impactos ambientales en construcción de un proyecto de PCH .....	193
Tabla 4.29. Impactos ambientales generados por la puesta en operación de PCH ...	194
Tabla 4.30. Jerarquía y ponderación de criterios del MARN .....	200
Tabla 4.31. Criterios asociados a la conservación ambiental del MARN .....	201
Tabla 4.32. Criterios asociados a la condición del lugar del MARN .....	201
Tabla 4.33. Criterios asociados a la etapa de construcción del MARN .....	201
Tabla 4.34. Criterios par a la generación de energía con recurso hidroeléctrico .....	202
Tabla 4.35. Evaluación global de criterios de categorización .....	202
Tabla 4.36. Medidas de minimización de impacto ambientales en sitio de PCH .....	203

Tabla 5.1. Evolución del precio promedio mensual en el mercado regulador del sistema, 2013-2022 (\$/MWh). .....	207
Tabla 5.2. Inflación de El Salvador % anual .....	209
Tabla 5.3. Estimación de costos de alternativa I. ....	210
Tabla 5.4. Estimación de costos de alternativa II. ....	211
Tabla 5.5. Estimación de costos de alternativa III. ....	212
Tabla 5.6. Indicadores financieros de alternativa I. ....	216
Tabla 5.7. Indicadores financieros de alternativa II. ....	217
Tabla 5.8. Indicadores financieros de alternativa III. ....	218
Tabla 5.9. Comparación de costos PCHs construidas en El Salvador .....	221

## ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1. Ubicación de PCHs. ....	14
Fig. 1.2. Matriz de generación acumulada 2022 en GWh .....	16
Fig. 1.3. Usos y consumos de electricidad en El Salvador.....	17
Fig. 1.4. Central de agua fluyente (filo de agua). ....	22
Fig. 1.5. Central a pie de presa .....	23
Fig. 1.6. Componentes de Pequeña Central Hidroeléctrica. ....	24
Fig. 1.7. Curva característica regionalizada .....	30
Fig. 1.8. Interfaz del software SAGA GIS. ....	37
Fig. 1.9. Cuenca Hidrográfica. ....	40
Fig. 1.10. Representación de ráster de alturas de El Salvador en 3D. ....	41
Fig. 1.11. Representación de vector de El Salvador. ....	42
Fig. 1.12. Polígonos de Thiessen y distribución de estaciones meteorológicas. ....	46
Fig. 1.13. Zonas de comportamiento similar del SNET y factores. ....	49
Fig. 1.14. Representación de alturas en PCHs, turbina de acción.....	51
Fig. 1.15: Representación de alturas en PCHs, turbina de reacción.....	53
Fig. 1.16: Canaleta de conducción de agua trapezoidal .....	55
Fig. 1.17. Representación pérdidas Cámara de carga-Rejilla.....	58
Fig. 1.18. Representación para el cálculo de pérdidas en tubería forzada .....	58
Fig. 1.19. Diagrama de Moody, factor de fricción en función del número de Reynolds	59
Fig. 1.20. Tipos de turbina según altura y caudal.....	64
Fig. 1.21. Representación de hidrograma .....	68
Fig. 1.22. Representación de Curva de Caudales Clasificados .....	68
Fig. 3.1. Número de sitios por departamento. ....	94
Fig. 3.2. Etapa identificada para los sitios en 2012. ....	95
Fig. 3.3. Costo de proyecto hidroeléctrico en función de su potencia instalada.....	96
Fig. 4.1. Cuenca del sitio Huiza II.....	130
Fig. 4.2. Estaciones que influencia en cuenca de sitio Huiza II.....	131
Fig. 4.3. Zona de comportamiento similar del SNET y cuenca de sitio Huiza II.....	131
Fig. 4.4. Curva de caudales clasificados para cuenca de sitio Huiza II.....	134
Fig. 4.5. Hidrograma de cuenca de río Huiza, años 1991-2010.....	135
Fig. 4.6. Ubicación de obras de derivación y bocatoma.....	136
Fig. 4.7. Alternativa I ubicación de obras civiles.....	139
Fig. 4.8. Alternativa II ubicación de obras civiles.....	139
Fig. 4.9. Alternativa III ubicación de obras civiles.....	140
Fig. 4.10: Relación entre el rendimiento y el porcentaje del caudal de diseño para diversos tipos de turbinas .....	143
Fig. 4.11. Parámetros de diseño de canal de derivación con software H canales. ....	146
Fig. 4.12: Esquema de desarenador. ....	149
Fig. 4.13. Vista aérea de tubería forzada alternativa I.....	152
Fig. 4.14. Perfil de terreno alt. I, tubería forzada. ....	152
Fig. 4.15. Representación de gajos en codos de tuberías forzadas] .....	153
Fig. 4.16. Valor de la pseudoaceleración. ....	163

Fig. 4.17. Dimensiones de cámara de carga.....	166
Fig. 4.18. Vista aérea de tubería forzada alternativa II.....	172
Fig. 4.19. Perfil de terreno alt. II, tubería forzada. ....	172
Fig. 4.20. Vista aérea de tubería forzada alternativa III.....	178
Fig. 4.21. Perfil de terreno alt. III, tubería forzada. ....	178
Fig. 5.1. Precios de la energía eléctrica en el mercado regulador del sistema, 2013-2022 (\$/MWh) .....	208

## LISTADO DE SÍMBOLOS Y SIGLAS

<i>kW</i> :	kilo Watts
<i>MW</i> :	Mega Watts
<i>TW</i> :	Tera Watts
PCH:	Pequeña Central Hidroeléctrica
PCHs:	Pequeñas Centrales Hidroeléctricas
SIGET:	Superintendencia General de Electricidad y telecomunicaciones
CEL:	Comisión Ejecutiva del Río Lempa
HDPE:	Polipropileno de alta densidad
CNE:	Consejo Nacional de la Energía
DGEHM:	Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas
JICA:	Agencia Japonesa de Cooperación Internacional
UCA:	Universidad Centroamericana “José Simeón Cañas”
MARN:	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales
UNIDO:	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (United Nations Industrial Development Organization)
ONG:	Organización No Gubernamental
CECSA:	Compañía Eléctrica Cucumacayán S.A. de C.V.
ICSHP:	International Center on Small Hydro Power
ANDA:	Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados
MV:	Ministerio de Vivienda
ETESAL:	Empresa Transmisora de El Salvador S.A de C.V.
IEEE:	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
PNUD:	Programa de las Naciones Unidas
FMAM:	Fondo para el Medio Ambiente Mundial
SAGA:	System for Automated Geoscientific Analyses (Sistemas para análisis geocientíficos automatizados)
GIS:	Geographic Information System (Sistemas de información geográficos)
SNET:	Servicio Nacional de Estudios Territoriales
VIGEA:	Visualizador de Información Geográfica de Evaluación Ambiental
CLESA:	Compañía de Luz Electrica de Santa Ana
SABES:	Asociación Saneamiento, Educación Sanitaria y Energías Alternativas
SFV:	Sistemas Fotovoltaicos
UT:	Unidad de Transacciones
OLADE:	Organización Latinoamericana de Energía
$Q_{eq}$ :	Caudal de equipamiento de la PCH
<i>A</i> :	Área de la cuenca hidrográfica en estudio
$Q_{sp}$ :	Caudal específico de la zona (departamento) [m <sup>3</sup> /s/100 km <sup>2</sup> ]
SIG:	Sistema de Información Geográfica
GUI:	Interfaz Gráfica de Usuario
DEM:	Modelo Digital de Elevaciones
DOA:	Dirección General del Observatorio de Amenazas y Recursos Naturales
UNE:	Asociación Española de Normalización
AWWA:	American Water Works Association

$H_u$ :	Altura o Salto útil
$H_p$ :	Pérdidas de altura por carga
$H_n$ :	Altura neta o Salto neto
$\rho$ :	Densidad del agua
$g$ :	Gravedad
$P_S$ y $P_E$ :	Valor de presión a la salida y entrada
$Z_S$ y $Z_E$ :	Valor de distancia vertical a la salida y entrada
$c_S$ y $c_E$ :	Velocidad del fluido a la salida y entrada del sistema
$Q_{mín}$ :	Caudal mínimo técnico
$k$ :	Factor de determinación de caudal mínimo técnico según tipo de turbina
$Q_e$ :	Caudal de equipamiento de la PCH
$N$ :	Tiempo en análisis de permanencia del caudal, días o meses
$n_{T-G}$ :	Valor de eficiencia turbina-generator
LIF:	Ley de Incentivos Fiscales
VMVDU:	Viceministerio de Vivienda Desarrollo Urbano
KML:	Formato de archivo basado en XML para visualizar información geográfica (Keyhole Markup Language)
$f$ :	Factor de fricción adimensional
$L$ :	Longitud del tubo en metros
$V$ :	Velocidad media en m/s
$D$ :	Diámetro de la tubería en metros
$S$ :	Valor de pendiente de canaleta
$n$ :	Valor de rugosidad de la superficie mojada
$A$ :	Área de canaleta
$Z$ :	Valor de talud canaletas de sección trapezoidal
$V$ :	Velocidad de diseño flujo de agua
$H_c$ :	Pérdidas de altura en canaleta
$L_c$ :	Longitud de canaleta
$H_r$ :	Pérdidas de altura accesorio en rejilla de cámara de carga
$K$ :	Factor de pérdidas en cámara de carga
$t$ :	Espesor de barra de rejilla
$b$ :	Separación entre barras en rejilla
$v_c$ :	Velocidad de la corriente en cámara de carga
$L_c$ :	Longitud de canaleta
$\theta_r$ :	Ángulo de rejilla
$f$ :	Factor de fricción de ecuación de Colebrook
$Re$ :	Número de Reynolds
$\varepsilon$ :	Valor de rugosidad absoluta
$\xi_k$ :	Coefficiente de pérdidas para tubos circulares
$H_k$ :	Valor de pérdida de altura por codos en tubería forzada
$y$ :	Energía específica pérdida por rozamiento en turbina
$H_{rA-E}$ :	Pérdidas en la instalación antes de la turbomáquina hidráulica
$H_{rS-Z}$ :	Pérdidas en la instalación después de la turbomáquina hidráulica
$H_b$ :	Altura bruta
$Q_m$ :	Caudal medio mensual
$F_C$ :	Factor de corrección del SNET
$A_{cuenca}$ :	Área de intersección de estación con cuenca en km <sup>2</sup>
$N$ :	Número de días del mes
$b$ :	Base equivalente de desarenador

$B$ :	Base de canaleta
$W$ :	Ancho de canaleta
$B_d$ :	Ancho de desarenador
$H_d$ :	Altura de desarenador
$V_s$ :	Velocidad de sedimentación en desarenador
$A_d$ :	Área de desarenador
$v_d$ :	Velocidad de decantación
$L_s$ y $L_e$ :	Longitud de salida y entrada respectivamente de desarenador
$H_s$ :	Altura de depósito de decantación
$Q_{part}$ :	Caudal de partículas sólidas
$D_{ref}$ :	Diámetro de referencia tubería forzada
$\vartheta$ :	Viscosidad cinemática del agua
$H_{p\ tub}$ :	Pérdida de altura por tubería forzada
$H_p$ :	Pérdida de altura por accesorios
$D_{tub}$ :	Diámetro de tubería forzada
$P_d$ :	Presión dinámica en tubería
$e_{prem}$ :	Espesor preliminar de tubería forzada
$y_e$ :	Sobrepresión del golpe de ariete
$Z_E$ :	Pérdida de carga por el golpe de ariete
$\sigma$ :	Coeficiente de cavitación
$H_v$ :	Cabeza de presión de vapor absoluta, (considerando temperatura 25°C)
$P_{GA}$ :	Presión del golpe ariete
$CNR$ :	Centro Nacional de Registros
$VAN$ :	Valor Actual Neto
$TIR$ :	Tasa Interna de Retorno
$TMAR$ :	Tasa Mínima Atractiva de Retorno o Tasa de descuento

## **INTRODUCCIÓN**

La transición hacia la generación de energía a partir de fuentes de energía renovable es una prioridad global en la actualidad y en el contexto de El Salvador de igual forma, los problemas medioambientales, las crisis climáticas, los elevados precios de los combustibles fósiles y la creciente conciencia sobre la necesidad de optimizar los recursos naturales y abordar la escasez presente y futura de fuentes de energías convencionales que además son contaminantes para el medioambiente, han provocado la necesidad de generar planes y políticas para la diversificación de la matriz energética basados en estudios realizados por diferentes instituciones relacionadas a este rubro, las cuales desde hace algún tiempo han generado documentación importante para la puesta en marcha de aprovechamiento de las energías renovables. En cuanto a la generación hidroeléctrica, estos esfuerzos datan de 1988, pero es de relevante notoriedad, cuando en 2012 es publicado el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables, que surge como un marco que promueve el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables en el país.

Es en este contexto es que se plantea la propuesta de este estudio de prefactibilidad para la instalación de una pequeña central hidroeléctrica en uno de los sitios propuestos por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables. Se compone de cuatro estudios diferentes: legal, técnico, económico-financiero y medioambiental.

Bajo una extensa recopilación bibliográfica donde se describe detalladamente la terminología técnica asociada a la evaluación de los sitios con potencial hidroeléctrico que están enmarcados en una lista proveniente del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables se introducen todas las variables

y términos a utilizar en el desarrollo de estos textos. El estudio legal abarca las normativas y leyes asociadas a la concesión, construcción y distribución de energía para un proyecto de esta índole, es decir, con capacidad de generación menor a 20 MW, lo cual caracteriza a una PCH según definición adoptada por el país.

El estudio técnico plantea la puesta en marcha de una metodología de toma de decisiones multicriterio, que conlleva a la definición e identificación de criterios que engloban las características más importantes a considerar para la implementación de un proyecto hidroeléctrico, los cuales permiten la selección del sitio con un perfil de viabilidad mayor a todos los sitios considerados. Una vez seleccionado el sitio, se proponen tres alternativas de ubicación de obras civiles con el fin de obtener los mayores ingresos económicos maximizando costos relacionados a la etapa de construcción, de las cuales la alternativa seleccionada es aquella que genere mayor rentabilidad económica.

Para el análisis de caudales se parte de la aplicación de una metodología de cuantificación del recurso hídrico que para este estudio se ha visto apoyada por el uso de software de tipo GIS.

El estudio ambiental ha sido desarrollado a base de el procedimiento dictaminado por el Ministerio de Medioambiente y Recursos Naturales de El Salvador, generando el criterio de aceptación según el área geográfica involucrada en el sitio seleccionado.

Finalmente, la toma de decisión y el culmen de los análisis se determina mediante el estudio económico-financiero, que muestra el balance de gastos, costos e ingresos a obtener en el caso de una posible implementación de la pequeña central hidroeléctrica.

## **1. ASPECTOS TEÓRICOS DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

Se describe en este apartado todos los conceptos básicos teóricos aplicados para llevar a cabo un estudio de prefactibilidad sobre las pequeñas centrales hidroeléctricas, además, se plasman los antecedentes de estas en El Salvador hasta su desarrollo actual, tomando en cuenta el proyecto del “Plan Maestro para el Desarrollo de la Energías Renovables”.

### **1.1. ANTECEDENTES GENERALES DE LAS PCHs**

El actual sistema energético a nivel mundial, en su mayoría, está basado en la generación de energía a partir de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón mineral, entre otros, los cuales son fuentes de energías convencionales. Estas materias están siendo ampliamente replanteadas por varias razones: son recursos limitados que se encuentran en puntos concretos del planeta, su uso a gran escala provoca graves efectos negativos sobre el medio ambiente y en la salud de los seres humanos, y genera agotamiento de las reservas naturales comprometiendo el futuro de las nuevas generaciones. Por ello, se busca nuevas formas de generación eléctrica no contaminantes a partir de recursos renovables, es por lo que se presenta la energía hidráulica a pequeña escala como una alternativa viable. La energía hidráulica es la energía cinética del movimiento de masas de agua y la energía potencial del agua disponible a una cierta altura. Esta energía, se transforma en energía mecánica al pasar por una turbina y posteriormente en energía eléctrica por medio de un generador [1].

Este tipo de aprovechamiento energético presenta ventajas como: bajo costo de generación y de mantenimiento de la planta, no requiere abastecimiento de combustibles u otras energías que dañan el ecosistema, no presenta problemas

de contaminación de gran incidencia, puede compatibilizarse con el uso del agua para otros fines, y las centrales generalmente tienen una larga vida útil. Aunque, no se puede dejar de mencionar que también presenta algunas limitaciones en cuanto a la disponibilidad de los recursos hídricos, dependencia de factores meteorológicos y estacionales, y la necesidad de una importante inversión económica considerando las obras civiles e instalaciones a realizarse en el sitio del emplazamiento en la etapa de construcción.

En este contexto, la primera central hidroeléctrica se construyó en 1880 en Northumberland, Gran Bretaña, iniciando así una época de gran importancia para la energía hidráulica, que durante la Revolución Industrial impulsó las industrias textiles, del cuero y los talleres de construcción de máquinas. Aunque las máquinas de vapor ya estaban perfeccionadas, el carbón era escaso y la madera poco satisfactoria como combustible, por lo que la energía hidráulica ayudó al crecimiento de ciudades industriales que se crearon en Europa y América. Es de destacar que, el aprovechamiento significativo de la energía hidráulica se produjo por el desarrollo del generador eléctrico, seguido del perfeccionamiento de la turbina hidráulica y del aumento de la demanda de electricidad a principios del siglo XX. Siendo tal el efecto de estos avances, que para 1,920 las centrales hidroeléctricas generaban ya una parte importante de la producción de electricidad a nivel mundial [2].

Estas son instalaciones de generación hidroeléctrica que, de acuerdo con la clasificación en El Salvador, la potencia instalada no supera los 20 MW, donde se aprovecha la energía potencial y cinética de flujos de agua con poco caudal, que al pasar por el conjunto turbina-generador transforma la energía mecánica en eléctrica. En El Salvador, las pequeñas centrales hidroeléctricas han jugado

un papel importante en el factor de demanda de energía nacional, ya que antes de 1,951, en que inician su operación las grandes centrales hidroeléctricas, fueron éstas las encargadas de suplir la carga ya instalada en el país. El caso más palpable es el de la Compañía Eléctrica de Cucumacayán, S.A. que, en 1,936, puso en línea su central, con 2 MW de potencia. Esta era considerada como una de las más grandes de Centroamérica en su categoría, la cual proporcionaba energía a las zonas de Sonsonate, Acajutla, Santa Ana, y los actuales distritos de Armenia, Ateos y una parte de San Salvador.

Desde principios de siglo XX se han construido pequeñas centrales hidroeléctricas, las cuales han ayudado a suplir la demanda de energía, pero la construcción de éstas experimentó un estancamiento debido a una serie de problemas, como: leyes que no fomentaron su utilización, falta de financiamiento adecuado para su construcción, desconocimiento del potencial de generación eléctrica que pueden aportar, apreciación subjetiva de que su contribución energética al mercado no es significativa, entre otros. Durante la última década, en la que se han visto problemas ambientales y económicos que produce la dependencia de fuentes energéticas no renovables, la implementación de las PCHs ha adquirido un papel importante en la dinamización de la matriz energética nacional, ya que su uso presenta grandes ventajas como: gastos de combustibles nulos, costos de explotación y mantenimiento relativamente bajos comparados con otros sistemas de producción de energía eléctrica, y además, la automatización ha permitido reducir el personal fijo en las centrales, existiendo un gran número de instalaciones que funcionan de forma automática, o por telemando y telecontrol [3]. Esto deja en evidencia la importancia que tienen hoy en día las PCHs y que la energía hidroeléctrica es una de las más rentables, ya

que se obtiene energía eléctrica de una fuente renovable y de impacto ambiental mínimo.

### **1.2.1. ESTUDIOS SOBRE SITIOS POTENCIALES DE PCHs**

Desde el año 2012, año en que se publica el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables no se realiza una actualización a los estudios existentes sobre el potencial hidroeléctrico a nivel nacional, estos la requieren, ya que a través de los años puede haberse afectado el nivel de caudal de los ríos por efectos del cambio climático, uso del agua en procesos industriales, agrícolas, domésticos, etc.

A la fecha se han identificado diversos estudios del potencial de energía hidroeléctrica los cuales se detallan a continuación:

- A. "Primer Plan Nacional de Desarrollo Energético Integrado 1988-2000", CEL, enero de 1988.
- B. "Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador", estudio conjunto CEL y UCA, Ing. Axel Soderberg / Ing. Hermes Landaverde, abril 1989.
- C. "Inventario de ríos con potencial hidroeléctrico", Ing. Córdova, UCA, mayo de 1998.
- D. "Electrificación con base en recursos de energía renovable", Transenergie, F. Lozano / J. Cottin, MARN, el PNUD-FMAM, octubre de 2002.
- E. "Consultoría para recopilar estudios realizados sobre energías renovables para su validación estimando el potencial real de recursos renovables para ser utilizados en proyectos de generación de electricidad menores de 20 MW en El Salvador." Lozano F., GIZ, CNE, marzo 2011.
- F. "Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables", JICA, CNE, marzo 2012.

Los cuales se describen a continuación:

- A. “Primer Plan Nacional de Desarrollo Energético Integrado 1988-2000”, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del río Lempa (CEL), enero de 1988. Se realizó el estudio de 16 sitios con potencial hidroeléctrico, 7 sitios en el río Lempa, 2 sitios en el río Paz, 3 sitios en el río Jiboa, 3 sitios en el río Grande de San Miguel y 1 sitio en el río Goascorán, de los cuales solo a 10 sitios se les estimó su potencial.
- B. “Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador”, estudio conjunto entre CEL y UCA, Ing. Axel Soderberg e Ing. Hermes Landaverde en abril de 1989. El estudio de inventario realizado por CEL-UCA en 1989 se llevó a cabo en 66 ríos a lo largo de todo El Salvador de los 66 sitios en el estudio, 11 no fueron visitados debido a la dificultad de acceso, 58 sitios posibles fueron estudiados mediante evaluaciones técnicas y económicas.

Tabla 1.1. Sitios con potenciales hidroeléctricos. (CEL-UCA, 1989)

<b>Zona</b>	<b>No proyectos evaluados</b>	<b>Potencia máxima instalada (kW)</b>	<b>Producción anual de energía (GWh)</b>
Occidental	25	17,036	112.00
Central	24	20,633	84.83
Oriental	9	24,246	89.90
TOTAL	58	61,915	286.73

- C. “Inventario de ríos con potencial hidroeléctrico”, Ing. Córdova, UCA, mayo de 1998. Documento que sintetiza el estudio realizado y mencionado anteriormente en el apartado B, de la CEL-UCA en 1989.
- D. “Electrificación con base en recursos de energía renovable”, Transenergie, F. Lozano / J. Cottin, MARN y PNUD-FMAM en octubre de 2002. En el estudio la lista de sitios potenciales hidroeléctricos identificados hace referencia a los estudios de CEL (1988) y de CEL-UCA (1989). Los costos

del proyecto y el valor económico de cada uno de los sitios potenciales de energía hidroeléctrica mostrados en los estudios de CEL 1988 y CEL-UCA 1989 fueron actualizados a dólares de EE. UU. A partir de su valor en colones en el año 2002.

- E. “Consultoría para recopilar estudios realizados sobre energías renovables para su validación estimando el potencial real de recursos renovables para ser utilizados en proyectos de generación de electricidad menores de 20 MW en El Salvador”, Lozano F., GIZ, CNE, marzo 2011. El estudio se basó en la lista de potencial hidroeléctrico del estudio de PNUD-FMAM (2002) y se actualizaron los estudios recientes. Sin embargo, los valores económicos, como el costo de inversión (en dólares de EE. UU.), el costo por kWh (kWh/dólares de EE. UU.), la Tasa Interna de Retorno, Valor Actual Neto y el análisis costo/beneficio, no se han actualizado desde el 2002.
- F. Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables Este surge como parte de la estrategia nacional para promover las fuentes de energías renovables y diversificación de la matriz energética. El CNE (actualmente disuelto y liquidado paso a formar parte de la DGEHM) propuso desarrollar un marco regulatorio que promueva el desarrollo de proyectos para la generación de energías renovables. En este contexto, este proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables realizado, es resultado de la petición de cooperación técnica solicitada al gobierno de Japón a través del CNE, en su momento, el cual tuvo como objetivo principal llevar a cabo el diagnóstico, diseño y desarrollo de incentivos e instrumentos para promover la implementación de proyectos de desarrollo de energías renovables y en caso de Pequeñas

Centrales Hidroeléctricas con capacidades hasta 20 MW para ser inyectados a las redes de distribución nacionales.

El potencial hidroeléctrico mencionado en este estudio detalla un total por Pequeñas Centrales Hidroeléctricas menores de 20 MW de 180.8 MW, a partir de la identificación de 209 sitios. Las capacidades del potencial hidroeléctrico de algunos proyectos se actualizaron a partir de los resultados de estudios recientes de prefactibilidad o factibilidad desarrollados anterior a la fecha de realización del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables, donde se realiza una recopilación de los potenciales previamente identificados en los estudios que le antecedieron descritos en los cuales se identificó sitios con potencial hidroeléctrico en 12 sitios para capacidades mayores a 20 MW y en 86 para capacidades menores a 20 MW.

En síntesis, se identifican 6 estudios respecto a las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador que datan del año 1988, sin embargo, los potenciales de estos sitios no han sido actualizados desde la realización del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables, llevado a cabo en el año 2012 el cual recopila estos sitios y lleva a cabo estudios de potencial en otros que se han agregado.

### **1.2.2. ESTADO ACTUAL DE LAS PCHs EN EL SALVADOR**

En El Salvador, la construcción de PCHs puede enfrentar oposición pública. Además, algunas áreas de desarrollo de proyectos se podrían ver afectadas por la inseguridad y la violencia. También hay una falta de series confiables de datos de flujo de ríos y potencial hidroeléctrico detallado en inventarios [4], sin embargo, la energía hidráulica aporta desarrollo a las comunidades aledañas, al no enfrentar problemas sociales u otros. En el país se le da la importancia a la

generación eléctrica a partir de recursos renovables es por lo que las PCHs forman parte de los esfuerzos para la diversificación de la matriz energética y aumentar la generación eléctrica, el llevarse a cabo nuevos proyectos y/o nuevos estudios, actualiza la información de potenciales hidroeléctricos que se poseen garantizando la factibilidad de proyectos a futuro de este tipo.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas que se encuentran en operación o inactivas se contabilizan en la tabla 1.2, con las coordenadas geodésicas actualizadas.

Tabla 1.2. PCHs, ubicación y estado actual [5]

Nº	Central Hidroeléctrica	Cap. Instalada (MW)	Ubicación	Latitud	Longitud	Estado	Otro
1	Guajoyo	19.800	Santa Ana	14.230700	-89.469010	Operación	Con presa
2	Río Sucio	4.500	La Libertad	13.853420	-89.311921	Operación	--
3	Cucumacayán	2.800	Sonsonate	13.764551	-89.723454	Operación	--
4	Nahuizalco	2.800	Nahuizalco	13.794343	-89.724910	Operación	--
5	Juayúa	2.470	Sonsonate	13.833540	-89.726863	Operación	--
6	Papaloate	2.000	Sonsonate	13.820597	-89.745421	Operación	--
7	Milingo	1.800	San Salvador	13.743723	-89.161048	Operación	--
8	La Calera	1.500	Sonsonate	13.836876	-89.733262	Operación	--
9	Gualpuca	1.000	Morazán	13.824000	-88.218200	Operación	Autoconsumo
10	Venecia Prusia	1.000	San Salvador	13.716862	-89.160386	Operación	--
11	San Luis I	1.310	Santa Ana	13.995562	-89.482400	Operación	--
12	San Luis II	0.768	Santa Ana	13.990772	-89.475492	Operación	--
13	Bululú	0.680	Sonsonate	13.728654	-89.718731	Operación	--
14	Cutumay Camones	0.298	Santa Ana	13.764551	-89.723454	Operación	--
15	Sonsonate	0.150	Sonsonate	13.721800	-89.724724	Operación	--
16	Velesa Energy	0.120	Sonsonate	13.721200	-89.672080	Operación	Inició 2020
17	El Calambre	0.058	Morazán	13.992320	-88.080425	Operación	Autoconsumo
18	La Chacara	0.030	San Miguel	13.853839	-88.303839	Operación	Autoconsumo
19	Miracapa	0.030	San Miguel	13.846556	-88.302106	Operación	Autoconsumo
20	Junquillo	0.018	Morazán	13.784982	-88.217778	Operación	Autoconsumo
21	Atehuesías	--	Ahuachapán	13.922800	-89.881100	Inactiva	--
22	Acahuapa	--	San Vicente	13.623600	-88.724500	Inactiva	--
23	San Esteban	--	San Miguel	13.519600	-88.182900	Inactiva	--
24	Zapuyo	--	La Paz	13.494100	-88.866700	Inactiva	--

Se identifican un total de 20 PCHs en operación con potencias instalada menor a 19.8 MW, siendo la de mayor potencia la PCH Guajoyo operada por la CEL, su distribución geográfica en fig. 1.1.

Actualmente, existen algunos estudios de factibilidad sobre las PCHs y otros que se encuentran en fase de permisos ambientales de construcción, se tiene el caso emblemático por parte de la Compañía Hidroeléctrica Sensunapán S.A. de C.V., para la construcción e instalación de la octava PCH Nuevo Nahuizalco II sobre el río Sensunapán, que se describirá posteriormente,

Las PCHs en operación descritas en la tabla 1.2 han sido concesionadas por parte de la SIGET a diferentes empresas, entre ellas:

1. CECSA, conocida como Compañía Eléctrica Cucumacayán, S.A de C.V. la cual se constituye como empresa pública en 1954, por parte de inversionistas privados, es transferida la administración a CEL en 1986, en el año 1994 formalizó la compra de esta por Decreto Legislativo. CECSA cuenta con las siguientes PCHs: río Sucio (Fundada en el año de 1921), Cucumacayán (Fundada en el año de 1936 por la Sociedad Interiano González y Compañía y adquirida por CECSA en el año de 1954), Milingo (Fundada en el año de 1907), Bululú (Fundada en el año de 1947), San Luis I (Fundada en 1907) y II (Fue fundada en marzo de 1959), Cutumay Camones (Fundada en el año de 1920) y Sonsonate (Fundada en el año 1891).
2. DE MATHEU Y CIA S.A de C.V. opera la pequeña central hidroeléctrica La Calera la cual es privada, esta empresa fue inscrita en SIGET en el año 2000. La Central Hidroeléctrica “La Calera” inició su construcción en el año 1950.

3. HIDROELÉCTRICA JUAYÚA S.A de C.V. opera la pequeña central hidroeléctrica Juayúa, interconexión con AES-CLESA. Entre los meses de noviembre de 2011 y febrero de 2012, se tramitó el proceso de otorgamiento de la concesión del recurso hidráulico para el proyecto Central Hidroeléctrica Juayúa, ubicada dentro de los límites de la Finca Mirazalcos, Cantón Los Cañales, distrito de Juayúa, Departamento de Sonsonate, para una capacidad instalada de 2,470 kilovatios y la firma del contrato de concesión se realizó el 17 de febrero de 2012.
4. HIDROELÉCTRICA PAPALOATE S.A. de C.V. opera la PCH Papaloate ubicada en el departamento de Sonsonate, sobre el río Sensunapán, ubicada en el Cantón Santa Emilia, departamento de Sonsonate, la cual comercializa su generación de energía eléctrica a AES-CLESA.
5. INDUSTRIAS AGRICOLAS VENECIA Y PRUSIA S.A de C.V. opera la PCH Venecia Prusia, ubicada en el río Acelhuate departamento de San Salvador. El proyecto de la planta hidroeléctrica Venecia Prusia inicio en el año 1921.
6. SABES es una ONG salvadoreña sin fines de lucro fundada en 1,998 con fines de dar asistencia técnica, gestión y ejecución de proyectos de abastecimiento de agua potable y proyectos de energías renovables ha desarrollado los proyectos de PCHs siguientes: La Chacara (inaugurada en el año 2001) beneficiando alrededor de 59 familias de la comunidad cantón La Chacara, Miracapa (fundada en 2006, beneficiando a 30 familias), Junquillo (fundada en 2007, beneficia a 44 familias), Gualpuca y El Calambre (fundada en 2006 beneficia 75 familias) las cuales son para autoconsumo.

7. SENSUNAPÁN S.A. de C.V. opera la pequeña central hidroeléctrica Nahuizalco, Sensunapán S.A. de C.V. opera en Nahuizalco desde 1998 con la Pequeña Central Hidroeléctrica Nahuizalco I, sin embargo, desde hace 17 años está insistiendo en instalar la segunda PCH Nuevo Nahuizalco II.
8. VELESA ENERGY S.A. de C.V. opera la PCH Velesa Energy, interconexión con EDESAL S.A de C.V. la central entró en operaciones en el año 2020, la PCH se ubica sobre el río Agua Caliente, distrito de Caluco.

En total, 8 empresas operan y poseen concesión de las PCHs que actualmente se encuentran en operación en el país y que contribuyen en la generación de electricidad de recurso renovable.

Mapa de ubicación de PCHs descritas en tabla 1.2.

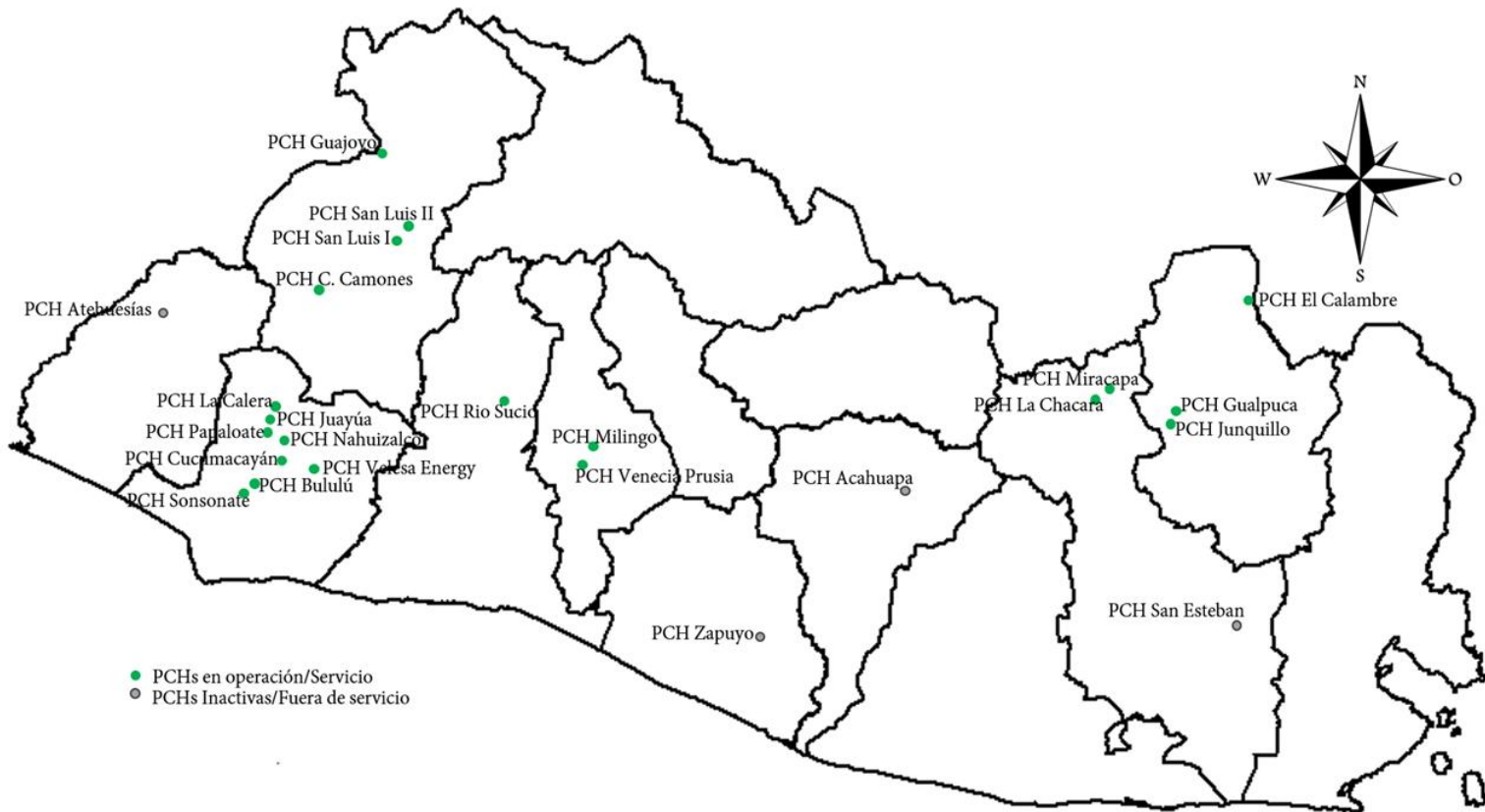


Fig. 1.1. Ubicación de PCHs. Fuente: Elaboración propia con datos de SIGET

### **1.3. PROYECCIONES DE LA ENERGÍA HIDRÁULICA MUNDIAL**

La energía hidráulica ha venido evolucionando a lo largo de los años y ahora es un sector maduro, pero las nuevas tecnologías y la digitalización pueden hacer que las centrales sean todavía más eficientes, flexibles, longevas y sostenibles. Por esto, las inversiones en investigación y desarrollo siguen creciendo. A pesar de que el sector hidroeléctrico está en funcionamiento desde hace varios años, se están desarrollando nuevas perspectivas de diseño y operación destinadas a mejorar la flexibilidad, aumentar la vida útil y a reducir costes e impactos en el medio ambiente y a los seres humanos.

A grandes rasgos, teniendo en cuenta los niveles de precipitación media anual en el mundo y la altura media de los terrenos sobre el nivel del suelo, puede estimarse que la energía potencial hidráulica es equivalente a casi el doble del consumo anual de energía primaria en el mundo. Sin embargo, es evidente que un porcentaje del potencial estimado no puede ser explotado, ya que una parte del agua será siempre inaccesible y otra se evaporará antes de que pueda usarse. Si se utiliza el caudal medio de los ríos para estimar el potencial hidráulico mundial se concluye que la energía total anual es, aproximadamente, una cuarta parte del estimado a partir de las precipitaciones. Estimaciones actuales del potencial hidroeléctrico técnicamente explotable en el mundo sugieren una capacidad del orden de 2-3 TW, con una producción anual de 10,000-20,000 TWh [7].

La proyección actual para la energía hidroeléctrica es que a la misma se le continúa dando prioridad y desarrollándose nuevas formas de maximizarla, por sus efectos positivos en la generación de energía renovable no contaminante, ya que el acceso al recurso hídrico aprovechable actualmente lo permite.

### 1.3.1. PRODUCCIÓN Y USOS DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA GENERADA POR PCHs EN EL SALVADOR

La matriz energética es la estructura de los flujos de energía en toda la cadena de procesos desde la producción primaria hasta el consumo final de energía. En El Salvador dicha matriz está compuesta por energía generada a base de Bunker (petróleo), Hidroeléctrica, Geotérmica, Biomasa, SFV, Diesel, Eólica (incorporada a finales del 2020) y Gas natural (incorporada en 2022). En los últimos años la energía generada a base de bunker ha disminuido considerablemente, sin embargo, sigue teniendo un alto porcentaje en la matriz. La alta dependencia del petróleo conlleva a que nuestro país aún no tenga un sistema energético sustentable.

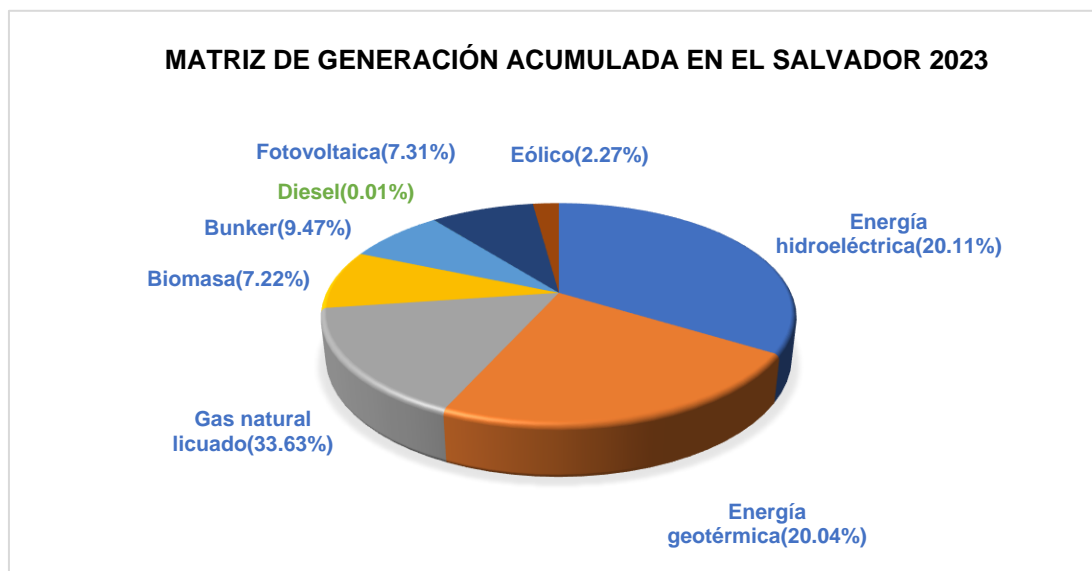


Fig. 1.2. Matriz de generación acumulada 2023 en GWh [8]

En la figura 1.2 se observa el porcentaje que aporta cada tipo de recurso a la matriz energética del país, la energía hidroeléctrica es una de las que más aporta en nuestro país la cual representa el 20.11% en este porcentaje se incluye la generación de las grandes y pequeñas centrales hidroeléctricas.

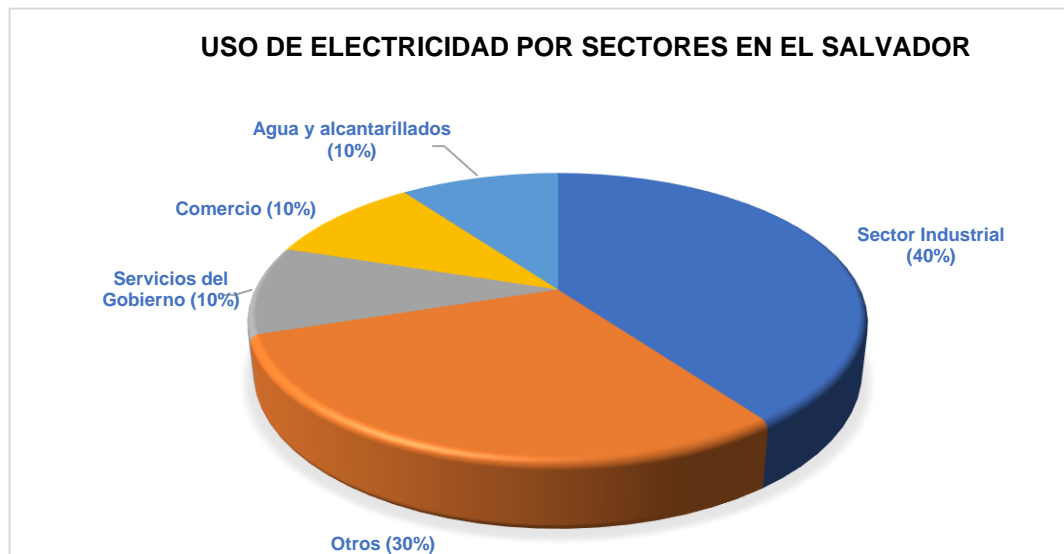


Fig. 1.3. Usos y consumos de electricidad en El Salvador [8]

La electricidad producida por las diferentes generadoras es consumida por los distintos sectores de la sociedad de los cuales el sector industrial es el principal consumidor con un 40%, le sigue el uso residencial, las plantas de potabilización de agua, comercio y servicios y por último las instituciones gubernamentales con solo el 10% del consumo.

### 1.3.2. FACTORES QUE INFLUENCIAN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA HIDRÁULICA

La producción de energía en las centrales hidroeléctricas se ve influenciada por varios factores, como son:

- A. Disminución del caudal del aprovechamiento hidráulico, esto debido a la estación seca como el verano.
- B. Pérdidas de altura debido a las pérdidas en componentes que forman parte del emplazamiento y en las diferentes partes de la central hidroeléctrica.
- C. Pérdidas de altura debido al equipo electromecánico, la tubería forzada, en turbinas las cuales las presentan debido a la fricción, pérdidas por codos, válvulas, etc.

Así mismo, se deben considerar los factores humanos, factores del medio ambiente, factores de la maquinaria involucrada, entre otros.

#### **1.4. COMPONENTES Y CONCEPTOS SOBRE PCHs**

Se describe los principales componentes los cuales debe poseer una Pequeña Central Hidroeléctrica, así como conceptos relacionados con las mismas.

##### **1.4.1. DEFINICIÓN DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

El término de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas no está ligado al tamaño físico de estas, sino que, es considerado como sinónimo de baja potencia de salida o potencia instalada. Por ejemplo, una instalación con una altura bruta y/o neta pequeña requiere una turbina mucho mayor para desarrollar la misma potencia de salida que una instalación con gran caída de altura.

En atención a lo anterior, se pueden considerar diferentes definiciones para las PCHs:

- Se le denomina PCH por estar acorde con la capacidad de generación eléctrica que poseen y generalmente se construyen para explotar la energía en ríos de poco caudal, por medio de uno o más grupos turbina-generador [9].
- Según ONUDI & ICSHP [10], definen que el concepto de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas varía a lo largo de las regiones. Esta organización y el ICSHP recogen los valores máximos de potencia instalada establecidos por cada país, por lo tanto, no se tiene una definición oficialmente establecida.

La definición de PCH está sujeta a varios factores como ya se ha mencionado, entre ellos la capacidad hídrica y posibilidades económicas-financieras, ambientales y técnicas para desarrollar esta tecnología renovable, es por ello, que cada país establece el rango de potencia instalada para las mismas, y no atiende a una definición oficial, sino a una local.

Por consiguiente, la definición y clasificación de las PCHs varía según las diferentes regiones geográficas, por ejemplo, algunos países tales como Portugal, España, Irlanda, Grecia y Bélgica aceptan para definir una central hidroeléctrica como PCH, un límite superior de capacidad instalada de 10 MW. En Italia el límite se ha fijado en 3 MW y en Suecia en 1.5 MW. En Francia se ha establecido un límite superior de 12 MW, debajo del cual la red eléctrica tiene la obligación de comprar la energía generada. En el Reino Unido se acepta un límite de 20 MW. También en países como la República Popular China, Estados Unidos e incluso entre los países que conforman la OLADE no existe una única definición para este tipo de centrales. En la tabla 1.3, muestra cómo varía la definición de PCH bajo el criterio de límite máximo de capacidad instalada para los países de Centroamérica.

Tabla 1.3. Capacidad instalada PCHs C.A. [10]

Definición local de PCH bajo el criterio de capacidad de generación para los países de Centroamérica.			
País	Definición local de PCH (MW)	Capacidad instalada (definición local en MW)	Capacidad potencial (definición local en MW)
Costa Rica	No definido	--	-
El Salvador	Hasta 20	42.0	158.0
Guatemala	Hasta 5	114.3	201.0
Honduras	Hasta 30	301.8	-
Nicaragua	Hasta 10	18.6	85.7
Panamá	Hasta 20	213.5	417.0

Por lo tanto, toma relevancia considerar una única definición, para ser utilizada durante el desarrollo de este estudio, basada en las definiciones dadas por otros autores y organismos, tomando en cuenta el criterio de capacidad instalada de El Salvador. Esta se enuncia de la siguiente manera:

“Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs) son instalaciones de generación hidroeléctrica que, de acuerdo con la clasificación en El Salvador, su potencia instalada no supera los 20 MW, donde se aprovecha la energía potencial y cinética de flujos de agua con poco caudal, que al pasar por el conjunto turbina-generador transforma la energía mecánica en eléctrica.”

#### **1.4.2. POTENCIAL HIDROELÉCTRICO**

El potencial hidroeléctrico está definido por el caudal que se puede turbinar, altura neta, ubicación del sitio y características del terreno, así como las condiciones que hacen susceptible la existencia de este, tales como topografía, escorrentía superficial y caudales, dependerá en gran medida de las precipitaciones y la capacidad del sitio para obtener la energía hidráulica máxima en un determinado tiempo.

Además, se pueden definir diferentes tipos de potencial hidroeléctrico, entre ellos:

- A) Potencial hidroeléctrico teórico: que es una medida de los recursos hídricos disponibles en un sistema fluvial (río) para producción de energía. La definición de este potencial considera que la totalidad de agua que escurre en una cuenca es capaz de generar electricidad en función del desnivel de este, con un 100% de eficiencia, es decir, una cuenca impermeable.

- B) Potencial hidroeléctrico no aprovechable: es aquel que se encuentra en áreas bajo explotación de centrales hidroeléctricas, áreas naturales protegidas, y áreas de muy bajo potencial hidroeléctrico.
- C) Potencial hidroeléctrico aprovechable: es aquel que se puede aprovechar a través de una central hidroeléctrica y con el cual se genera electricidad y que se encuentra en zonas de amplio acceso y facilidades de desarrollo hidroeléctrico.
- D) Potencial hidroeléctrico técnico: Es el que trae aparejado la elección de caudal que puede ser turbinado por la central o caudal de diseño.

### **1.4.3. TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS**

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas están muy condicionadas por las peculiaridades y características que presente el lugar donde vayan a ser ubicadas o se lleve a cabo el emplazamiento. Según el emplazamiento de la central hidroeléctrica, se realiza la clasificación general: centrales de agua fluyente (central a filo de agua), estas captan una parte del caudal del río, lo trasladan hacia la central y una vez utilizado, se devuelve al río, y centrales de pie de presa, estas se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos u otros, aprovechando el desnivel creado por la propia presa.

#### ➤ Centrales de agua fluyente

Las centrales de agua fluyente toman una parte del caudal del río y lo dirigen hacia la turbina para convertir su energía cinética y potencial en energía mecánica.

Existen diversas configuraciones posibles, dependiendo de la topografía del emplazamiento. Una solución, cuando el salto es medio o alto, consiste en utilizar un azud para remansar el agua y desviar parte del caudal del río por un canal de derivación o por una tubería de baja presión hasta la cámara de carga, donde

está conectada la tubería forzada que conduce el agua con la mayor pendiente posible hacia la casa de máquinas, donde se encuentran las turbinas, los generadores eléctricos y demás aparatos de regulación y control. Si el salto es muy pequeño se puede construir el mismo mediante una pequeña presa, de tal manera que, la toma de agua y el edificio de la central constituyen una única estructura. El agua, una vez cede su energía a la turbina, se evacúa por un canal de descarga devolviéndole de nuevo al cauce del río.

Este tipo de centrales no disponen de depósito o embalse regulador de cierta capacidad, por tanto, la generación de electricidad está condicionada al caudal que en cada momento está circulando por el cauce del río. Si el caudal es inferior al valor denominado caudal mínimo técnico la central deja de producir.

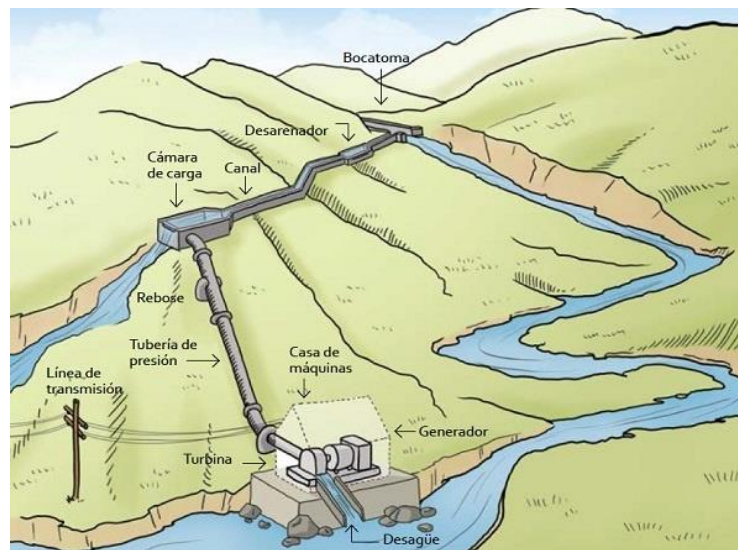


Fig. 1.4. Central de agua fluyente (filo de agua). Fuente: ONU

#### ➤ Centrales de pie de presa

Las centrales con embalse, también conocidas como centrales de pie de presa o centrales de regulación, son aprovechamientos hidroeléctricos que tienen la posibilidad de almacenar las aportaciones de agua de un río [11].

El almacenamiento del agua se lleva a cabo mediante la construcción de un depósito o utilizando embalses. Estas centrales pueden regular el caudal de agua que se envía a las turbinas con el propósito de adaptar la energía eléctrica producida a la demanda.

La toma de agua en estas centrales suele estar situada en la propia presa y a una cierta altura, por lo que crea dos zonas de agua en el embalse: zona muerta o volumen de agua situado debajo de la toma y zona útil o volumen de agua sobre la toma. En función del volumen de agua almacenado en la zona útil del embalse, la regulación de la energía generada puede ser horaria, diaria o semanal.

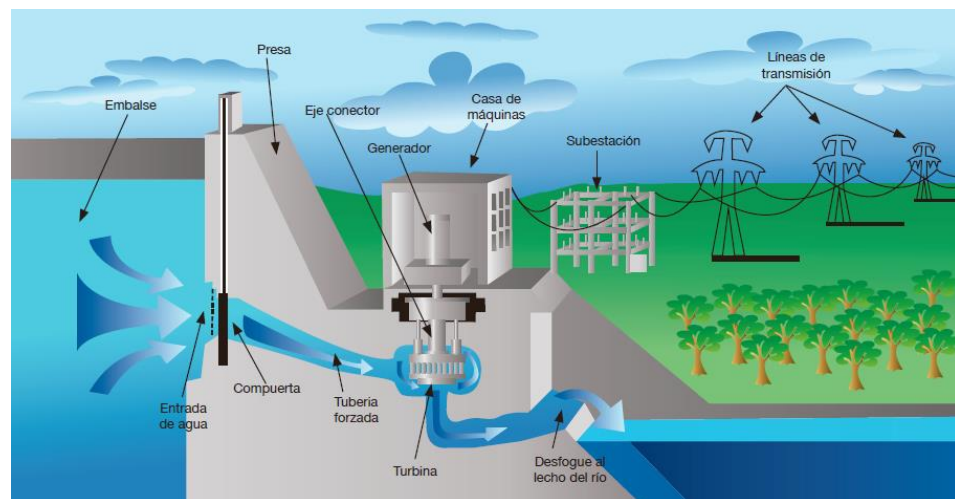


Fig. 1.5. Central a pie de presa [11]

#### 1.4.4. COMPONENTES DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

##### ➤ Central de agua fluyente

Los componentes que se describen a continuación algunas PCHs no los poseen en su totalidad ya que el número de componentes se ve influenciado por la envergadura, ubicación, capacidad económica del proyecto que se realice, entre otros.

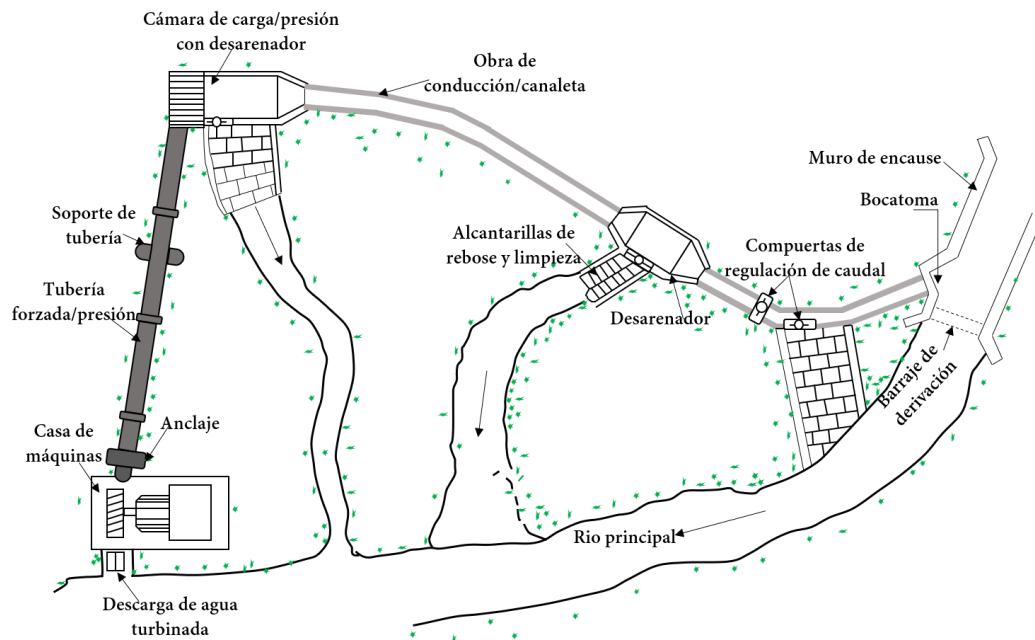


Fig. 1.6. Componentes de Pequeña Central Hidroeléctrica. Fuente: Elaboración propia

- a) Obra de derivación: Obra civil donde se coloca un tipo de represa transversalmente al cauce normal al río, esto con el único fin de producir un remanso o disminución en la velocidad de la corriente o caudal del río y facilitar la derivación del agua a la bocatoma. En otros casos se puede requerir para asegurar que el flujo de agua esté al alcance de la bocatoma en épocas secas donde el caudal se reduce.
- b) Obra de toma o bocatoma: estructura destinada a desviar el agua a cualquier conducción hidráulica tales como canaleta, túneles, tuberías, etc. Actúa como elemento de transición entre el curso normal de agua de un río tranquilo o turbulento y la conducción hidráulica por donde debe circular un flujo estable tanto en cantidad como en calidad. Las principales funciones son: garantizar la captación de una cantidad constante de agua, impedir lo más posible el ingreso de materiales sólidos y flotantes a través de una rejilla metálica con una separación de una pulgada o según se requiera entre barra, haciendo que los mismos sigan el curso normal del

río o facilitando su limpieza, además, protege el resto de las obras hidráulicas como civiles del ingreso en exceso de agua que pudiere producirse en épocas de invierno.

c) Obras de conducción del agua hacia casa de máquinas:

- Canaleta o canal: Es el elemento por el cual se conduce el caudal extraído en la obra de toma, a través de este se conduce el agua hasta la cámara de carga, puede ser abierto o cerrado dependiendo de las circunstancias en las que se implementa, siendo la característica principal que el agua en la parte superior se encuentra a presión atmosférica y su transporte es por acción de la gravedad. Se busca el mínimo de pérdidas en altura, así como de caudal con el mismo. En cuanto a la configuración de los canales se tiene mayor ventaja con canaleta trapezoidal que con una rectangular en cuestión de eficiencia hidráulica, sin embargo, la mayor eficiencia es la semicircular y la de menor es la rectangular.
- Desarenador: Algunas PCHs prescinden de este dispositivo, sin embargo, se encuentra instalado generalmente en el canal o canaleta entre la bocatoma y la cámara de carga, su función es producir una reducción de velocidad, facilitando la decantación de partículas sólidas mayores a 0.2 mm de diámetro arrastradas por el cauce del río que pueden provocar desgaste en los álabes de las turbinas, tal es el caso como arena, rocas pequeñas entre otros sedimentos abrasivos.
- Cámara de carga: Es un depósito localizado al final del canal o canaleta del cual arranca la tubería forzada o tubería de presión, con este se garantiza que con una tasa de disminución de agua no entre aire a la tubería en el arranque, además sirve de amortiguador contra el golpe

de ariete en las paradas de la turbina, también puede actuar como un segundo desarenador. Las PCHs que no poseen desarenador, es porque la cámara de carga realiza ese funcionamiento.

- Tubería forzada: es el elemento que conduce agua bajo presión hacia la turbina, los materiales de construcción utilizados son concretos, acero, HDPE. En las construcciones más comunes se usa el acero ya que estas se instalan al aire libre, por otro lado, en el caso del HDPE no es muy común su uso debido las altas presiones con las que se conduce el agua hacia la casa de máquinas o turbina y el concreto se utiliza cuando las tuberías van enterradas ya que es muy bueno soportando compresión debido a la cantidad de tierra que tendrá encima.

La tubería forzada debe contener ciertos componentes mínimos como soportes, tubo de aireación, juntas de dilatación, etc.

- d) Casa de máquinas: Es el emplazamiento donde se sitúa el equipamiento de la central: turbinas, generadores, tableros eléctricos, sistema de control, etc. Su ubicación final estará definida por los estudios topográficos, geotécnicos y de accesibilidad al mismo, donde genere menor impacto visual y el agua llegue con las menores pérdidas de carga.
- Turbina: es la encargada de transformar en energía mecánica la energía contenida en el agua, existen diferentes tipos de turbinas según la relación de caudal y caída, entre ellas se encuentran las turbinas Francis y Kaplan de reacción y Michell-Banki o flujo cruzado, Pelton y Turgo de acción, estas componen la parte electromecánica de las PCHs.

- Generador: se encarga de convertir la energía mecánica recibida de la turbina a través de un eje a energía eléctrica.
- Transformador: Se utiliza para elevar el voltaje de generación hasta el nivel del voltaje de las líneas de distribución o transmisión. En muchos casos se puede prescindir del mismo, sin embargo, es necesario si se desea transportar la corriente grandes distancias o en el caso de entregar la corriente a las líneas de distribución.
  - Central a pie de presa

A partir de la figura 1.5. se describe los componentes de una PCH a pie de presa:

- a) Embalse: Se trata de un depósito artificial creado debido a la presa para recoger y acumular el agua del río donde se instala la central hidroeléctrica, que se transporta hasta la central hidroeléctrica para iniciar el proceso de producción de la energía eléctrica.
- b) Entrada de agua: estructura destinada a tomar el agua necesaria del embalse a la tubería forzada y la principal función es garantizar la captación de una cantidad constante de agua e impedir lo más posible el ingreso de materiales sólidos y flotantes a través de una rejilla metálica que su función principal es retener sólidos en suspensión de tamaños que podrían dañar la turbina u otros equipos.
- c) Compuerta: estructura metálica con accionamiento hidráulico su función principal es regular la cantidad de agua que llega a la turbina esta se encuentra ubicada a la entrada de agua de la presa junto con la rejilla.
- d) Presa: es un elemento esencial de la central hidráulica ya que se encarga de contener y remansar el agua de un río y almacenarla en un embalse,

su construcción crea un determinado nivel del agua antes de la contención, y otro nivel diferente después de la misma, este desnivel se aprovecha para producir la energía eléctrica.

- e) Tubería forzada: es el elemento que conduce agua bajo presión hacia la turbina, los materiales de construcción utilizados son concretos, acero, HDPE, dependiendo si son instaladas al aire libre o en la propia presa o estas van enterradas, esta debe contener ciertos componentes mínimos como soportes, tubo de aireación, juntas de dilatación, etc., en las presas de pie estas tuberías comúnmente son de acero.
- f) Casa de máquinas: Es la estructura donde se sitúa el equipamiento electromecánico de la central hidroeléctrica como lo es: turbinas, generadores, tableros eléctricos, sistema de control, etc. Su ubicación final estará definida por los estudios topográficos, geotécnicos y de accesibilidad al mismo, donde genere menor impacto visual y el agua llegue con las menores pérdidas de carga.
- g) Turbina: es la encargada de transformar la energía contenida en el agua en energía mecánica, existen diferentes tipos de turbinas según la relación de caudal y caída, entre ellas se encuentran las turbinas Francis y Kaplan de reacción y Michell-Banki o flujo cruzado, Pelton y Turgo de acción, estas componen la parte electromecánica de las centrales hidroeléctricas a pie de presa.
- h) Generador: se encarga de convertir la energía mecánica recibida de la turbina a través de un eje a energía eléctrica. La potencia de los generadores debe estar de acorde con la energía mecánica que se recibe por parte de la turbina.

- i) Desfogue o descarga al río: estructura encargada de devolver el agua utilizada al cauce del río este debe ser diseñado óptimamente para aprovechar toda la energía que la turbina pueda entregar al generador eléctrico.
- j) Subestación: es una instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para producir, convertir, regular y distribuir la energía eléctrica, en el caso de las centrales hidroeléctricas estas se encargan de elevar la tensión para su transporte en las líneas de distribución y así reducir pérdidas en las líneas de transmisión.

## **1.5. METODOLOGÍAS DE CUANTIFICACIÓN DE RECURSO HÍDRICO**

Existen diversas metodologías de cuantificación de recurso hídrico que permite estimar la serie de caudales sobre una cuenca entre estas: curvas características regionalizadas, campañas de aforos, la metodología de relación precipitación-escorrentía, entre otras. Siendo la metodología de relación precipitación-escorrentía la más precisa de las planteadas anteriormente.

### **1.5.1. METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DE RECURSO HÍDRICO RELACIÓN PRECIPITACIÓN-ESCORRENTÍA**

Esta permite obtener un estimado de los caudales medios mensuales o anuales en una cuenca en particular, a partir de la información de la precipitación media de la cuenca, se basa en la aplicación de factores estimados, que relacionan la lluvia media mensual o anual con las escorrentías generadas. Se ubica el punto de interés o vertedero de la cuenca, y por el método de los polígonos de Thiessen se determinan las estaciones meteorológicas que interceptan la cuenca, estos polígonos se crean uniendo las estaciones

meteorológicas entre sí y trazando las mediatrices de los segmentos de unión. Este proceso se realiza mediante software.

Para la precipitación se requiere de los factores de corrección del SNET, esto porque no toda la precipitación que se tiene sobre la cuenca llega al vertedero, ya que una cantidad de agua no despreciable es interceptada por la vegetación, o se evapora o es afectada por un fenómeno conocido por los hidrólogos como evapotranspiración, a partir de ello se determinan los caudales medios que se tienen a través del vertedero de la cuenca.

### 1.5.2. METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DE RECURSO HIDRÍCO CURVAS CARACTERÍSTICAS REGIONALIZADAS

La metodología de curvas características regionalizadas y estandarizadas consiste en curvas para cierta región que son obtenidas mediante la caracterización de zonas de comportamiento similar, en el caso de El Salvador, las mismas están estandarizadas para cada departamento en el estudio de “Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables” publicado en 2012.

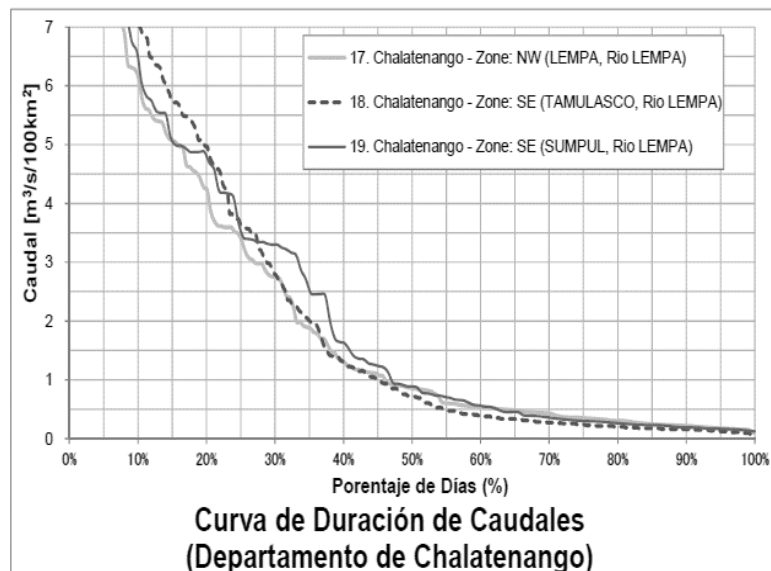


Fig. 1.7. Curva característica regionalizada [12]

A partir de la figura 1.7, la curva regionalizada para el departamento mostrado se estandarizó a un área de 100 km<sup>2</sup>. Para el cálculo del caudal de equipamiento o diseño de una PCH es necesario conocer el área de la zona de captación (cuenca del sitio a evaluar) y posteriormente determinar el caudal.

Para determinar el caudal a partir de estas curvas se tiene la ecuación presentada en proyecto de Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías renovables, generando una curva de caudales clasificados alterna a la que se tiene para la región estandarizada, esta alterna es la de la cuenca en análisis:

$$Q_{equipamiento} = A * Q_{sp} \left[ \frac{m^3}{s} \right] \quad (1)$$

El  $Q_{sp}$  corresponde al caudal específico de la zona obtenido a través de curvas regionalizadas, tal como se muestra en fig. 1.7, para cualquier periodo de duración y  $A$  al área de la cuenca en estudio, con ambos datos se determina la curva de caudales que se define para dicha cuenca.

### **1.5.3. METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DE RECURSO HÍDRICO CAMPAÑA DE AFOROS**

La campaña de aforos consiste en tomar mediciones directas mediante instrumentos, dejando fluir por un punto controlado los caudales, interviniendo toda la sección transversal del afluente. Para ello, se utilizan vertederos o secciones de control o el método de medida de área transversal y velocidad media.

El uso de vertederos se da ya que existe una relación única entre el tirante y el caudal, y con el método de área transversal y velocidad media se realiza las mediciones generalmente contando el número de revoluciones de un flujómetro de molinete durante un corto periodo de tiempo, la medición de la velocidad se

toma al 60% de profundidad del afluente, para el cálculo de las velocidades medias cada molinete posee su ecuación de calibración.

El aforo de un río dura al menos un año, ya que con esta metodología se sustituye la metodología relación precipitación-escorrentía.

#### **1.5.4. METODOLOGÍAS DE MEDICIÓN DE COTAS DE ALTURA**

- Método de nivelación con manguera

La nivelación por manguera es un proceso que consiste en transportar o pasar puntos de referencia para nivelar una superficie empleando una manguera de plástico transparente llena de agua libre de burbujas y de algún resto de suciedad la variación reportada es de menos del tres por ciento de diferencia, en comparación con métodos electrónicos. El desnivel viene dado por la resta entre  $H_2$  y  $H_1$ , la suma de todos los valores de desnivel obtenidos dará como resultado la altura bruta obtenida para el sitio en estudio [11].

- Método de GPS topográfico

Este es uno de los métodos más usados y precisos que se tienen, aunque esto último dependerá del aparato que se esté utilizando para la medición de las alturas necesarias, ya que este método indica la posición de un lugar mediante la triangulación de satélites. Para una buena toma de datos es necesario realizar varias mediciones para luego sacar un valor medio de la altura medida y así reducir el margen de error el cual puede llegar a ser muy pequeño [11].

- Método de Fotogrametría<sup>5</sup>

A partir de este método se generan ráster para el procesamiento de información.

---

<sup>5</sup>AlfaGeomactics. Fotogrametría con dron. Recuperado de <https://alfageomatics.com/fotogrametria-con-dron/>

La cual es una técnica de obtener información fiable de objetos y su entorno mediante el registro, medida e interpretación de imágenes fotográficas y datos obtenidos a partir de la energía electromagnética radiante y otros fenómenos. Usualmente se realiza con vuelo de drones que permiten obtener información de alta resolución con lo cual se generan ortofotografías, generación de modelos digitales de elevaciones, inspecciones aéreas para lugares difíciles de alcanzar y seguimiento de avance de obras con vistas aéreas.

- Método de estación total

Una estación total es un equipo electrónico utilizado en la mayoría de los casos por un Ingeniero Civil o Topógrafo, usualmente se usa en la construcción de diferentes edificaciones o levantamiento de diferentes aplicaciones. El equipo está integrado por un medidor electrónico de distancia, un microprocesador, un colector electrónico de datos y un sistema de almacenamiento. Una estación total o teodolito también es utilizado para medir la inclinación de un objeto específico con respecto al instrumento, así como también la determinación de ángulos horizontales y verticales. El microprocesador permite el cálculo de distancia horizontal, la determinación de las coordenadas del punto de trabajo,

El uso de una estación total en la obtención del valor de altura bruta presenta una gran ventaja en la precisión con la que se determina el valor de este, sin embargo, representa un costo mayor en referencia a los métodos anteriores, por otra parte, el equipo de trabajo debe estar capacitado para el uso de la estación total, ya que si no se cuenta con equipo capacitado se podrían obtener datos erróneos en el proceso de medición del salto.

Existen otras metodologías para la determinación del valor de altura, el uso de una u otra dependerá del grado de precisión que se requiera para el estudio

hidroeléctrico a nivel de estudio de prefactibilidad basta con determinar los valores de altura a partir de trazar líneas de isonivel y calcular la diferencia de niveles con software utilizando un modelo digital de elevaciones [11].

#### **1.5.5. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE SAGA-GIS**

La metodología (relación precipitación-escorrentía) en este estudio para el análisis del sitio seleccionado se ejecuta mediante el software SAGA GIS además de este con Microsoft Excel y Google Earth.

Sin embargo, se pueden utilizar otros softwares GIS, tales como ArcGIS, QGIS, GRASS GIS, entre otros, las principales características de estos softwares son:

1. Captura y almacenamiento de datos geoespaciales, tanto en formato vectorial como en formato ráster estos datos pueden incluir información geográfica como ubicaciones, atributos asociados, imágenes satelitales, mapas topográficos, datos climáticos, entre otros.
2. Análisis espacial: Ofrecen una amplia gama de herramientas y algoritmos para realizar análisis espacial. Esto incluye generación de perfiles topográficos, la creación de mapas de pendientes, la identificación de áreas de influencia, análisis de proximidad, entre otros.
3. Visualización de datos: Proporcionan capacidades avanzadas de visualización de datos geoespaciales. Permiten la creación de mapas temáticos, la superposición de capas de datos, la representación de información en forma de símbolos, colores y etiquetas y la creación de mapas en 2D y 3D.

En el caso de SAGA GIS, ofrece algunas características que lo diferencian de otros softwares GIS, entre ellas:

1. Enfoque en análisis geocientíficos: Ofrece amplia gama de herramientas especializadas que son útiles para investigadores y profesionales que trabajan en campos como la geomorfología, hidrología, geología y ecología.
2. Código abierto: SAGA GIS es un software de código abierto, lo que significa que su código fuente es accesible y puede ser modificado y mejorado por la comunidad de usuarios. Esto fomenta colaboración y permite que los usuarios personalicen y adapten el software según sus necesidades específicas.
3. Interfaz gráfica intuitiva: cuenta con una interfaz gráfica de usuario (GUI) intuitiva y fácil de usar. Esto facilita la navegación y el uso de las herramientas, incluso para los usuarios menos experimentados en el campo de los SIG.
4. Capacidades de modelización numérica: Incluye herramientas para la modelización numérica y el análisis de datos en formato ráster y vectorial. Esto permite la creación de modelos complejos y el análisis detallado de fenómenos geocientíficos.
5. Compatibilidad con otros softwares GIS: Facilita la integración con otros softwares SIG y la importación/exportación de datos.

SAGA GIS inicia a partir del 2001 y ha estado en constante desarrollo desde el Instituto de Geografía en la universidad de Hamburgo, con contribuciones de la creciente comunidad mundial [13].

SAGA es la abreviatura de “Sistema para Análisis Geocientíficos Automatizados”, y este es un software de tipo SIG gratuito y libre, híbrido y multiplataforma. SAGA tiene su base en el lenguaje de programación C++ y, por

lo tanto, la “Interfaz de Programación de Aplicaciones” (API) orientada a objetos, que proporciona definiciones de objetos de datos y métodos computacionales para datos de tipo ráster, vectoriales y tabulares.

Este software espera que los usuarios se centren en utilizar la disponibilidad cada vez mayor de los métodos geocientíficos, los cuales se implementan en varios módulos de SAGA que se agrupan en bibliotecas de módulos, estas son de libre acceso y son accesibles mediante una “interfaz gráfica de usuario” (SAGA GUI) o mediante alguno de los métodos de secuencias de comandos. Los cuales incluyen una “interfaz de líneas de comandos” (SAGA CMD) que permiten secuencias de comandos por lotes/bash (es decir, el acoplamiento de diferentes módulos para automatizar tareas) y una interfaz de Python que también le brinda acceso directo a la API de SAGA y, por lo tanto, es más flexible.

La modularidad de SAGA, es decir, la división estricta de métodos geocientíficos (módulos SAGA) y métodos computacionales básicos (SAGA API) permiten extender fácilmente la funcionalidad de SAGA sin tener que entrar en contacto con el núcleo de desarrollo.

La GUI es la forma más cómoda de utilizar SAGA ya que se puede cargar datos ráster, vectoriales y tabulares y visualizarlos en vistas de mapa, vistas 3D, diagramas, diagramas de dispersión, entre otros [13].

Algunos campos de aplicaciones son en la creación de mapa, evaluación de recursos, ordenación territorial, gestión de imágenes, imágenes 3D, etc.

El software constituye una tecnología para gestionar y analizar la información espacial y temporal. Entre muchas aplicaciones, representan una herramienta muy útil en la integración de la información necesaria para el manejo y

procesamiento de datos hidrológicos, el estudio de inundaciones, y la estimación de calidad del agua superficial o subterránea de una cuenca o región.

Dicha información es fundamental para:

- Analizar los perfiles hidrológicos del territorio.
- Gestionar los recursos hídricos de forma eficiente y sostenible.
- Realización de estudios hidrológicos o de inundaciones.
- Gestionar y controlar las masas de agua superficiales y subterráneas
- Entre otras aplicaciones específicas.

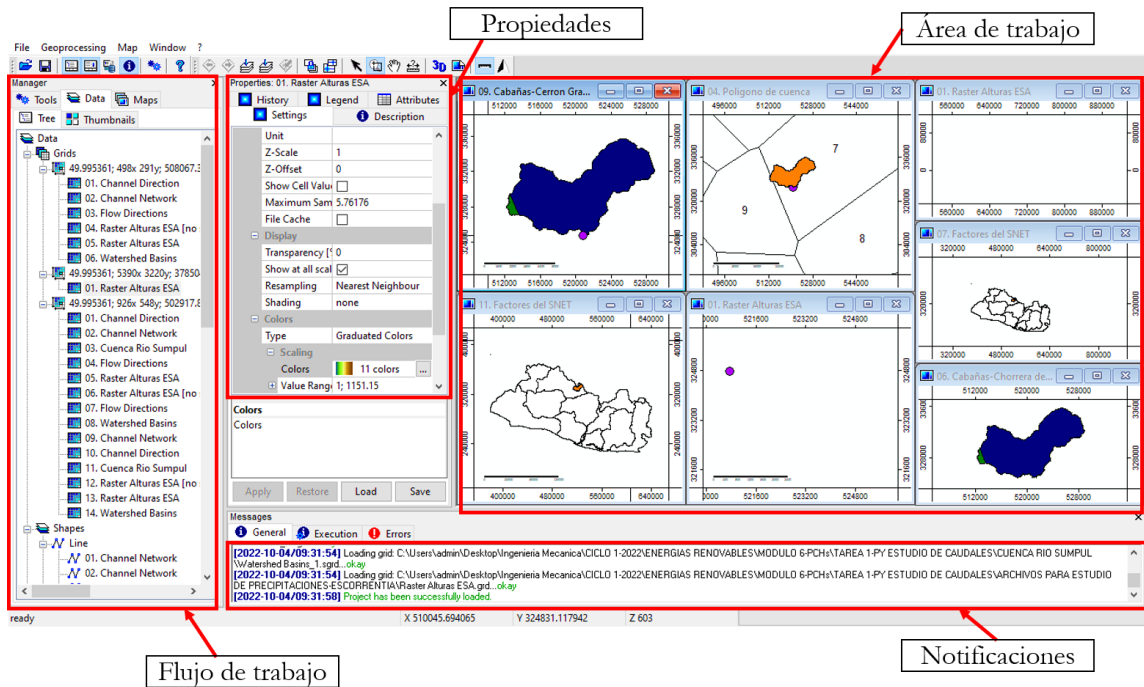


Fig. 1.8. Interfaz del software SAGA GIS. Fuente: Elaboración propia

### 1.5.6. SISTEMAS DE COORDENADAS Y PROYECCIÓN

En el análisis hidrológico mediante el SAGA GIS o en cualquier software SIG se requiere de un sistema de coordenadas y proyección.

Las coordenadas geodésicas son las más extendidas a nivel mundial las cuales son un recurso matemático que permite asignar coordenadas a puntos sobre la superficie de la tierra y vienen dadas por la latitud y longitud, la primera

mide el ángulo entre cualquier punto y el ecuador estas líneas son denominadas paralelos, la segunda mide el ángulo desde el meridiano de Greenwich hasta cualquier punto de la Tierra.

Y las proyecciones cartográficas son un sistema de representación gráfico que establece una relación entre los puntos de la superficie curva de la tierra y los de una superficie plana, existen una variedad de estas, sin embargo, se utiliza la que se adapta mejor a un uso en concreto, algunas de estas son:

- Mapa Mercator: utilizada en navegación marítima.
- Mapa de Gall Peters: la cual muestra el tamaño y proporción de los países, continentes y océanos de manera más precisa.
- Homolosa de Goode: determinación de áreas más precisas.
- Proyección cónica conforme Lambert: esta es idónea para la representación cartográfica conforme de masas de tierra en latitudes medias que se prolongan en una orientación de este a oeste. En esencia, esta proyección superpone un cono sobre la esfera de la tierra, con dos paralelos de referencia secantes al globo e interceptándolo, minimizando la distorsión proveniente de proyectar la superficie 3D en 2D.

En El Salvador y en la región centroamericana la proyección típicamente usada es la cónica conforme Lambert, cónica hace referencia que es la proyección de un cono secante al planeta en dos puntos y conforme ya que los ángulos medidos sobre la superficie del globo van a ser conforme los ángulos medidos en la proyección 2D.

Además, para El Salvador se usa el datum (North American Datum 1927) NAD 27 adoptado en el año 1962 el cual es establecido por coordenadas y desviación

de la vertical en la estación de triangulación Meades Ranch en Kansas, EU, referidas al elipsoide de Clarke de 1866, para referenciar toda la información geodésica y cartográfica.

El Datum es el conjunto de parámetros que definen la posición de un elipsoide con respecto a la tierra para poder definirlo se requiere de dos coordenadas la del semieje mayor y la del menor. Tales parámetros para El Salvador son los siguientes<sup>6</sup>:

**Proyección: Lamber NAD27 3 Parámetros ES**

Coordenadas de entrada: Latitud ( $\varphi$ ) y longitud ( $\lambda$ ) referidas a NAD27

Elipsoide: Clark 1866

Semieje mayor:  $a=6\ 378\ 206.4\ \text{m}$

Semieje menor:  $b=6\ 356\ 583.8\ \text{m}$

Achatamiento:  $1/f=294.978\ 698\ 21390$

Excentricidad:  $e^2=0.006\ 768\ 657\ 997\ 291$

Parámetros de la proyección

Falso Este:  $500000.000\ \text{m}$

Falso Norte:  $295809.184\ \text{m}$

Paralelo de origen:  $13^{\circ}47'\ \text{N}$  (Valor en NAD27)

Meridiano de origen:  $89^{\circ}00'\ \text{W}$  (Valor en NAD27)

1. Paralelo estándar:  $13^{\circ}19'\ \text{N}$  (Valor en NAD27)

2. Paralelo estándar:  $14^{\circ}15'\ \text{N}$  (Valor en NAD27)

Factor de escala en el meridiano de origen:  $0.99996704$

Datum: NAD 27 tipo Molondesky: (bidimensional)

$T_x=0\ T_y=105.5\ T_z=197.2$

### 1.5.7. CUENCA HIDROGRÁFICA

Una cuenca es una zona de la superficie terrestre en donde si fuera impermeable las gotas de lluvia que caen sobre ella tienden a ser drenadas por el sistema de corrientes hacia un mismo punto de salida dicho punto es conocido

---

<sup>6</sup> Alfa Geomatics. (Marzo 2020). Sistema de referencia de El Salvador parámetros. Recuperado el 10 de marzo de 2024 de: <https://alfageomatics.com/2020/03/sistema-de-referencia-el-salvador-i-parametros/>

como vertedero de cuenca y define su tamaño. La cuenca es por tanto un territorio aislado, desde un punto de vista hidrológico, que funciona como un colector encargado de recoger las precipitaciones y transformarlas en escurrimientos.

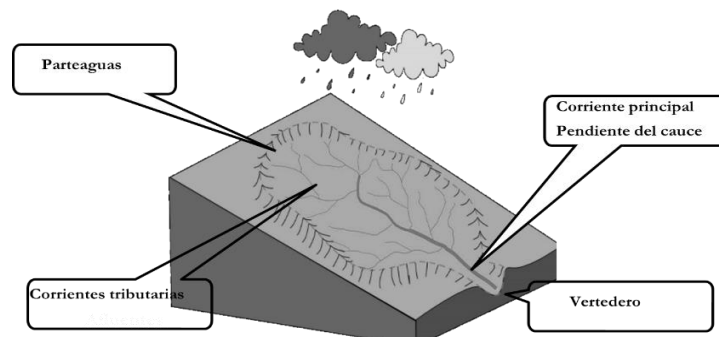


Fig. 1.9. Cuenca Hidrográfica. Fuente: Elaboración propia

La cuenca está limitada por una línea imaginaria llamada parteaguas que la separa de las cuencas adyacentes y distribuye el escurrimiento originado por la precipitación que en cada sistema de corrientes fluye hacia el punto de salida de la cuenca llamado vertedero.

La delimitación de la cuenca en este estudio se realiza mediante el uso del software SAGA-GIS utilizando un ráster de alturas y vectores de El Salvador, ubicando el punto de interés, su latitud y longitud, así como los puntos de ubicación de las estaciones meteorológicas del país.

### 1.5.8. RÁSTER DE ALTURAS Y VECTORES DE EL SALVADOR

#### ➤ Ráster de alturas

Es cualquier tipo de imagen digital representada en malla o matriz. El modelo de SIG ráster o de retícula se centra en las propiedades espaciales más que en la precisión. Divide el espacio en celdas regulares donde cada una de ellas representa un único valor.

En el caso de análisis de cuencas se utiliza el DEM que es una representación visual y matemática de los valores de altura con respecto al nivel medio del mar que permite caracterizar las formas de relieve y los elementos u objetos presentes en el mismo.

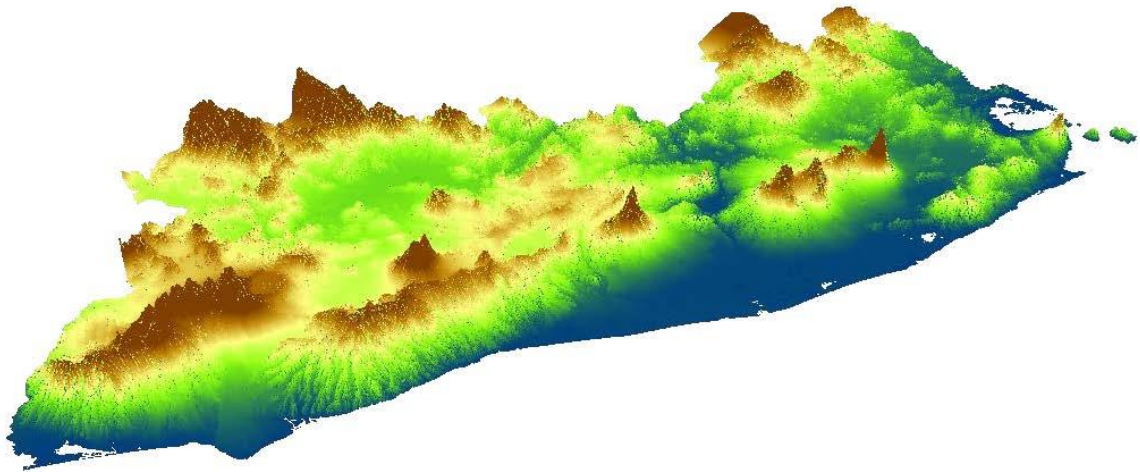


Fig. 1.10. Representación de ráster de alturas de El Salvador en 3D. Fuente: Elaboración propia capturada de SAGA GIS

Los ráster son capaces de simular de manera tridimensional la realidad de manera más fácil, aunque estos son de mayor costo económico su obtención.

En este estudio se utiliza un DEM de resolución espacial con celdas de 50 x 50 m, con 5,390 columnas y 3,220 filas, el número de celdas o píxeles de 17,355,800.

Este tipo de archivos se pueden obtener a través de entidades que proporcionen información geomática, y/o estas mismas hacen el levantamiento para la obtención del ráster de un sitio región en cuestión.

#### ➤ Vectores

En un SIG, las características geográficas se expresan con frecuencia como vectores, manteniendo las características geométricas de las figuras, el

interés se centra en la precisión de la localización, pueden ser del tipo línea, punto o polígonos. Los vectores son archivos menos pesados y más precisos para el cálculo de áreas y distancias.

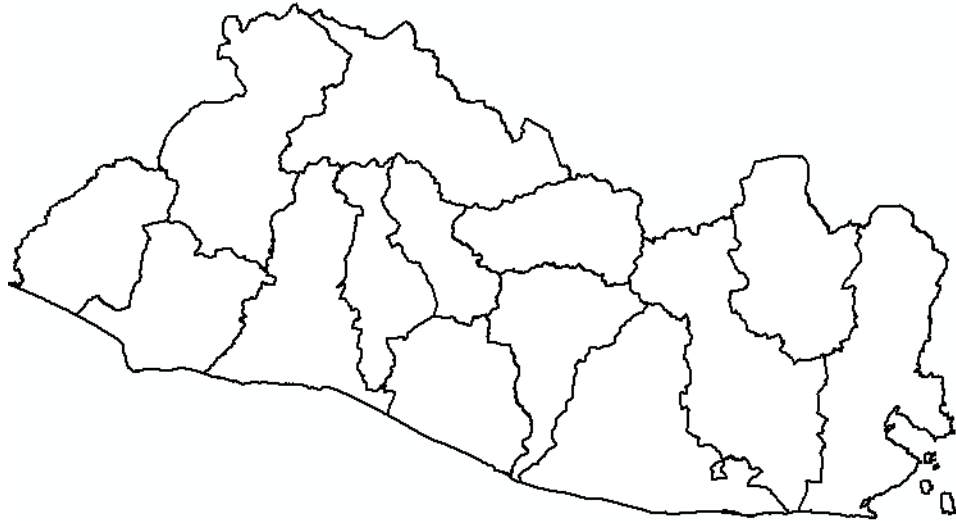


Fig. 1.11. Representación de vector de El Salvador. Fuente: Elaboración propia

Lo más conveniente para el análisis de cuencas es utilizar ambos tipos de archivos, ráster para conocer las características del terreno y el vector para hacer cálculos de áreas o perímetros.

Los ráster y vectores de El Salvador se pueden obtener a través del sitio web del MARN o CNR, o también, se podría generar el ráster y vectores auxiliándose de SAGA GIS con información de datos geoespaciales almacenados en repositorios nacionales o en línea como el Global Data Explorer de la NASA obteniéndose un DEM con resolución de 30 a 90 m y/o a través de comunidades de datos abiertos o de empresas dedicadas a la geomática.

### **1.5.9. ESTACIONES METEREOLÓGICAS QUE INTERVIENEN EN CUENCA DE UN SITIO**

En el caso de El Salvador la entidad encargada de los registros de datos hidrológicos es el MARN a través de la gerencia de hidrología la cual es una

dependencia de la Dirección General del Observatorio de Amenazas y Recursos Naturales y tiene como objeto “contribuir a la gestión integrada de los recursos hídricos y gestión de riesgos hidrológicos a través de la generación de información de forma sistemática sobre el estado y evolución de los recursos hídricos, evaluando la cantidad y calidad, así como la caracterización de amenazas y potenciales impactos, incluyendo consideraciones de variabilidad y cambio climático, los datos hidrológicos se obtienen a través del SNET ya que este cuenta con estaciones meteorológicas a lo largo del territorio de El Salvador, cada estación meteorológica presenta datos como los milímetros de lluvia en esa región en los respectivos años y meses, estos datos sirven para obtener los caudales medios clasificados a partir del uso de factores de comportamiento similar para aplicación de la relación precipitación-escorrentía a través de modelos matemáticos.

Algunas de las estaciones meteorológicas de El Salvador que se consideran en este estudio se enlistan a continuación, ubicación y nombre de estación obtenido a través del sitio web del MARN:

	Latitud	Longitud
• Santa Ana-El Palmar	13.9767	-89.5700
• Santa Ana-Guija	13.2333	-89.4667
• Santa Ana-Unicaes	13.9817	-89.5483
• Santa Ana-Los Andes	13.8833	-89.6500
• Santa Ana-Candelaria de la Frontera	14.1200	-89.6517
• Santa Ana-Planes de Montecristo	14.4000	-89.3667
• Cabañas-Chorrera del Guayabo	14.0000	-88.7500
• Cabañas-Sensuntepeque	13.8667	-88.6500
• Cabañas-Cerrón Grande	13.9333	-88.9167
• Cuscatlán-Cojutepeque	13.7200	-88.9267

• Chalatenango-Nueva Concepción	14.1333	-89.2833
• Chalatenango-La Palma	14.2917	-89.1617
• Chalatenango-Las Pilas	14.3667	-89.0833
• Ahuachapán-Ahuachapán	13.9500	-89.8667
• Ahuachapán-La Hachadura	13.8600	-90.0900
• La Libertad-San Andrés	13.8083	-89.4067
• La Libertad-Chiltiupan	13.6000	-89.4833
• San Miguel-El Papalon	13.4333	-88.1333
• San Miguel-UES	13.4383	-88.1583
• La Unión- La Unión	13.3333	-87.8833
• San Salvador-Ilopango	13.6983	-89.1830
• Usulután-Santiago de María	13.4833	-88.4667
• Morazán-San Francisco Gotera	13.7000	-88.1000
• Morazán-Perquín	13.9667	-88.6746
• San Vicente-Puente Cuscatlán	13.6000	-88.6000
• Sonsonate-Los Naranjos	13.8766	-89.6746
• Sonsonate-Acajutla	13.5900	-89.8333

Por lo tanto, a partir del listado anterior de estaciones meteorológicas anterior se realiza la determinación de la estación o estaciones que intervienen en el área de la cuenca.

Por ende, la ubicación e identificación de las estaciones que intervienen sobre una cuenca se realiza mediante la metodología de los polígonos de Thiessen.

La metodología de polígonos de Thiessen es una técnica utilizada en análisis espacial para dividir un espacio en regiones contiguas basadas en la proximidad de un conjunto de puntos de referencia. La idea básica detrás de los mismos es que cada punto de referencia tiene un área asociada que representa su territorio de influencia. Tienen varias aplicaciones prácticas en las cuales se usa, entre ellas:

- Análisis de proximidad: Permiten visualizar y analizar la proximidad relativa de diferentes puntos de referencia. Estos polígonos pueden revelar patrones de distribución espacial y ayudar a identificar áreas que están más cerca o más lejos de un punto específico.
- Interpolación espacial: Se utiliza para interpolar valores de atributos en áreas no muestreadas, cada polígono tiene un punto de referencia asociado y los valores conocidos de los puntos se utilizan para estimar los valores en las áreas dentro de los polígonos.
- Análisis de redes: Se utilizan en análisis de redes para definir áreas de servicio o cobertura para instalaciones o puntos de origen. Estos polígonos permiten identificar el área cubierta por una instalación y ayudar en la toma de decisiones con respecto a la ubicación.
- Modelado hidrológico: Se utilizan para delimitar cuencas hidrográficas. Cada punto de referencia se asocia con un polígono de Thiessen, y el área dentro del polígono drena hacia el punto de referencia correspondiente.

En el análisis hidrológico se utilizan para asignar los valores de precipitación promedio a determinadas zonas de una cuenca, este sólo considera la posición geométrica de cada estación pluviométrica con relación a la cuenca. Para ello se ubican en el mapa las estaciones localizadas en la cuenca o en la vecindad, los polígonos se obtienen trazando triángulos uniendo las estaciones luego se obtiene la mediatriz de los triángulos mismos y estas se extienden hasta los límites de la cuenca delimitando la zona de influencia de cada estación.

La desventaja de este método es que no toma en cuenta las diversas altitudes que pudieran existir en una cuenca, lo que puede dar resultados erróneos en los casos de cuencas con grandes variaciones de altitud o precipitación.

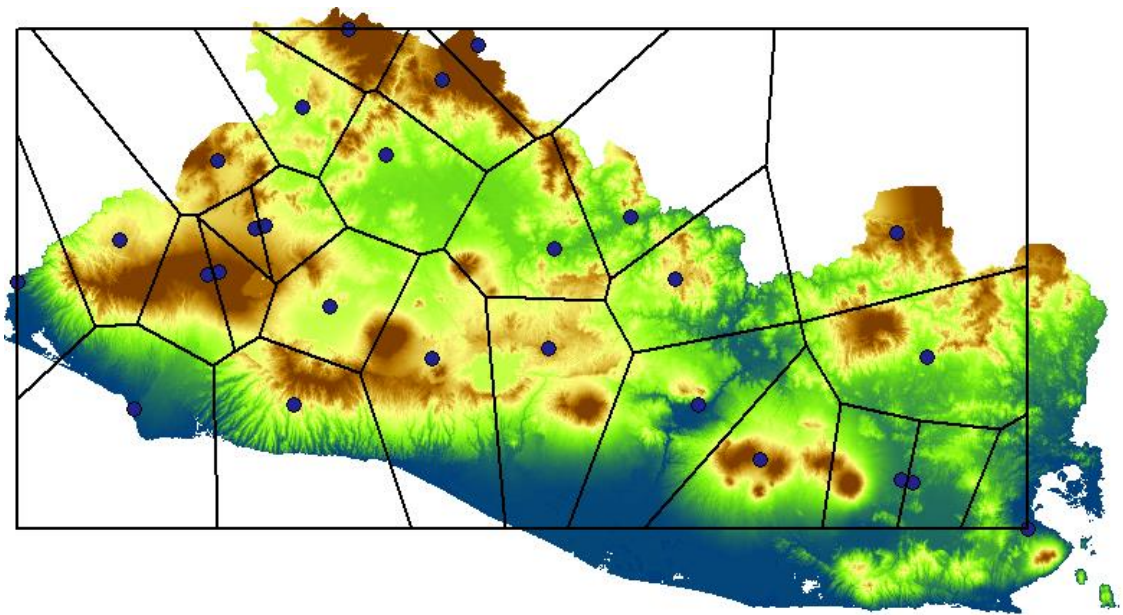


Fig. 1.12. Polígonos de Thiessen y distribución de estaciones meteorológicas.

Fuente: Elaboración propia, generada con SAGA GIS

#### 1.5.9.1. ZONAS DE COMPORTAMIENTO SIMILAR DEL SNET

En la adecuada definición de las zonas de comportamiento hidrológico similar el SNET para la determinación de factores de corrección considera:

- Cuenca hidrográfica: Identifica las cuencas hidrográficas presentes y analiza sus características. Se pueden considerar elementos como el área de drenaje, la forma de la cuenca, la longitud de los ríos principales y su red de afluentes.
- Hidro climatología: Analiza los patrones hidro climáticos de cada cuenca, incluyendo la distribución espacial y temporal de las precipitaciones, evapotranspiración y temperaturas. Lo que permite identificar las áreas con comportamiento hidrológico similar en términos de régimen de lluvias, estacionalidad y disponibilidad de agua.

- Caudales de ríos: Analiza los patrones de escurrimiento y el comportamiento de los ríos en términos de caudales mínimos, máximos, estacionales y promedio.
- Geología y suelos: El análisis de la geología y los tipos de suelos presentes en las cuencas hidrográficas es relevante para comprender la capacidad de almacenamiento y filtración del agua. Teniendo en cuenta características como la permeabilidad, la capacidad de retención de agua y la vulnerabilidad a la erosión.
- Uso del suelo: Es importante analizar el uso del suelo en las cuencas hidrográficas para evaluar cómo las actividades humanas pueden afectar el comportamiento hidrológico. Se pueden considerar áreas urbanas, agrícolas, forestales y otros tipos de cobertura del suelo, así como su influencia en la calidad y cantidad del agua.
- Calidad del agua: La evaluación de la calidad del agua en diferentes puntos de las cuencas hidrográficas puede ser útil para identificar zonas con comportamiento hidrológico similar en términos de contaminación o concentraciones de ciertos parámetros.
- Infraestructura hidráulica: La presencia de infraestructuras hidráulicas, como embalses, represas o canales, también puede influir en el comportamiento hidrológico de una cuenca. Es importante considerar la influencia de estas estructuras en el régimen de caudales y la gestión del agua.

Al combinar y analizar estos factores, el SNET puede definir zonas de comportamiento hidrológico similar en El Salvador permitiendo comprender y gestionar de manera más efectiva los recursos hídricos del país, así como tomar

decisiones informadas relacionadas con la planificación y adaptación al cambio climático.

Es por tanto que El Salvador esta seccionado en regiones de comportamiento hidrológico similar, a partir de ello se proporcionan los diferentes valores de factores de corrección que se requieren aplicar dependiendo en que zona de comportamiento similar en que se ubica la cuenca en análisis.

El no considerar los factores de corrección del SNET nos daría valores de caudales falsos ya que se consideraría el área sobre la cuenca impermeable y que toda la precipitación recibida se escurre sobre el punto vertedero, la importancia de considerarlos radica en que estos brindan un valor de caudal real teniendo en cuenta la permeabilidad del suelo en el área de cuenca ya sea por filtración, evaporación y evapotranspiración, entre otros aspectos que disminuyen la cantidad de caudal que pueda escurrir sobre el vertedero de la cuenca en análisis.

En la fig. 1.13 se muestra las zonas de comportamiento similar y los respectivos factores para cada mes y el anual, dependiendo de la circunstancia en que se requiera.

Mediante SAGA GIS, teniéndose el vector de zonas de comportamiento similar se determina en que zona se ubica la cuenca en análisis y se utilizan los factores correspondientes, de corrección del SNET, con ello se procede a realizar la aplicación matemática de la metodología de relación precipitación-escorrentía.

ZONA	ENE.	FEB.	MAR.	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	ANUAL
1	3.91	5.86	1.11	0.41	0.15	0.19	0.23	0.24	0.31	0.49	0.69	2.06	0.30
2	2.20	5.26	0.58	0.17	0.08	0.12	0.15	0.25	0.34	0.37	0.42	1.51	0.27
3	2.20	6.25	0.65	0.18	0.08	0.11	0.15	0.22	0.30	0.46	0.45	1.79	0.26
4	2.92	2.47	0.28	0.09	0.10	0.20	0.22	0.18	0.36	0.50	0.51	1.09	0.29
5	1.86	1.20	0.12	0.05	0.11	0.32	0.23	0.30	0.45	0.57	0.64	0.75	0.35
6	1.11	1.15	0.18	0.06	0.07	0.20	0.28	0.28	0.42	0.63	0.65	1.23	0.31
7	1.52	2.96	0.51	0.12	0.07	0.18	0.19	0.19	0.32	0.35	0.37	1.08	0.25
8	1.33	1.05	0.29	0.10	0.08	0.24	0.27	0.27	0.32	0.42	0.47	0.90	0.28
9	4.30	9.02	1.41	0.40	0.17	0.17	0.21	0.21	0.38	0.42	0.83	2.43	0.31
10	1.52	2.96	0.51	0.12	0.07	0.18	0.19	0.19	0.32	0.35	0.37	1.08	0.25

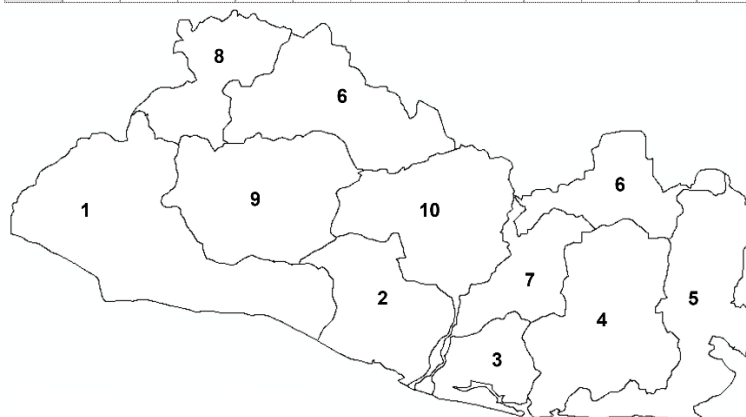


Fig. 1.13. Zonas de comportamiento similar del SNET y factores. Fuente: Elaboración propia con datos del MARN

## 1.6. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO HÍDRICO

Se estudia las condiciones necesarias para la estimación del potencial hidroeléctrico de un sitio. Ya que los aprovechamientos hidroeléctricos son muy dependientes de las condiciones del medio físico en el cual se ubican y especialmente del comportamiento climatológico, entre las incógnitas a dar solución están la potencia que se genera y con que constancia para estimar los niveles de producción de un emplazamiento hidroeléctrico.

### 1.6.1. VARIABLES QUE DETERMINAN EL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DE UN SITIO

Entre las variables que determinan el potencial hidroeléctrico de un sitio son:

- **Altura:** la cual debe ser la máxima permitida por la misma topografía del terreno de donde se implemente el emplazamiento, además de tener en cuenta los límites que marcan la afectación al medio ambiente y a la viabilidad económica de la inversión. Se deben proponer diversas

alternativas de ubicación de las obras a fin de obtener una altura que garantice la viabilidad ambiental y económica.

Para la altura se debe tener también en cuenta el tipo de turbina acción o reacción, en las primeras la altura se mide hasta el eje del rodete y las segundas hasta el final de la descarga, así como de las posibles pérdidas por pendiente de obras de derivación del fluido hídrico.

- Caudal: el estudio de caudales se encarga la hidrología, define la existencia, distribución, movimiento y las propiedades de las aguas de la tierra y su relación con el medio ambiente en cada una de las fases que se presente (ciclo hidrológico), el estudio de este es de importancia para la caracterización de potencial para la generación de una PCH.

El caudal que se podrá aprovechar será aquel que se escurre por el vertedero de la cuenca debiéndose tener en cuenta los aspectos de caudales ecológicos y la permeabilidad del suelo mismo.

En la caracterización del potencial hidroeléctrico de un sitio deben considerarse otros aspectos importantes tales como, datos hidrológicos o climatológicos, tipo de utilización que se le da al recurso por parte de los pobladores aledaños, constancia de duración del recurso hídrico y ubicación del sitio ya que, si la topografía no permite las alturas o caída bruta, así como los accesos al mismo son difíciles se determina que un sitio posee bajo potencial hidroeléctrico.

### **1.6.2. ALTURA BRUTA Y NETA**

- Altura bruta, salto o caída brutos.

La altura bruta es la distancia vertical  $H_b$ , entre los niveles de la lámina de agua, medidos en la toma de agua y en el canal de descarga. Para su medición

actualmente se emplean teodolitos electrónicos digitales que dan la altura de salto con una gran exactitud. Por otra parte, la topografía con GPS ha avanzado en precisión y constituye, sin duda, el método más rápido para levantar todos los planos necesarios para un proyecto de factibilidad.

En el contexto de este estudio se obtendrán las curvas de nivel mediante SAGA GIS y se hará la determinación de la altura bruta.

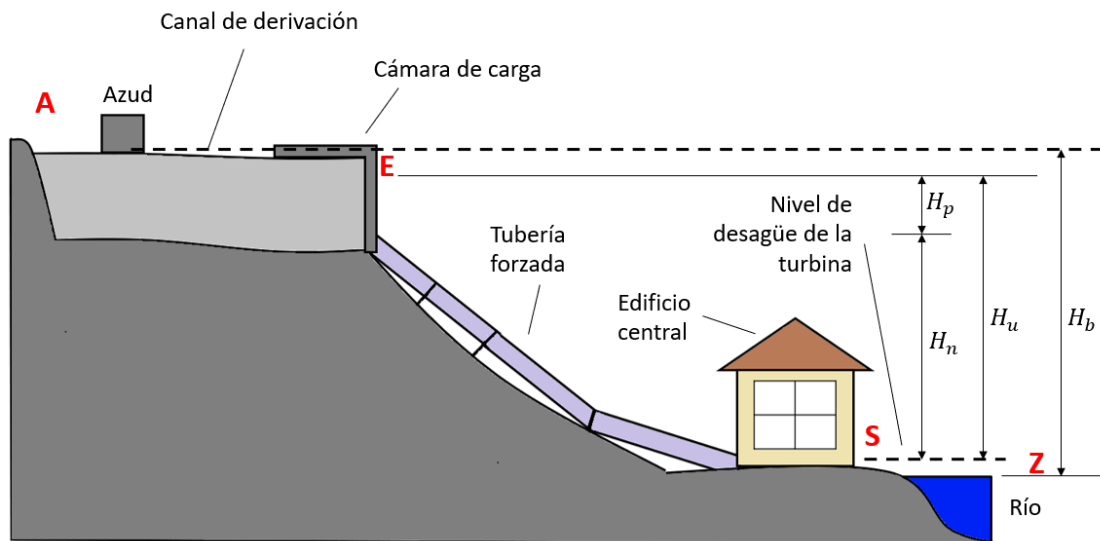


Fig. 1.14. Representación de alturas en PCHs, turbina de acción. Elaboración propia

- El salto neto ( $H_n$ ) se define como la diferencia entre el salto útil ( $H_u$ ) y las pérdidas de carga ( $H_p$ ) que se producen en las conducciones del agua. El salto útil es la diferencia entre el nivel de la lámina de agua en la cámara de carga y el nivel de desagüe de la turbina.

Sin embargo, el cálculo de la altura neta de una PCH depende del tipo de turbina que se utilice, en las turbinas de acción, la altura neta se calcula considerando la diferencia de altura entre el nivel de agua superior y el nivel en el que sale el agua de la turbina. Además, se deben considerar las pérdidas de carga debido a la fricción en los conductos y pérdidas asociadas al sistema. La norma IEC 60193 proporciona las recomendaciones para el cálculo de altura

neta en turbinas de acción y en las turbinas de reacción la altura neta se calcula similar que en las de acción, pero en estas se considera el tubo de aspiración ya que su descarga no es a la atmósfera, además de ello las pérdidas de carga en la tubería de presión y distribuidor, la norma IEC 60041 establece el procedimiento y criterios para el cálculo en este tipo de turbinas.

Altura neta turbinas de acción:

A partir de la fig. 1.14. se deduce como primera expresión de la altura neta, la ecuación 2:

$$H_n = \frac{P_E - P_S}{\rho g} + Z_E - Z_S + \frac{c_E^2 - c_S^2}{2g} \quad (2)$$

Partiendo de la ecuación de Bernoulli expresada anteriormente en alturas y aplicada entre las mismas secciones entrada (E) y salida (S) se tiene:

$$H_u + H_{r_{int}} = \frac{P_E - P_S}{\rho g} + Z_E - Z_S + \frac{c_E^2 - c_S^2}{2g} \quad (3)$$

Entonces, de ecuación (2) y (3), se deduce:

$$H_n = H_u + H_{r_{int}} \quad [m] \quad (4)$$

La altura neta es igual a la altura útil de la turbina más las pérdidas interiores.

Finalmente aplicando la misma ecuación de Bernoulli entre las secciones A y Z, inicial y final de la instalación, se tendrá:

$$\frac{P_A}{\rho g} + Z_A + \frac{c_A^2}{2g} - H_{r_{A-E}} - H - H_{r_{S-Z}} = \frac{P_Z}{\rho g} + Z_Z + \frac{c_Z^2}{2g} \quad (5)$$

La altura bruta  $H_b$  es la diferencia de alturas geodésicas del nivel superior de agua al nivel inferior.

$$H_b = Z_A - Z_Z \quad [m] \quad (6)$$

Teniendo en cuenta también que  $\frac{P_A}{\rho g} = \frac{P_Z}{\rho g} = 0$ , y despreciando los valores de las energías cinéticas en las secciones A y Z, de la ecuación se deduce la tercera expresión de altura neta:

$$H_n = H_b - H_{r_{A-E}} - H_{r_{S-Z}} \quad [m] \quad (7)$$

En conclusión, la altura neta es igual a la altura bruta menos las pérdidas que preceden y siguen a la turbomáquina hidráulica [14].

Altura neta turbina de reacción:

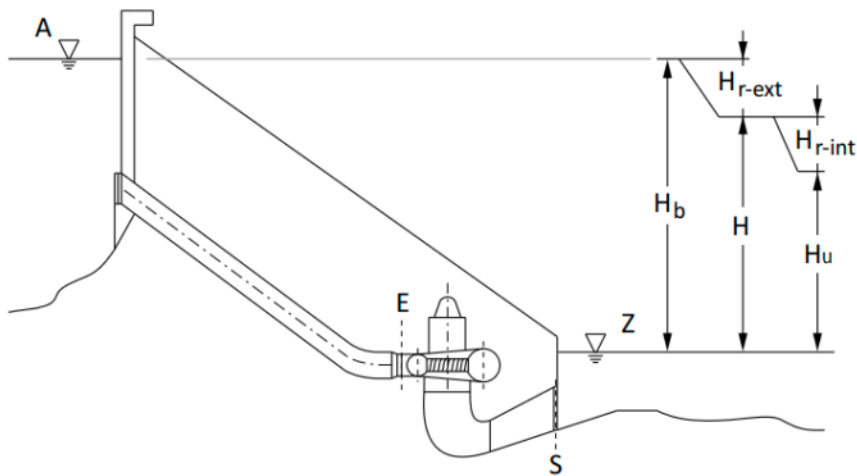


Fig. 1.15: Representación de alturas en PCHs, turbina de reacción<sup>7</sup>

Partiendo de la ecuación de Bernoulli entre las secciones de entrada E y salida S de cualquier turbina:

$$H_u + H_{r_{int}} = \frac{P_E - P_S}{\rho g} + Z_E - Z_S + \frac{c_E^2 - c_S^2}{2g}$$

Se deduce que la altura neta es la diferencia de las alturas totales entre la entrada y la salida de la turbina.

<sup>7</sup> Ricondo, S. (2023). Cálculo y análisis numérico de una turbina hidráulica tipo Kaplan utilizando técnicas CFD. Recuperado de <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/30107/447796.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Y Aplicando Bernoulli entre las secciones A correspondiente a la cota de máxima de altura y la sección Z correspondiente al nivel inferior aguas abajo en el canal de salida.

Después de desarrollar la ecuación y simplificar se obtiene:

$$H_n = H_b - H_{r_{A-E}} - H_{r_{S-Z}}$$

Finalmente, en perspectiva las ecuaciones de cálculo de altura neta en turbinas de reacción y acción son las mismas, sin embargo se debe tomar en cuenta que en el caso de las de acción, ya que su descarga es a la atmósfera, se tendrá un valor de altura que no se podrá aprovechar en comparación a las de reacción debido a que por la influencia del tubo de aspiración se recupera parte de la energía mediante el efecto de aspiración, además de ello en estas la influencia de la ubicación física de la turbina respecto al nivel de descarga de agua se determina mediante el cálculo de la altura de aspiración ya que si esta resulta menor de cero debe realizarse una excavación para ubicar la turbina por debajo del nivel de descarga aguas abajo y así evitar el fenómeno de cavitación.

### **1.6.3. PÉRDIDAS DE ALTURA**

El cálculo de las pérdidas de altura es esencial para determinar la capacidad de generación de la PCH y garantizar que se aprovecha de manera eficiente el potencial hidroeléctrico existente en el sitio.

Dentro de un proyecto hidroeléctrico se tienen pérdidas de altura debido a la pendiente del canal de derivación, por accesorios en tubería forzada, en cuanto a las pérdidas por tubería forzada se debe realizar un análisis del terreno mediante SAGA GIS, determinando longitud y ubicación de codos que inducen pérdidas de altura además de las pérdidas por otras válvulas tales como la de

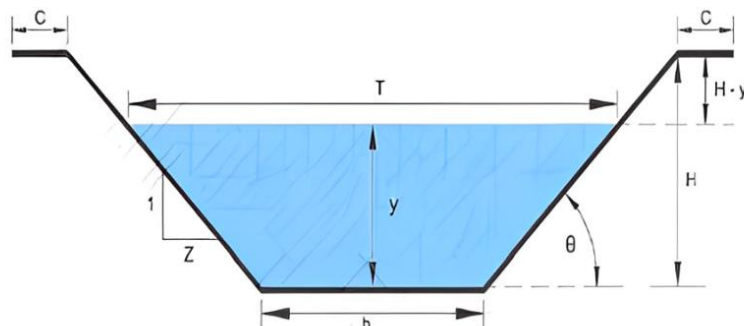
mariposa, que se ubica a la entrada de la turbina, pérdidas por turbulencias en el flujo de agua que disipan la energía cinética del agua, entre otras.

Los rendimientos de los diversos componentes de la central son proporcionados por sus fabricantes. Las pérdidas en los conductos pueden ser estimados mediante la ecuación de Darcy y Weisbach, la cual es aplicable a flujos laminares y turbulentos, que fluyen en conductos de sección transversal arbitraria:

$$h_f = f \left( \frac{L}{D} \right) \frac{V^2}{2g} \quad (\text{Ec. de Darcy y Weisbach}) \quad [m] \quad (8)$$

- Pérdidas en canaleta

Las pérdidas de altura de canaleta dependen del diseño y es proporcional a la longitud de esta, teniendo en cuenta el valor de pendiente a partir de la ecuación 9, que a continuación se muestra su deducción:



Donde:

$y$ : Tirante de agua, altura que el agua adquiere en la sección transversal  
 $b$ : base de canal o ancho de solera  
 $T$ : espejo de agua o superficie libre de agua  
 $H$ : Profundidad total del canal  
 $H - y$ : borde libre  
 $C$ : Ancho de corona

$\theta$ : Angulo de inclinación de las paredes laterales con la horizontal  
 $Z:1$  = Talud, Horizontal:Vertical  
 $A = (b + Zy)y$ , área hidráulica  
 $P = b + 2y\sqrt{1 + Z^2}$ , perímetro mojado  
 $R = \frac{A}{P}$ , radio hidráulico

Fig. 1.16: Canaleta de conducción trapezoidal. Fuente: YouTube canal COSREC

Se deduce a partir de la ecuación de Manning:

$$Q = \frac{AR^{\frac{2}{3}}S^{\frac{1}{2}}}{n} \quad \text{y despejando la pendiente: } S = \left( \frac{nV}{R^{\frac{2}{3}}} \right)^2$$

Donde  $R$  es el radio hidráulico cantidad que describe la eficiencia del canal.

$R = \frac{A}{P}$  donde  $P$ , es el perímetro mojado que se obtiene a partir de la sección de canal trapezoidal siendo este  $P = b + 2y\sqrt{1 + Z^2}$ ,  $n$  el valor de rugosidad de las superficie a partir de lo anterior se tiene:

$$S = \left[ \frac{nV}{\left( \frac{A}{b + 2y\sqrt{1 + Z^2}} \right)^{\frac{2}{3}}} \right]^2 \quad (9)$$

Para lo cual, el valor de velocidad de diseño de canaleta debe seleccionarse el tipo de material de construcción, a partir de tabla 1.4:

Tabla 1.4. Velocidad de diseño de canaleta [15]

Velocidad máxima para evitar la erosión		
Material	Menos de 0.3m de profundidad	Menos de 1.0m de profundidad
Arena	0.4 m/s	0.5 m/s
Piedra caliza	0.5 m/s	0.6 m/s
Arcilla suelta	0.6 m/s	0.7 m/s
Arcilla	0.8 m/s	1.8 m/s
Mampostería	1.5 m/s	2.0 m/s
Concreto	1.5 m/s	2.0 m/s

Además, de la tabla 1.5. se toma el valor de talud recomendado considerando el material del que se construirá la canaleta.

Tabla 1.5. Valor de talud para canal trapezoidal [15]

Talud recomendado para canales de sección transversal	
Material	Talud ( $Z = \cotan\theta$ )
Arena	3.0
Arena y greda	2.0
Greda	1.5
Greda y arcilla	1.0
Arcilla	0.58
Concreto	0.58

El valor del talud se determina con la función trigonométrica cotangente del ángulo de inclinación ya que se relaciona la proyección horizontal cuando la proyección vertical tiene un valor de 1.

El valor de la rugosidad de la superficie mojada se obtiene a partir del material de revestimiento del canal y a partir de la tabla 1.6.

Tabla 1.6. Rugosidad de superficie mojada [15]

Rugosidad de superficie mojada	
Revestimiento de canal	Valor de n
Madera limpia	0.011-0.012
Madera con algas y musgo	0.015-0.017
Hormigón bien terminado	0.012-0.015
Hormigón gunitado	0.003-0.014
Tierra recto y limpio	0.022
Como el anterior, pero con hierbas	0.025-0.030
Mampostería suelta	0.020-0.025
Revestido con asfalto	0.014-0.016

Por tanto, el valor de pérdidas en canaleta se obtiene con la ecuación 10:

$$H_c = SL_c \text{ [m]} \quad (10)$$

- Pérdidas por accesorios

Las pérdidas por accesorios en la cámara de carga se obtienen mediante la ecuación<sup>8</sup> 11, ecuación de Kirchner, estas pérdidas se dan por la instalación de una rejilla para impedir el paso de la broza, el agua al atravesar genera una turbulencia que se traduce en una pérdida de altura.

$$H_r = K \left( \frac{t}{b} \right)^{\frac{4}{3}} \text{sen}(\theta_r) \frac{v_c^2}{2g} \text{ [m]} \quad (11)$$

<sup>8</sup> ESHA. (2006). Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica

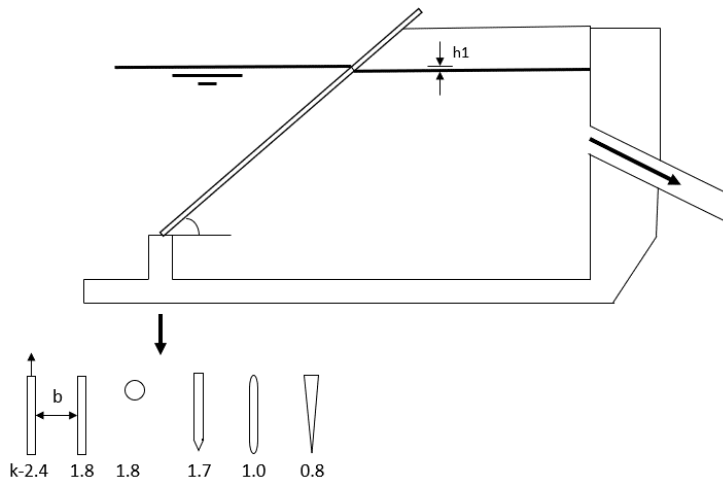


Fig. 1.17. Representación pérdidas Cámara de carga-Rejilla. Fuente: ESHA

Para la determinación del término K, que es el coeficiente de pérdida de carga para tomas se parte de la tabla 1.7:

Tabla 1.7. Coeficiente de pérdidas en tomas de cámara de carga [15]

Perfil de entrada				
K	1.0	0.8	0.5	0.2

- Pérdidas en tubería forzada

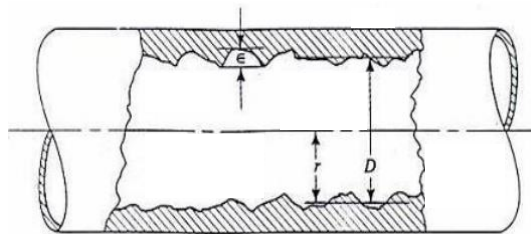


Fig. 1.18. Representación para el cálculo de pérdidas en tubería forzada [15]

El cálculo de pérdidas en la tubería forzada se realiza mediante la ecuación 12 de Colebrook simplificada y el valor de rugosidad de tabla 1.8:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left( \left( \frac{\epsilon}{3.7} \right)^{1.11} + \frac{6.9}{Re} \right) \quad (12)$$

Tabla 1.8. Valores de rugosidad en tuberías forzadas [15]

Valores de rugosidad, k en mm (Use "condiciones normales para propósitos de diseño")			
Material	Edad/Condición		
	Bueno (<5 años)	Normal (5-15 años)	Pobre (>15 años)
Tubería lisa -PVC, HDPE, MDPE, Fibra de vidrio.	0.003	0.01	0.05
-Concreto	0.06	0.15	1.5
Acero			
-Sin recubrimiento	0.01	0.1	0.5
-Galvanizado	0.06	0.15	0.3
Hierro fundido			
-New	0.15	0.3	0.6
Old			
-Corrosión leve	0.6	1.5	3.0
-Corrosión moderada	1.5	3.0	6.0
-Corrosión severa	6.0	10.0	20.0

Y el factor de fricción de Darcy se obtiene de la figura 1.19.

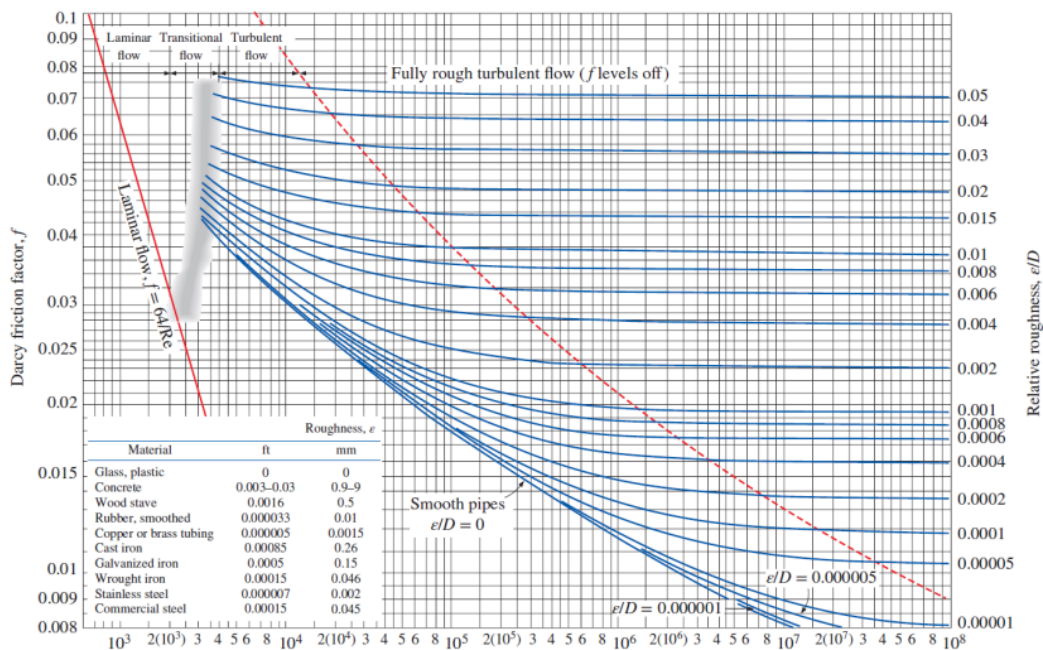


Fig. 1.19. Diagrama de Moody, factor de fricción en función del número de Reynolds

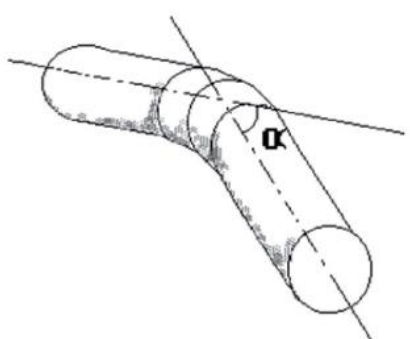
- Pérdidas en codos

Su cálculo se realiza mediante la ecuación<sup>9</sup> 13:

<sup>9</sup> Ortiz Flores, R. (2011). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*, Ediciones de la U, pág. 243.

$$H_k = \xi_k \frac{v^2}{2g} [m] \quad (13)$$

Tabla 1.9. Coeficientes de pérdidas en codo [15]

$\alpha(^{\circ})$	$\xi_k$	Definición del ángulo $\alpha$ para codos de tubos circulares
10	0.044	
15	0.062	
22.5	0.154	
30	0.165	
45	0.320	
60	0.684	
90	1.265	

- Pérdidas por contracciones en tubería

Coeficiente K de pérdidas por contracción en tuberías:

Tabla 1.10. Coeficiente de pérdidas por contracción en tubería [15]

$d_1/d_2$	$K_{contracción}$	Perfil de contracción.
1.0	0.00	
1.5	0.25	
2.0	0.35	
2.5	0.40	
5.0	0.50	

- Pérdidas por válvulas

Coeficiente K de pérdidas por válvulas:

Tabla 1.11. Coeficiente de pérdidas por válvulas [15]

Tipo de válvula	Esférica	Compuerta	Mariposa
$K_{válvula}$	0.0	0.1	0.3

#### 1.6.4. CAUDAL DE EQUIPAMIENTO Y MÍNIMO TÉCNICO

- Caudal de equipamiento: también llamado caudal de diseño, turbinable,

aprovechable, útil, etc. Caudal para el cual la PCH genera la mayor cantidad de energía en un año, teniendo en cuenta factores como el caudal ecológico y el caudal mínimo técnico.

Para la obtención de este caudal, se debe seguir el siguiente procedimiento:

- Obtener los datos de caudal por alguno de los métodos de cuantificación de recurso hídrico.
  - Elaborar la curva de caudales clasificados y obtener una línea de tendencia junto con su ecuación (generalmente se utiliza para el procedimiento de ajuste una polinómica grado tres).
  - Determinar el punto de máxima energía, en el cual se tendrá el valor de caudal con el que se tendrá mayor valor de energía generada.
  - Encontrar el número de días que acumula la mayor cantidad de energía.
- Caudal mínimo técnico: Este caudal es mínimo que debe de existir para que la turbina opere sin problemas y si este es menor al mínimo se detendrá la operación del equipo electromecánico, en caso de seguir operando con caudales menores a este se generan consecuencias negativas para su rendimiento e integridad, entre ellos la inestabilidad, vibraciones mecánicas, fluctuaciones de presión y oscilaciones de velocidad en el rotor, desgaste, sobrecalentamiento ya que la cantidad de fluido es insuficiente para disipar el calor generado en operación y paradas no programadas, por ello se debe operar dentro de los rangos de diseño de turbina, garantizando la vida útil de la misma, el caudal mínimo técnico es directamente proporcional al caudal de equipamiento, con un factor de proporcionalidad “k” que depende del tipo de turbina ya sea de reacción o acción [16]:

$$Q_{\min} = kQ_e \quad [m^3/s] \quad (14)$$

Donde el valor de “k” depende del tipo de turbina, los valores en tabla 1.12:

Tabla 1.12. Factor de determinación de caudal mínimo técnico según tipo de turbina [17] y [30]

Tipo de Turbina	Factor k
Pelton	0.10
Francis	0.35
Kaplan	0.22
Semi-Kaplan	0.35
Michell Banki	0.015

Las turbinas Semi-Kaplan y Kaplan se diferencian en su diseño de las palas, en las Semi-Kaplan las palas son fijas, en cambio en las turbinas Kaplan las palas son ajustables y pueden girar sobre su eje longitudinal para adaptarse a diferentes condiciones de funcionamiento y caudales de agua. La Semi-Kaplan son más eficientes a caudales medios constante y relativamente estable a diferencia de las Kaplan [18].

A continuación, se presenta descripción de las turbinas de acción y reacción, describiéndose a los valores de altura de operación:

- a. Turbina Pelton: turbina de acción o impulso están diseñadas para altas caídas de altura y bajos caudales. Funciona mediante un chorro de agua dirigido a las cucharas en forma de alabes en el rotor de la turbina generando una fuerza de impacto que convierte la energía potencial en cinética y finalmente en eléctrica a través del generador, opera a valores de altura entre 40 a 1,700 m y caudales menores a 50 m<sup>3</sup>/s.
- b. Turbina Francis: turbina de reacción diseñada para operar a altura de 10 a 500 m y caudales variables, la versatilidad de estas turbinas las hace que actualmente sean estas de las utilizadas, poseen un tubo difusor que sus funciones son mejora de la eficiencia aprovechando la energía cinética

residual después de pasar por el rotor de la turbina, reduce las pérdidas de energía, control del flujo asegurando que funcione dentro de los parámetros óptimos para diferentes condiciones de carga y caudal.

- c. Turbina Kaplan: turbina de reacción son de las más eficientes, se emplean en saltos de pequeña altura y grandes caudales. Los amplios alabes de la turbina son impulsadas por agua a alta presión liberada por una compuerta, los alabes del rodete son siempre regulables y tienen la forma de hélice, mientras que los alabes del distribuidor también son regulables y son de admisión axial, opera a alturas de 5 a 60 m y al igual que las turbinas Francis poseen tubo difusor.
- d. Turbina Semi-Kaplan: Turbina de reacción en las cuales las palas o alabes son fijos o si solo son regulables los del rodete, opera a similares valores de altura que las turbinas Kaplan, sin embargo, estas son de admisión axial o radial.
- e. Turbina Michell-Banki: turbina de acción también conocida como flujo cruzado o Ossberger, es de admisión parcial que se utiliza mayormente en proyectos de PCHs donde se aprovecha una altura y caudal medio, esta puede operar a caudales entre los 0.02 y 10 m<sup>3</sup>/s y alturas entre los 1 y 100 m, estas son sencillas, poseen bajos costos de construcción de fabricación y mantenimiento pueden ser utilizadas en amplios intervalos de caudal y altura sin disminuir de manera apreciable la eficiencia de la misma, además al tener menos componentes móviles los procesos de desgastes son menores lo que aumenta su vida útil asimismo el montaje y desmontaje de esta se vuelve más sencillo de realizar.

### 1.6.5. APROXIMACIÓN DE TURBINA A UTILIZAR EN EMPLAZAMIENTO HIDROELÉCTRICO

La aproximación de turbina a utilizar se realiza con el fin de determinar el caudal mínimo técnico que se debe procurar para mantener en operación la o las turbinas en óptimas condiciones y no incurrir en problemas como vibraciones, desbalanceo contribuyendo al desgaste de la turbina y estabilidad, fenómenos de cavitación, entre otros, por niveles de caudales bajos, donde si se tienen la mejor opción es detener la producción de energía, además de ello para determinar el caudal al que se tiene máxima generación de energía.

Para ello se utiliza la fig. 1.20 con el cual se deben tener los datos de entrada de altura neta y caudal de equipamiento de PCH.

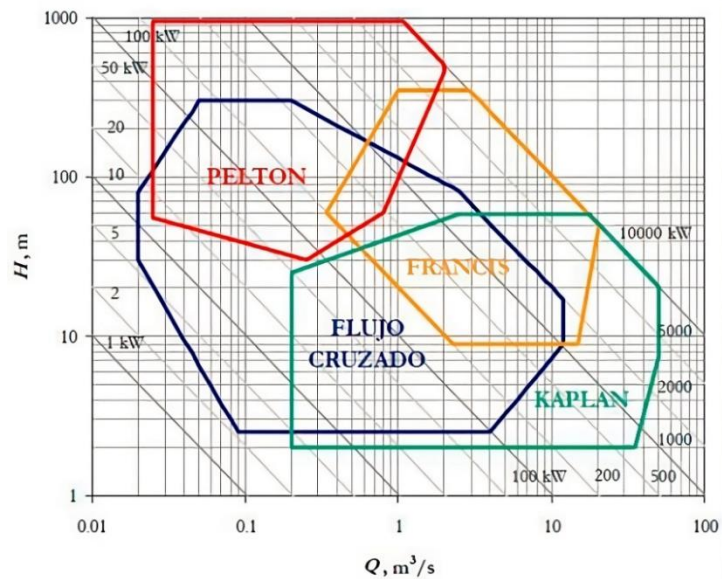


Fig. 1.20. Tipos de turbina según altura y caudal [19]

Sin embargo, en anexo J, se proponen otros gráficos de determinación de turbina en base altura neta vs caudal, ya que estos valores para los cuales operan las turbinas varían por cada autor o fabricante de turbinas, pero para efectos de este proyecto se considera el análisis con la fig. 1.20, lo que influye

en esta variación son factores tales como las metodologías de cálculo debido a los diferentes enfoques teóricos, modelos matemáticos y suposiciones, las condiciones de prueba como la temperatura, altitud que también pueden afectar la eficiencia de la turbina y por lo tanto los valores de altura, además, el diseño y tecnología entre ellos la forma de los alabes, entre otros aspectos.

#### **1.6.6. CAUDAL ECOLÓGICO**

El caudal ecológico asegura el mantenimiento de los diversos componentes asociados al ecosistema fluvial, como lo son flora y faunas propias, calidades fisicoquímicas de las aguas superficiales y subterráneas, equilibrio geomorfológico del sistema, conjunto de valores sociales, económicos, culturales y paisajísticos del río a fin garantizar un flujo hídrico aguas abajo de la central hidroeléctrica.

Si no se garantiza este caudal ecológico se podrían presentar efectos negativos tales como:

- a) Pérdida o alteración de zonas húmedas.
- b) Reducción en abundancia y diversidad de distintas especies de la fauna y flora de las riberas.
- c) Limitación de la cantidad y calidad de los hábitats existentes aguas debajo de la descarga.
- d) Modificación sustancial de la estructura de las comunidades vegetales y de invertebrados en el ámbito acuático.
- e) Disminución de las funciones ecológicas del río como corredor y conector de ecosistemas.
- f) Reducción de las posibilidades económicas asociadas al río para las poblaciones de las riberas.

- g) Reducción en general de la diversidad ecológica, paisajística, turística y cultural.

Todos los aspectos anteriores deben ser considerados para determinar el caudal ecológico que asegure el mantenimiento de todos los componentes aguas abajo.

Para la determinación del caudal ecológico de un sitio en el cual se interviene existen diversas metodologías entre ellas, basadas en la variabilidad natural del río, métodos que definen un caudal mínimo para cada mes, el método de Hoppe, el método de Tennant, entre otros. En el caso de El Salvador no existe una metodología definida, sin embargo, se han planteado estudios en los cuales se busca determinar el caudal ecológico para una PCH tomando en cuenta algunos criterios establecidos por el MARN. En dichos estudios se brinda el método de Tennant como un método de cálculo de caudal ecológico debido a su fácil aplicación, económico y rápido, el cual sugiere un porcentaje del 30% para los caudales ambientales mínimos recomendados en lugar del 10%. Así mismo Tennant concluye que el 10%<sup>10</sup> es el caudal mínimo necesario para garantizar la sobrevivencia de la mayor parte de las especies del río, el empleo de gastos fluviales entre el 30 y 100% del gasto medio anual lo considera dentro de los criterios cualitativos para la determinación de los caudales ambientales como bueno y óptimo para el desarrollo de los organismos acuáticos. Otra referencia es el lineamiento de la Ley<sup>11</sup> Francesa de aguas calculado para un

---

<sup>10</sup> Merlos, R. (2017). Determinación de caudal ecológico para PCH en El Salvador, con base a los criterios establecidos por el ministerio de medio ambiente y recursos naturales. Universidad Don Bosco, El Salvador, recuperado de: <https://rd.udb.edu.sv/server/api/core/bitstreams/494f66d7-1bab-4eb5-a6a4-a50274fefba2/content>

<sup>11</sup> MARN. (2015) Elaboración del Plan Nacional de Gestión Integrada del recurso hídrico de El Salvador, con énfasis en Zonas Prioritarias. Anexo 05: Caudales ecológicos. Recuperado de: <http://rcc.marn.gob.sv/bitstream/handle/123456789/191/PNGIRHAX05-Caudales%20ecol%C3%B3gicos.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

periodo mínimo de cinco años que detalla un valor del 10% de la descarga anual promedio a lo largo del año.

Y según el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en su Guía para el desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador propone un caudal ecológico del 10% de la descarga diaria [20], que es usualmente el porcentaje usado en los proyectos desarrollados en El Salvador.

Finalmente, basados en la información descrita anteriormente en este estudio se opta por un valor de caudal ecológico de 10%, para garantizar la sobrevivencia de especies aguas abajo del emplazamiento.

#### **1.6.7. CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS E HIDROGRAMA**

- Hidrograma: es un gráfico que muestra la variación en el tiempo de información hidrológica, Una manera de ordenarlos es representarlos secuencialmente (caudales contratiempo) es una recopilación de los caudales en función de un determinado tiempo como pueden ser años, meses o días, se construye una curva a partir de los datos de caudales y tiempo, este estudio se realiza sobre una determinada cuenca hidrológica y con datos de estaciones meteorológicas que afectan esa cuenca. El hidrograma brinda información para el diseño del dique según el caudal máximo histórico, con este caudal se garantiza que el dique o presa no sufra posibles daños si en algún periodo de tiempo el afluente alcanza niveles de caudal similares ya sea por erosión de la base, altos niveles de caudal fluyendo, entre otros factores que podrían afectar el buen estado del dique. Este representa la expresión gráfica de  $Q = f(t)$ , caudal en función de un periodo de tiempo. Puede representarse a escalas diversas, caudal vs días, meses o años. El área comprendida bajo la curva es el volumen de agua que ha pasado por el

punto de aforo en el intervalo de tiempo considerado.

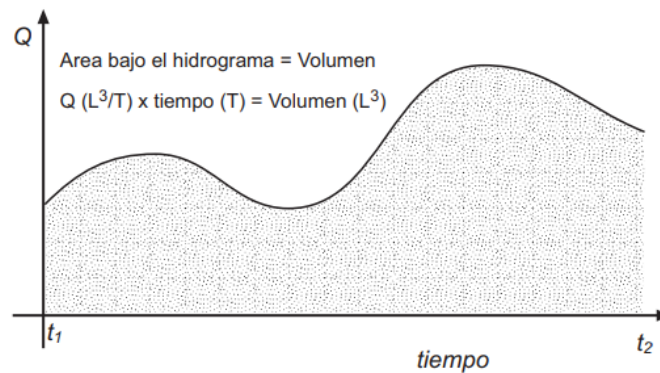


Fig. 1.21. Representación de hidrograma [1]

- Curva de caudales clasificados: Representación del régimen de frecuencias de ocurrencia de los caudales, da la probabilidad en la cual el caudal es menor o igual al caudal correspondiente al número de días o porcentaje de tiempo, este se construye a partir de los mismos datos del hidrograma lo primero es ordenar los caudales de mayor a menor, luego obtener los días acumulados para cada caudal y posteriormente la curva la cual define tendencias de como variará el caudal óptimo para una central hidroeléctrica a lo largo del año, finalmente se genera una ecuación del comportamiento para evaluar el caudal para el cual se tiene el valor máximo de generación de energía.

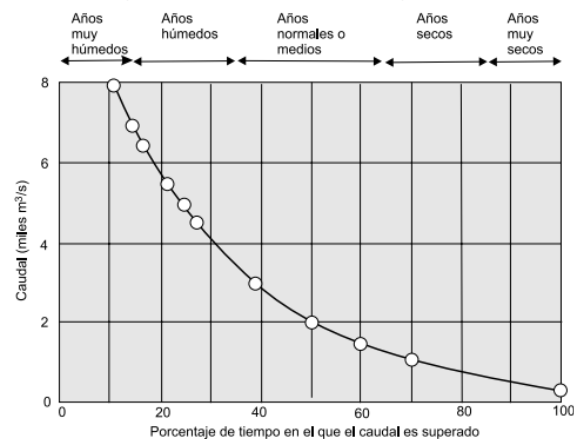


Fig. 1.22. Representación de Curva de Caudales Clasificados [1]

### 1.6.8. POTENCIA INSTALADA Y FACTOR DE PLANTA

#### ➤ Potencia instalada y energía

La determinación de potencia instalada y energía se parte del caudal de equipamiento de la central y la altura neta del sitio, además de algunos coeficientes de eficiencia de generador y/o turbina.

Este caudal de equipamiento u óptimo se debe obtener mediante alguna metodología de cuantificación de recurso hídrico, en el contexto de este proyecto se utiliza la metodología de cuantificación mediante precipitación-escorrentía.

El punto máximo de energía se calcula a partir de la ecuación que detalla el comportamiento de la curva de caudales medios clasificados, donde se detalla el nivel de caudal que se tiene para cierta permanencia de tiempo.

$$Energía = 9.81 \times Q_e \times H_n \times 24 \times N \times \eta_{T-G} \quad [kWh] \quad (15)$$

El valor de 24 indica el número de horas del día y el 9.81 es el peso específico del agua en  $kN/m^3$  y  $N$  indica días.

La potencia instalada de la central hidroeléctrica se obtiene a partir del caudal de equipamiento y su altura neta mediante la ecuación matemática 16:

$$P_{instalada} = 9.81 \times Q_e \times H_n \quad [kW] \quad (16)$$

#### ➤ Factor de planta

El factor de planta es un valor utilizado para evaluar la eficiencia y la disponibilidad de una planta de generación eléctrica durante un periodo de tiempo específico, por lo general un año. Representa la cantidad de energía que una planta produce en relación con su capacidad máxima durante ese periodo, es decir, la cantidad de energía producida por la planta en un periodo de tiempo

entre la capacidad máxima de generación de energía si esta funcionara al 100% de su capacidad durante el periodo de tiempo específico, se expresa a continuación:

$$FP = \frac{\text{Energía real entregada a la red en un año}}{\text{Energía ideal entregada en un año}} \quad (17)$$

$$FP = \frac{E_{real}}{9.81 \times Q_e \times H_n \times \eta_{T-G} \times 365 \times 24}$$

Las centrales hidroeléctricas suelen operar con un factor de planta medio algo bajo aproximadamente del 40% [1] aunque este puede superar valores de 60%, esto se puede atribuir a diversas condiciones operativas y medioambientales, la variabilidad del caudal del río influenciada por las estacionalidades de precipitación, la gestión del embalse si existe, periodo de mantenimientos programados, entre otros aspectos que influyen la generación eléctrica.

En la tabla 1.13 se presenta valores de factor de planta de centrales hidroeléctricas actualmente en operación, para los años de 2019 y 2020, concesionadas a CECSA:

Tabla 1.13: Factor de planta de PCHs, Fuente: CECSA

<b>Factor de planta</b>		
<b>Central</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Cucumacayán	60.10%	60.36%
Río Sucio	26.60%	28.91%
San Luis I	59.70%	62.19%
San Luis II	65.00%	64.30%
Milingo	25.80%	22.98%
Bululú	53.60%	54.40%
Sonsonate	82.90%	89.04%
Cutumay Camones	66.50%	70.81%

Por consiguiente, de lo anterior se infiere que el factor de planta para cada central hidroeléctrica variará, esto es, debido a las condiciones climatológicas, y otros aspectos no controlables.

## **2. MARCO LEGAL EN LA IMPLEMENTACIÓN DE PCHs EN EL SALVADOR**

En El Salvador la implementación de PCHs está sujeta a un marco legal y a la supervisión de diversos organismos gubernamentales. Entre estos organismos destaca la SIGET la cual otorga concesiones y autorizaciones de proyectos de generación eléctrica, dichas concesiones de proyecto hacen referencia al otorgamiento de derechos por parte del gobierno o alguna autoridad competente a una entidad privada o empresa para desarrollar, construir, operar y mantener una instalación de generación hidroeléctrica en una ubicación específica.

La obtención de derechos es otro aspecto esencial para la operación de una PCH, implica trámites legales en ANDA u otras entidades, encargadas de la gestión de recursos hídricos, captación y uso de este.

Además, la legislación ambiental juega un papel central en la implementación. La realización de un estudio ambiental es un requisito legal para evaluar y mitigar cualquier impacto ambiental potencial, esta evaluación es supervisada y aprobada por el MARN, que vela por el cumplimiento de las regulaciones ambientales y la protección de ecosistemas.

También se analiza la interacción con las comunidades locales a través realización de consultas y acuerdos ya que estas podrían verse afectadas por la construcción y operación, ello considerando los aspectos sociales y culturales para garantizar una relación respetuosa con estas.

Otro aspecto son las tarifas, contratos y aspectos fiscales en la comercialización de la energía generada ajustándose a la legislación actual y regulaciones aplicables para la viabilidad económica del proyecto.

Por ende, algunos de los procedimientos y requisitos se describen a continuación:

## **2.1. MARCO LEGAL SOCIAL**

Entre los aspectos legales que se deben tomar en cuenta, se encuentran los referentes al marco regulatorio en situaciones donde los impactos que genera el proyecto son de carácter social.

Se hace referencia a los efectos que puede ocasionar el proyecto sobre la población que lo rodea, por ello se debe realizar un trabajo de potenciar, prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos, todo basado en el desarrollo sostenible para las comunidades aledañas al proyecto.

Para la construcción y puesta en marcha de una PCH, es de importancia las relaciones de armonía entre el proyecto y los actores sociales del área de influencia directa e indirecta mediante la implementación de estrategias de comunicación de manera oportuna y precisa, acorde a las necesidades de los grupos interesados.

Los impactos sociales que pueden generar un proyecto de PCH se describen a continuación:

- Conflictos que se pueden suscitar por la presencia del proyecto: los cuales se generan por lo general en la etapa de estudios y construcción, situación que es resultado de utilizar el espacio que las comunidades han incorporado en su cotidianidad y lugar de interés, debido a que puede afectar actividades de esparcimiento, económicas, entre otras.

Por lo anterior se utilizan profesionales en la área social y gestión de esta para proyectos hidroeléctricos que junto con los interesados del proyecto

deben establecer estrategias de comunicación para dar a conocer del proyecto a la comunidad y realizar las respectivas negociaciones.

- Generación de expectativas: en los proyectos de esta índole que conllevan la intervención de zonas rurales o zonas apartadas del área urbana que se caracterizan por su dependencia de las actividades económicas agrícolas o de turismo, muchas veces son susceptibles a esperar por parte de las empresas privadas o del estado que pretende realizar un proyecto en la zona, alguna bonificación económica a la comunidad generando así expectativas falsas que se traducen en conflictos entre las partes.
- Posibles desplazamientos de la población: para vencer esta barrera de implementación y desarrollo del proyecto se deben establecer continuas reuniones y acercamientos con la comunidad, además de constantes consultas ciudadanas, donde se dé a conocer la importancia que traen este tipo de aprovechamientos de recursos renovables para la generación de energía eléctrica y como benefician a la población [21].

El marco legal regulatorio con el que se regulan dichos impactos sociales es el siguiente:

En el Art. 9 de la Ley de Medio Ambiente señala sobre el “Derecho de la población a ser informada sobre la gestión ambiental”

*Art. 9.- Los habitantes tienen derecho a ser informados, de forma oportuna y clara y suficiente, en un plazo que exceda de quince días hábiles sobre las políticas, planes y programas ambientales relacionados con la salud y calidad de vida de la población especialmente para:*

- a) Participar en las consultas previas a la definición y aprobación de la política ambiental, en las formas y mecanismos establecidos en*

*la presente Ley y sus reglamentos;*

- b) Participar en las consultas, por los canales que establezca la Ley, cuando dentro de su municipio se vayan a otorgar concesiones para la explotación de recursos naturales;*
- c) Colaborar con las instituciones especializadas del Estado en la fiscalización y vigilancia para la protección del medioambiente; y,*
- d) Informarse y participar en las consultas sobre las actividades, obras o proyectos, que puedan afectarla o requieran permiso ambiental.*

*El ministerio establecerá lineamientos para la utilización de mecanismos de consultas públicas con relación a la gestión ambiental. Fomentará la participación de organismos no gubernamentales ambientalistas, de organismo empresariales y el sector académico [22].*

Con respecto a compensar impactos sociales, los encargados de proyectos deberán proponer iniciativas de mejora a las comunidades aledañas que se vean afectadas, si este es el caso. Entre las que se pueden considerar: Iluminación de calles vecinales y principales, campañas de concientización de contaminación de ríos o quebradas, ayuda a pobladores agricultores o ganaderos, etc.

Además, la Ley de Medio Ambiente reitera en el Art. 21, el deber de las empresas y el estado a cumplir con el requisito de un estudio ambiental y el derecho de los pobladores de comunidades aledañas a proyectos de PCH, a estar enterados de las posibles afectaciones medioambientales y poder actuar para proteger a su comunidad de forma oportuna, en el caso sea necesario en Art. 25.

*Art. 21.- Toda persona natural o jurídica deberá presentar el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental para ejecutar las siguientes actividades, obras o proyectos:*

- a. Centrales de generación eléctrica a partir de energía nuclear, térmica, geométrica e hidráulica, eólica y mareomotriz.*
- b. Líneas de transmisión de energía eléctrica;*
- c. Presas, embalses, y sistemas hidráulicos para riego y drenaje;*
- d. Obras para explotación industrial o con fines comerciales y regulación física de recursos hídricos [22];*

*Art. 25.- La consulta pública de los Estudios de Impacto Ambiental, se regirá por las siguientes normas:*

- a) Para aquellos estudios de Impacto Ambiental cuyos resultados reflejen la posibilidad de afectar la calidad de vida de la población o de amenazar riesgos para la salud y bienestar humanos y el medio ambiente, se organizará por el Ministerio una consulta pública del estudio en el o los Municipios donde se piense llevar a cabo la actividad, obra o proyecto [22].*

## **2.2. MARCO LEGAL CULTURAL**

- **Solicitud de inspección técnica/Valoración cultural**

La entidad encargada de darle proceso a esta solicitud es el Ministerio de Cultura y se realiza con el fin de determinar si la zona a intervenir tiene o no potencial arqueológico y/o cultural o es considerada zona de interés de pueblos indígenas. Además, busca delimitar si el lugar posee una valoración cultural que contraviene el llevar a cabo la implementación de proyectos hidroeléctricos.

Para ello se debe presentar solicitud con la información requerida para ser presentada en las oficinas del Ministerio de Cultura con lo siguiente [23]:

- a. Solicitud para Inspección Técnica, con datos completos y con sello del profesional responsable (Arquitecto o Ingeniero), presentar la original y copia.
- b. Acta donde se nombra al representante legal del proyecto.
- c. Dos juegos de plano topográfico. Los planos deberán indicar la condición actual del terreno o del proyecto a desarrollar y deberán incluir: Esquema de ubicación, nombre del propietario, nombre de la persona que solicita la inspección, nombre del profesional responsable, nombre del proyecto, área total en  $m^2$  y  $v^2$ , área a desarrollar del proyecto en  $m^2$ , la orientación de sus colindantes: Norte, Sur, Este y al Oeste. Además, cuadro general de áreas.
- d. Geoposicionamiento del inmueble con coordenadas en grados, minutos y segundos de al menos el perímetro de este en un archivo KML.
- e. Memoria descriptiva de las obras con especificaciones técnicas y la justificación del proyecto.
- f. Certificación extractada con no más de 30 días de emisión (para el caso de proyectos en inmuebles).
- g. Fotocopia de DUI del solicitante, propietario y profesional responsable.

### **2.3. MARCO LEGAL MEDIOAMBIENTAL**

La evaluación de impacto ambiental son los procedimientos y las distintas acciones que aseguran que las actividades, obras o proyectos que pudiesen generar un impacto negativo en el medio ambiente o calidad de vida de la población se deben someter a una fase en las cuales se identifiquen y se

cuantifiquen dichos impactos y recomendar las medidas que los minimicen o en su defecto se deniegue el proyecto.

### **2.3.1. MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES**

#### ➤ Permiso ambiental para proyectos de generación de electricidad

Este permiso se debe realizar en las instalaciones del MARN es un procedimiento que requiere haber obtenido constancias, dictámenes técnicos o resoluciones de otras instituciones dependiendo de las características del proyecto, conocimiento de cuáles instancias adicionales (ANDA, Ministerio de Cultura, etc.) son necesarias previo a la presentación de documentación en el MARN.

Es necesario definir los prerequisites ya que son de utilidad para otros procedimientos tales como el Procedimiento para el permiso de construcción del proyecto y el Procedimiento de certificación de proyectos LIF que podrían requerir resolución ambiental (si la categorización ambiental así lo establece).

Legislación aplicada del MARN:

- Ley de Medio Ambiente: Desde el art.18 al 20 se menciona la definición de Evaluación del Impacto Ambiental, la competencia y el alcance del permiso ambiental de ubicación y construcción, el cual es por el tiempo que dure la construcción de la obra física una vez terminada la misma, incluyendo las obras o instalaciones de tratamiento y atenuación de impactos ambientales, se emitirá el Permiso Ambiental de Funcionamiento por el tiempo de su vida útil y etapa de abandono, sujeto al seguimiento y fiscalización del Ministerio. En el art. 22 se menciona que el Ministerio debe emitir una categorización de acuerdo con la envergadura y

naturaleza del impacto potencial. En el art. 24 se mencionan todos los plazos a los que está sometido este proceso.

- Reglamento de la Ley de Medio Ambiente: Desde el art. 14 al 15 cita las responsabilidades del titular del proyecto y del Ministerio en relación con la Evaluación Ambiental y del art. 18 al 21 se detalla el proceso a seguir en las diferentes etapas de la Evaluación del Impacto Ambiental.

Documentación legal para presentar en permiso ambiental de PCHs, esto ya que se afecta un recurso natural generándose impactos ambientales potenciales moderados o altos, es decir, impactos en el medio que son puntuales, temporales latentes, reversibles, acumulativos, etc. debiendo determinarse respectivas medidas ambientales que los prevengan, atenúen y compensen según sea el caso:

- a) “Manual de procedimientos técnicos para proceso de evaluación de impacto ambiental”
- b) “Requerimientos técnicos y legales necesarios para el proceso de evaluación ambiental”
- c) “Grupo A: Ficha de Información Grupo A. (No requieren presentar documentación ambiental)”
- d) “Grupo B: Requerimientos Técnicos Generales (Carpeta técnica adicional al Formulario)”. El objetivo del documento es para que el titular presente una carpeta técnica adjunta al Formulario Ambiental.
- e) “Lista De Chequeo De Verificación De Documentación Técnica Para Admisión Del Formulario Ambiental” Se utiliza para iniciar el proceso de Evaluación Ambiental de proyectos de Urbanización, Lotificación y Obras de construcción e infraestructura.

- f) “Documentos Legales A Presentar-Titular Es Persona Natural”
- g) “Documentos Legales A Presentar-Titular Es Persona Jurídica” presenta la documentación de autorización correspondiente a servidumbres, aguas residuales, agua potables, etc.

### **2.3.2. LEY DE ÁREAS NATURALES PROTEGIDAS**

Esta ley vigente en El Salvador tiene el objeto de regular el establecimiento de régimen legal, administración, manejo e incremento de las Áreas Naturales Protegidas, con el fin de conservar la diversidad biológica, asegurar el funcionamiento de los procesos ecológicos esenciales y garantizar la perpetuidad de los sistemas naturales, a través de un manejo sostenible para beneficio de los habitantes del país.

En el Capítulo V Autorizaciones y concesiones, el Art. 33 de la Ley menciona las autorizaciones por parte del MARN:

*Art. 33. El Ministerio podrá autorizar a personas naturales o jurídicas para realizar actividades, obras o proyectos, compatibles con los objetivos de las Áreas Naturales Protegidas, sin perjuicio de cumplir previamente con los requerimientos establecidos en la Ley del Medio Ambiente.*

Por lo tanto, se requiere de un estudio medioambiental y presentar una solicitud de permiso ambiental, y el ministerio podrá autorizar o denegar el mismo, generalmente un proyecto incurre en una infracción muy grave según la Ley en Art. 45, si se obstruye el cauce natural de los flujos de agua, se realizan modificaciones en el ambiente o causa daño a la diversidad biológica, el paisaje y la captación de agua, drenar o desecar humedales en estas áreas, de lo anterior se teoriza que no se podrían llevar a cabo proyectos hidroeléctricos u otros que involucre la modificación del área protegida.

### **2.3.3. SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES**

- Permiso de estudios, para recurso hídrico y/o geotérmico

Legislación aplicada:

- Reglamento de la Ley General de Electricidad: En el artículo 8, detalla la información que debe acompañar a la solicitud. Y en el artículo 9 se establece el tiempo máximo, de dos años que tiene vigencia el permiso, tiempo que puede renovarse una vez desacuerdo con el artículo 10, donde se señala que dicha renovación deberá efectuarse 90 días antes de que finalice el permiso original. En el artículo 11 se detallan las limitaciones y condiciones de este tipo de permiso, información que debe quedar claramente en el documento de permiso extendido por la Superintendencia.

Dentro de la documentación que se presenta junto con la carta de solicitud del permiso para realizar estudios, esta:

- a) La solicitud que deberá estar dirigida al Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones, que se encuentre en funciones.
- b) Los datos del solicitante relativos a su excelencia y capacidad legal y la documentación que respalde dichos datos.
- c) Detalle del área geográfica en la que se realizarán los estudios incluyendo la nómina de bienes nacionales de uso público o del Estado en los que estos se harán.
- d) Naturaleza, tipo y detalle del recurso a estudiar
- e) Descripción del tipo de estudios a realizar y plazo estimado de duración de estos.

## 2.4. CONCESIONES DE PROYECTOS HIDRÁULICOS

Para la concesión de proyectos de generación de electricidad la SIGET, tiene a su cargo y ha definido los requerimientos que se deben cubrir en el marco normativo de El Salvador.

La Ley General de Electricidad, es la herramienta con la cual la SIGET rige el sector eléctrico en nuestro país. Esta ley puede describirse en base a su *Art.1* *“La presente Ley norma las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. Sus disposiciones son aplicables a todas las entidades que desarrollen las actividades mencionadas, sean éstas de naturaleza pública, mixta o privada, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución”*.

Se describen algunos de los puntos relacionados a la legislación sobre la concesión de proyectos de generación hidroeléctrica a pequeña escala:

- Solicitud de concesión, proceso normal para proyectos de más de 5 MW

La entidad encargada de esta solicitud es la SIGET de El Salvador.

Legislación aplicada:

- Ley General de Electricidad: Sus disposiciones son aplicables a todas las entidades que desarrollen las actividades mencionadas, sean estas de naturaleza pública, mixta o privada, independientemente de su grado de autonomía y régimen de constitución.
- En el artículo 5 se establece que la generación de energía eléctrica a partir de recursos hídricos y geotérmicos, requerirán de concesión otorgada por la SIGET. Y que, para las plantas generadoras con

capacidad nominal total, igual o menor a 5 MW se tramitará mediante proceso abreviado.

Documentación que presentar:

Las personas interesadas deben presentar una solicitud por escrito (Formato debe ser solicitado a la SIGET), incluyendo los documentos siguientes:

- a) Los datos del solicitante, relativos a su existencia y capacidad legal
  - b) El estudio de factibilidad del proyecto, que incluirá memoria descriptiva y los planos correspondientes.
  - c) El estudio del impacto ambiental, previamente aprobado por las autoridades competentes en la materia, que deberá permitir la evaluación de manera sistemática de los efectos del proyecto y de sus obras anexas, en sus etapas de construcción, operación y abandono; la comparación de las distintas opciones existentes, la toma de medidas preventivas y el diseño de las acciones para mitigar los efectos adversos.
  - d) Fecha esperada del inicio de la operación comercial del proyecto.
  - e) Cualquier otro dato que se requiera en la Ley General de Electricidad, Reglamento o Acuerdo No. 257-E-2006
- En el caso de proyectos hidráulicos de hasta 5 MW la documentación a presentar es la “Solicitud de concesión para generación de energía eléctrica utilizando recurso hidráulico”

#### **2.4.1. ASPECTOS SOBRE CONSTRUCCIÓN**

En El Salvador, los proyectos de construcción deben pasar por una serie de autorizaciones antes de ser ejecutados, las entidades encargadas de estos permisos son:

Ministerio de Vivienda de El Salvador: permisos de construcción, dependerá de las características del proyecto (ubicación, envergadura y recurso) el iniciar cierto trámite. En el caso de que el proyecto este ubicado en un municipio de competencia de Ministerio de Vivienda, se debe tener a partir del estudio de prefactibilidad un primer detalle de la naturaleza del proyecto, colindantes, área del terreno, relieve, cobertura vegetal, etc. Información puntual se menciona en la documentación necesaria para completar la solicitud de factibilidad de construcción.

Legislación aplicada del Ministerio de Vivienda:

- Ley de Urbanismo Y Construcción: En el artículo 1 se establece quien debe sujetarse a las disposiciones de la ley y la aprobación del VMVDU antes que a cualquier otra oficina. En el artículo 8 establece los tipos de proyectos de construcción y quienes están autorizados a elaborar diseños y a ejecutar construcciones. La facultad de apelar la resolución, en caso de denegarse la aprobación de proyectos, se encuentra en el artículo 10.
- Reglamento A La Ley De Urbanismo Y Construcción En Lo Relativo A Parcelaciones Y Urbanizaciones Habitacionales: En el artículo 3 se presentan toda las definiciones y términos involucrados en el diseño y construcción de todo tipo de edificación o instalación. Las dimensiones y escalas de los planos que se presenten están definidas en el artículo 9. Todos los requisitos previos se determinan desde el artículo 10, hasta el artículo 13 los cuales se han concentrado en el Formulario A. En el artículo 35 se establece

la validez de dos años para todas las resoluciones, a partir de su fecha de emisión.

Documentos que presentar:

Solicitud De Factibilidad De Proyectos De Urbanización O Construcción (Formulario A)

- a) Requisitos Previos Factibilidad De Proyecto (Formulario A-1)
- b) Permiso De Proyectos De Urbanización Y Construcción (Formulario B)
- c) Formulario B-1 (Adjuntar planos de construcción sellados, Documentos Estudios, Presentar resolución de aprobación de la factibilidad del proyecto de construcción)

En ciertos casos las alcaldías: Esto se da únicamente cuando el municipio donde se ejecutará la construcción no pertenezca a las zonas de competencia del Ministerio de Vivienda, en ese caso, la alcaldía es el ente encargado de autorizar y otorgar permiso de construcciones.

#### **2.4.2. ACCESO A LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN Y/O TRANSMISIÓN**

Para el aspecto legal de conexión a las líneas de transmisión debe tenerse en cuenta las solicitudes siguientes de factibilidad y si esta es factible procede la solicitud de interconexión. ETESAL es la entidad responsable de dar tratamiento legal a las solicitudes, en el caso de PCHs estas deben solicitar acceso a las líneas de distribución por su carácter de generación distribuida:

- Solicitud de Factibilidad de Acceso a las Redes de Transmisión

La legislación aplicada es la “Norma Técnica De Interconexión Eléctrica Y Acceso De Usuarios Finales A La Red De Transmisión” desde el artículo 72 hasta el 77 la norma describe el procedimiento inicial (Factibilidad de Interconexión)

que debe seguir el interesado para interconectarse con las instalaciones del transmisor. La información necesaria que debe tener la solicitud de factibilidad se presenta en el artículo 72.

Se describe a continuación:

- a) Nombre o razón social y domicilio de solicitante
- b) Nombre y apellido de representante legal que firma la solicitud; así como documentos que lo acrediten.
- c) Descripción de las instalaciones y/o equipos del solicitante en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- d) El punto de la red al cual se pretende interconectar
- e) Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión
- f) Entre otra información relevante

➤ Solicitud de interconexión a la red de transmisión

La legislación aplicada es la “Norma Técnica De Interconexión Eléctrica Y Acceso De Usuarios Finales A La Red De Transmisión” desde el artículo 78 hasta el 96 la norma describe el procedimiento inicial (Solicitud de Interconexión) que debe seguir el interesado para interconectarse con las instalaciones del transmisor. La información necesaria que debe tener la solicitud de interconexión se presenta en el artículo 78.

- a) Nombre o razón social y actividad principal del solicitante.
- b) Nombre y apellido del representante legal que firma la solicitud; así como copia de los documentos que lo acrediten como tal.
- c) Descripción y características técnicas de las instalaciones y/o equipos del solicitante en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.

- d) Fecha estimada de puesta en operación de la interconexión y cronograma de construcción de las instalaciones, el cual deberá contener las fechas en las cuales se prevé que se realizarán trabajos que alteren la operación del sistema de transmisión.
- e) Estudios de sistema de transmisión, en régimen permanente y ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, necesarios para verificar la factibilidad técnica de la solicitud, de acuerdo con las especificaciones indicadas en la presente norma.
- f) Diseño y criterios de diseño de las instalaciones en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- g) Diseño del esquema de protecciones, en el punto de interconexión con el sistema de transmisión.
- h) Toda otra información relevante para evaluar la solicitud.

Cuando un proyecto eléctrico se lleva a cabo para satisfacer necesidades eléctricas de comunidades aisladas, no es necesario la interconexión a la red eléctrica dado a diversas razones, una de las más importantes es que no se presente excedente de energía de la generada, es decir; toda la energía generada se consume dentro de la comunidad.

Generalmente las pequeñas centrales hidroeléctricas están conectadas a compañías locales de distribución de energía eléctrica, y son conectadas directamente a cualquier transformador principal de una subestación de distribución para suministrar una parte o toda la generación.

### **2.4.3. ACCESO A DISTRIBUIDORES**

Se debe presentar ante las entidades encargadas ya sean Grupo AES, DELSUR, B&D, ABRUZZO y EDESAL, la solicitud de factibilidad de acceso a las

instalaciones del distribuidor, la legislación aplicada es “Norma Técnica De Interconexión Eléctrica Y Acceso De Usuarios Finales A La Red De Transmisión” en la cual se describe el procedimiento a seguir por parte del interesado.

La misma legislación brinda el procedimiento a seguir para la solicitud de interconexión a las instalaciones del distribuidor, luego de haber presentado la solicitud de factibilidad y tener de esta la conformidad legal del distribuidor.

## **2.5. ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS**

En El Salvador existe una ley que regula los incentivos fiscales en torno a la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, fue emitida en noviembre de 2007 y publicado en el Diario Oficial el mismo año.

Nombre “LEY DE INCENTIVOS FISCALES PARA EL FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD” con decreto No 462 y con las DISPOSICIONES GENERALES (Art. 1, 2 y 3):

*Art 1.- La presente ley tiene por objeto promover la realización de inversiones en proyectos a partir del uso de fuentes renovables de energía, mediante el aprovechamiento de recursos tales como el hidráulico, geotérmico, eólico, solar, marino, biogás y la biomasa; así como cualquier otra fuente que a futuro sea identificada como renovable para la generación de energía eléctrica.*

*Art. 2.- Establécese el fomento del uso de fuentes renovables de energía, con el fin de contribuir a la protección del medio ambiente, al uso de los recursos renovables existentes en el país y al suministro eléctrico de calidad.*

*Art. 3.- las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la presente ley sean titulares de nuevas inversiones en proyectos de instalación de centrales para la generación de energía eléctrica o en proyectos de ampliación de centrales*

*de generación ya existentes, utilizando para ello fuentes renovables de energía, según lo dispuesto en el art. 1 de esta ley, gozarán de los siguientes beneficios e incentivos fiscales exclusivamente con relación a los costos y gastos de la inversión correspondientes a dichos proyectos:*

- a) *Durante los diez primeros años gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión en la construcción de las obras de las centrales para la generación de energía eléctrica, incluyendo la construcción de la línea de subtransmisión necesaria para transportar la energía desde la central de generación hasta las redes de transmisión y/o distribución eléctrica.*

*La exención del pago de los Derechos Arancelarios a que se refiere el inciso anterior se aplicará a proyectos de hasta 20 megavatios (MW) y deberá ser solicitada al Ministerio de Hacienda 15 días antes de la importación de la maquinaria, equipos, materiales e insumos necesarios y destinados exclusivamente a desarrollar los proyectos de energías renovables, de conformidad con la documentación del proyecto avalada en la certificación emitida por la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, que en el texto de esta Ley, podrá denominarse SIGET.*

*Se exceptúa del beneficio contenido en el presente literal, la adquisición de los bienes siguientes: muebles y enseres del hogar, así como vehículos para transporte de personas de forma individual o colectiva;*

- b) *Los ingresos derivados directamente de la generación de energía con base en fuente renovable gozaran de exención del pago del Impuesto*

*sobre la Renta por un período de cinco (5) años en el caso de los proyectos superiores a 10 megavatios (MW) y de diez (10) años en el caso de los proyectos de menos de 10 o menos megavatios MW; en ambos casos, contados a partir del ejercicio fiscal en que obtenga ingresos derivados de la generación de energía con base a fuente renovable; y,*

- c) Exención total del pago de todo tipo de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las "Reducciones Certificadas de Emisiones" (RCE) en el marco del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) o mercados de carbono similares, obtenidos por los proyectos calificados y beneficiados conforme a la presente Ley.*

Para el goce de los incentivos el beneficiario debe cumplir ciertas condiciones descritas en la misma Ley, la entidad encargada de evaluar la calificación del proyecto para el goce de los beneficios e incentivos fiscales es el Ministerio de Hacienda y para la certificación de proyectos con ley de incentivos fiscales la SIGET.

## **2.6.    NORMATIVAS NACIONALES E INTERNACIONALES**

En El Salvador dentro de las normativas del sector eléctrico y energético se debe hacer notar que la mayor cantidad de normas que se toman en cuenta desde el diseño hasta la implementación de una PCH, son de otros países. Estas se han adaptado para uso nacional, y es que, las normativas eléctricas ofrecen la ventaja de ser las mismas que rigen a la gran mayoría de equipos, con ciertas variaciones como, por ejemplo, la diferencia de frecuencia entre Europa y América; por lo demás los cuidados que se deben tomar en cuenta son los mismos en cualquier lugar del planeta.

Es por lo que, en lo referente al tema de PCHs, este se comporta de la misma manera, partiendo del hecho que hasta la fecha no existe normativa de diseño de las instalaciones de una PCHs. Existen varias guías que sirve para diseñar e implementar estos proyectos, por consiguiente, se han identificado algunas normas o estándares aplicables a las centrales hidroeléctricas, de las cuales se presentan:

Normas del Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE) aplicables a las centrales hidroeléctricas:

- IEEE Std. 1020-2011 Guía para el control de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Descripción de los requisitos de control y monitoreo eléctrico para equipos y sistemas asociados a pequeñas centrales hidroeléctricas.

- IEEE Std. 1010-2006 Guía para el control de centrales hidroeléctricas.

Esta guía sirve como documento de referencia para los ingenieros en ejercicio en la industria hidroeléctrica. Documenta las prácticas predominantes de la industria en la lógica del sistema de control de la central hidroeléctrica, las configuraciones del sistema de control y los modos de control. Describe los requisitos de control y seguimiento de los equipos y sistemas asociados a las centrales hidroeléctricas convencionales y de bombeo. Incluye métodos típicos de control local y remoto, detalles de las interfaces de control para equipos de planta, requisitos para control centralizado y externo.

- IEEE Std. 1147-2021 Guía para la rehabilitación de centrales hidroeléctricas.

Esta guía está destinada a la industria de la energía hidroeléctrica para ayudar a los propietarios, operadores y diseñadores de centrales hidroeléctricas en la evaluación económica (factibilidad) y técnica (aspectos eléctricos) de las

instalaciones hidroeléctricas existentes para rehabilitación. Aborda la energía hidroeléctrica convencional. Partes de esta guía son relevantes para el almacenamiento por bombeo, pero no se cubren las características únicas del almacenamiento por bombeo. Los resultados del estudio de viabilidad pueden indicar la remodelación del sitio. La reurbanización no se tratará en detalle en esta guía. Esta guía cubre todos los equipos generadores hasta el transformador principal y los equipos auxiliares típicos inclusive.

- IEEE Std. 115-2019 Guía de procedimientos de prueba para máquinas síncronas.

En esta guía se incluyen instrucciones para realizar pruebas generalmente aplicables y aceptadas para determinar las características de rendimiento de las máquinas síncronas. Aunque las pruebas descritas son aplicables en general a generadores síncronos, motores síncronos (más grandes que caballos de fuerza fraccionales), condensadores síncronos y cambiadores de frecuencia síncronos.

De las normas o estándares descritos anteriormente se brindan para asistir en el planeamiento de diseño, desarrollo, y operación de una pequeña planta hidroeléctrica.

Existen otras normativas legales a considerar como lo son las de caudal ecológico que, sin embargo, para El Salvador no existe legislación clara sobre el mismo, este se debe garantizar para conservación de la flora y fauna aguas abajo del sitio del emplazamiento. A sí mismo en los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas para cada etapa del proyecto se debe involucrar a la población aledaña al proyecto que de manera directa o indirectamente puede perjudicarse o beneficiarse, sin embargo, los proyectos que involucran explotación de recursos renovables gozan de mayor aceptación siempre que se desarrollen en cumplimiento de todos los estándares y normativas legales del país.

### **3. SELECCIÓN DE SITIO PARA ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD**

La selección de un sitio para el estudio de prefactibilidad de PCH es un proceso que requiere evaluación de diversos factores entre ellos la identificación de los sitios potenciales, evaluación de los recursos hídricos su disponibilidad y persistencia del flujo, análisis geológico y topográfico, aspectos ambientales, regulaciones y permisos, consultas a comunidades locales, evaluación de riesgos y su mitigación, entre otros.

Se establecen criterios de selección en función de lo anterior y con metodologías de ponderación cuantitativa, se realiza la toma de decisión respecto al sitio más adecuado para la implementación de PCH, cada criterio propuesto es justificado en base a recopilación de datos de fuentes secundarias y análisis comparativos para cada uno de los sitios asignándoles un peso relativo.

#### **3.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS SITIOS PROPUESTOS POR EL PLAN MAESTRO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES**

El Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables, propone 209 sitios potenciales para la implementación de PCHs de los cuales en este estudio se seleccionará un sitio considerando criterios técnicos, ambientales, sociales, entre otros.

Es importante tener en cuenta que no todos los sitios propuestos serán viables para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos algunos de ellos pueden tener PCH en funcionamiento, mientras que en otras áreas existe una alta concentración de proyectos, como en el departamento de Sonsonate, donde actualmente operan siete centrales hidroeléctricas y una octava se encuentra en disputa legal en cuanto a sus permisos ambientales. También, existen sitios en

los que las comunidades locales pueden oponerse al desarrollo de proyectos hidroeléctricos debido a preocupaciones ambientales, sociales, económicas o culturales. Además, se deben considerar posibles nuevas áreas de conservación natural establecidas por el MARN para proteger ecosistemas sensibles, es importante, además, señalar que el estudio que propuso estos sitios entre ellos algunos ya en explotación, se realizó en 2012, por lo tanto, estos sitios podrían haber experimentado cambios en su caudal debido al cambio climático, entre otros factores.

Asimismo, la mayoría de los sitios poseen potenciales menores a 1 MW, aunque la capacidad de generación es modesta estos proyectos contribuirían a la diversificación de la matriz energética y a promover fuentes de energía renovable a menor escala, no obstante, la construcción u operación de una central hidroeléctrica con una capacidad menor a tal potencia puede resultar menos rentable en comparación con proyectos mayores a este potencial, generando costos en los diversos estudios, permisos, mantenimientos los cuales pueden representar una proporción significativa, y posibles modificaciones en cuanto a la integración a la infraestructura de redes de transmisión o distribución eléctrica, haciéndolos menos rentables económicamente.

Es por ello, que se toma en cuenta los aspectos antes mencionados para generar criterios de selección que se ajusten a considerar un sitio idóneo para implementación de PCH.

### **3.1.1. LISTA DE SITIOS PROPUESTOS POR EL PLAN MAESTRO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.**

Ver Anexo A. Listado de sitios propuestos por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables, en el cual se denotan las coordenadas

de ubicación, departamento y río, así mismo la etapa en la que se encontraba para el año 2012 y el respectivo potencial hidroeléctrico.

A continuación, se presentan gráficos descriptivos sobre los 209 sitios propuestos por el Plan Maestro para El Desarrollo de las Energías Renovables, describen el estatus de los sitios mismos, así como la densidad de sitios por cada departamento.

- Sitios propuestos por Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables por departamento en fig. 3.1.

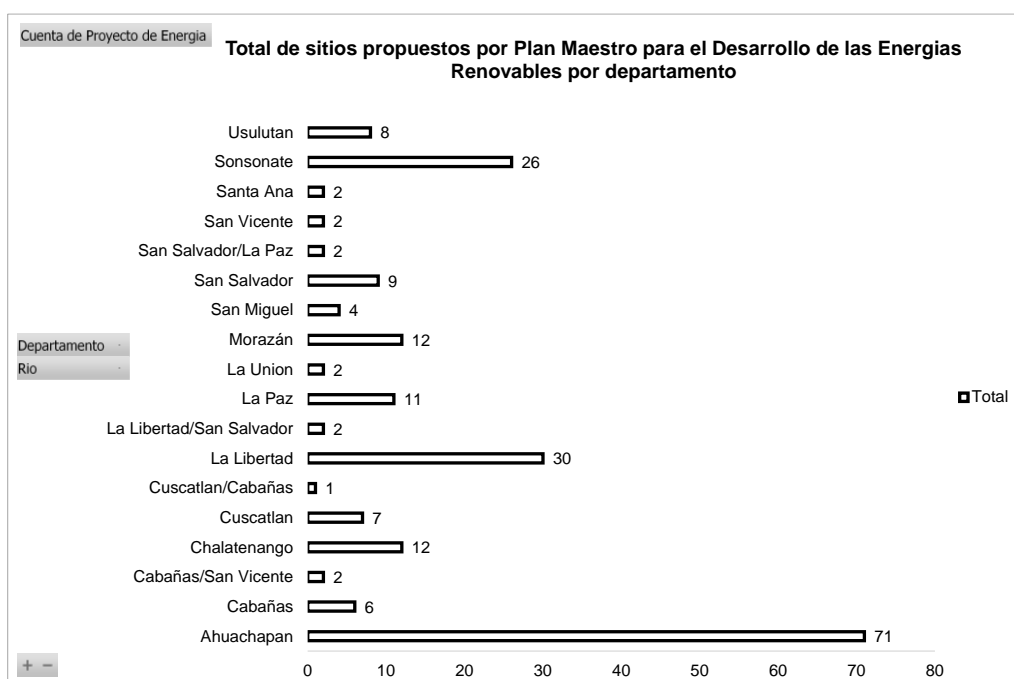


Fig. 3.1. Número de sitios por departamento. Fuente: Elaboración propia

Los departamentos con mayor cantidad de sitios identificados son Ahuachapán, Sonsonate perteneciente a la zona occidental y La Libertad de la zona central.

- Etapa identificada por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en 2012 para los sitios propuestos en fig. 3.2.

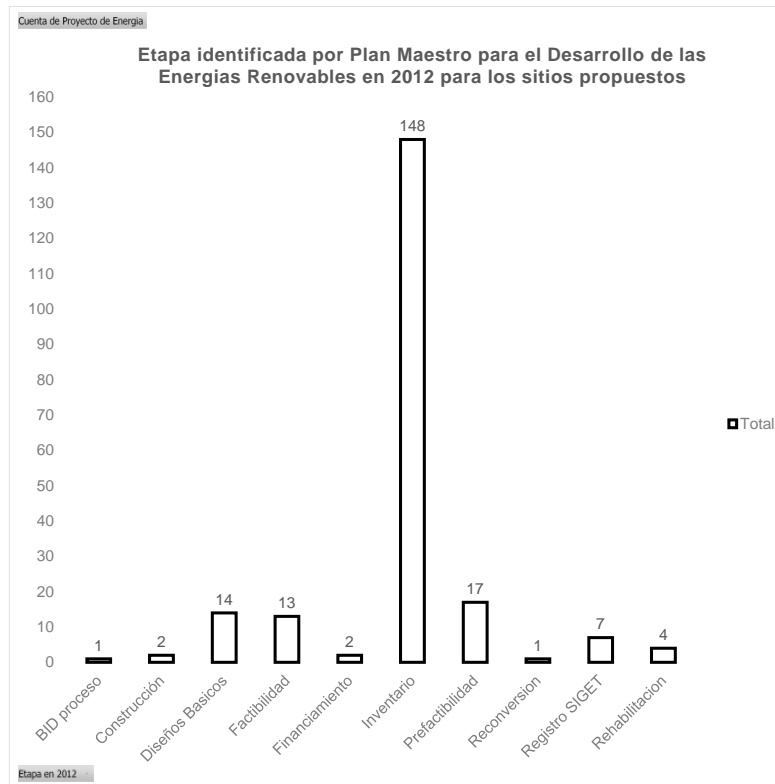


Fig. 3.2. Etapa identificada para los sitios en 2012. Fuente. Elaboración propia

La mayoría de los sitios propuestos se encontraban en fase de inventario en el año 2012.

### 3.1.2. SITIOS CON PROYECTOS IMPLEMENTADOS O INACTIVOS

Los sitios con proyectos implementados se describen en la tabla 1.2, donde se identifican sitios en los cuales las PCHs se encuentran en operación o inactivas.

### 3.1.3. ANÁLISIS Y DEPURACIÓN DE SITIOS

Como parte del análisis y depuración de los 209 sitios, se parte de que no se consideran los sitios que fueron identificados con potencial menor a 1 MW, según lo siguiente:

Exclusión de sitio con potencial hidroeléctrico menor a 1 MW, se excluyen los sitios que presenten un potencial hidroeléctrico estimado menor a 1 MW, según las evaluaciones realizadas en el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías

Renovables esta exclusión garantiza que el proyecto de PCH sea viable desde el punto de vista técnico y económico al considerar sitios mayores a este potencial garantiza un valor de generación alto permitiendo obtener una producción de energía significativa y rentable, maximizando así los beneficios del proyecto.

Como base se tiene que las PCHs menores a 1 MW presentan limitaciones y obstáculos para el desarrollo de estos proyectos según Pérez Álvarez & Gómez Echeverri, 2022 [26], entre ellos se menciona las limitaciones de potencia, ambientales, costos económicos que se pueden observar en la figura 3.3 en la cual el costo de un proyecto hidroeléctrico está en función de la potencia instalada.

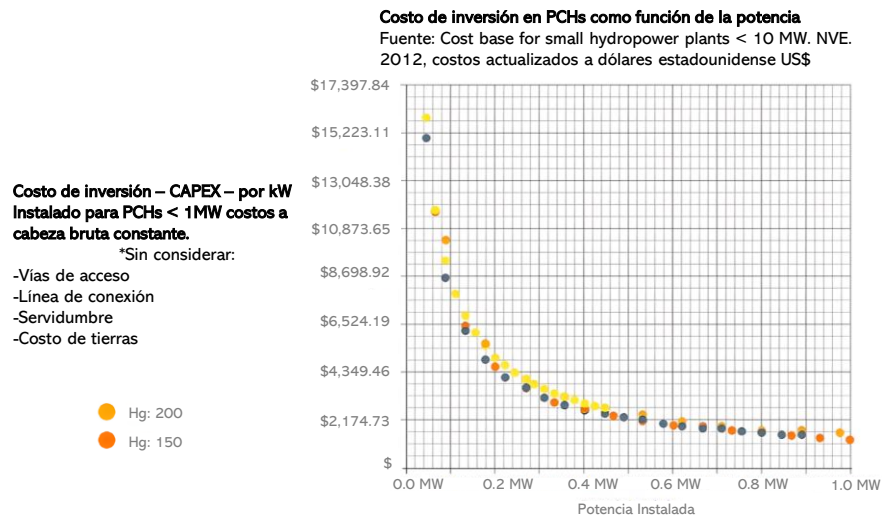


Fig. 3.3. Costo de proyecto hidroeléctrico en función de su potencia instalada [26]

Y donde proyectos de menor potencia instalada involucran costos elevados para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas, y la posibilidad de generación hidroeléctrica durante todo el año es muy baja ya que los caudales que puede alcanzar en el lugar del sitio podrían ser menores al mínimo técnico, para operar la turbina.

A partir de lo anterior donde no se consideran sitios con potencial menor a 1 MW se realiza la reducción de sitios a los presentados en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Sitios con potencial mayor a 1 MW [3]

No.	Proyecto de energía	Río	Departamento	Etapa en 2012	Potencial (MW)	Coord. Plan	
						Latitud	Longitud
1	Mirazalco	Río Sensunapan	Sonsonate	Construcción	3.370	13.8414	84.7456
2	Ilopango-Aguacayo	Lago de Ilopango	La Paz	Financiamiento	17.000	13.6311	89.0334
3	San Luis IV	Río Suquiapa	La Libertad	BID proceso	1.500	13.9942	89.4828
4	Sumpul	Río Sumpul	Chalatenango	Registro SIGET	16.200	13.8300	89.7300
5	Sucio, Los Tetuntas	Río Sucio	La Libertad	Registro SIGET	6.600	13.8822	89.2594
6	La Joya	Río Acahuapa	San Vicente	Registro SIGET	3.000	13.6248	88.7383
7	Cucumacayan (Reconversion)	Río Sensunapan	Sonsonate	Reconversion	2.300	13.7500	89.7167
8	Chorreron Jiboa	Río Jiboa	La Paz	Factibilidad	2.000		
9	Sonzacate (Nahuizalco II)	Río Sensunapan	Sonsonate	Factibilidad	3.839	13.7567	89.7153
10	Quezalapa	Río Quezalapa	Cuscatlan/Cabañas	Diseños Basicos	1.050	13.8833	88.9667
11	Titihuapa I	Río Titihuapa	San Salvador/La Paz	Diseños Basicos	1.315	13.5883	89.1383
12	Titihuapa III	Río Titihuapa	Cabañas/San Vicente	Diseños Basicos	2.100	13.6067	88.6500
13	Titihuapa V	Río Titihuapa	Cabañas/San Vicente	Diseños Basicos	1.410	13.7665	88.6000
14	Cuyuapa	Río Cuyuapa	Sonsonate	Diseños Basicos	1.020	13.7500	88.8000
15	Suquiapa	Río Suquiapa	Santa Ana	Diseños Basicos	3.530	13.9833	89.4333
16	Grande Chalatenango	Río Grande de Chalatenango	Chalatenango	Diseños Basicos	1.630	14.7167	89.0833
17	Sucio III	Río Sucio	La Libertad/San Salvador	Diseños Basicos	2.025	13.9833	89.2833
18	Poloros		La Union	Diseños Basicos	2.025	13.8050	89.8033
19	Huiza II	Río Huiza	La Libertad/San Salvador	Diseños Basicos	2.100	13.5500	89.2333
20	Santo Domingo (Presa 1, 2 y 3)	Río Tepechapa/Río Cacahuata	Sonsonate	Prefactibilidad	1.540	13.7497	89.7838
21	Chacala Los Apantes (Presa 1 y 2)	Río Chacala/Río Los Apantes	Ahuachapan	Prefactibilidad	1.500	13.8037	89.8484
22	Santa Rita	Río Jiboa	La Paz	Prefactibilidad	8.357	13.6143	88.9630
23	San Jose Loma	Río Jiboa	La Paz	Prefactibilidad	1.901	13.5411	88.9845
24	Venecia Prusia	Río Sucio	San Salvador	Prefactibilidad	1.200		
25	Las Pilonas	Río Huiza	San Salvador	Prefactibilidad	1.100	13.5762	89.2177
26	Torola	Río Torola	San Miguel	Inventario	4.321	13.8501	88.4663
27	Malancola	Río Jiboa	La Paz	Inventario	4.175	13.5695	88.9850
28	Grande de San Miguel, San Juan	Río Grande de San Miguel	Usulután	Inventario	4.500	13.2947	88.3068
29	Grande de San Miguel, San Jose	Río Grande de San Miguel	Usulután	Inventario	3.200	13.2947	88.3068
30	Chilama I (Presa 1 y 2)	Río Chilama/Río Siguapate	La Libertad	Inventario	2.623	13.6212	89.3309
31	El Jabio	Río Sensunapan	Sonsonate	Inventario	2.000	13.7532	88.2887
32	Tilapa II	Río Grande de Chalatenango	Chalatenango	Inventario	1.925	14.2237	89.0976
33	Los Pueblos II	Río de Los Pueblos	Cabañas	Inventario	1.247	13.8643	88.6869
34	Guascoran	Río El Sauce	La Union	Inventario	12.500	13.6446	87.7524
35	Tilapa I	Río Grande de Chalatenango	Chalatenango	Inventario	1.025	14.2154	89.0780

Para determinar el sitio a partir de la tabla 3.1 se realiza mediante la aplicación de los criterios de selección, haciéndose la depuración de estos considerando los aspectos de si existen centrales en operación en el río donde se ubica el sitio en análisis, zona con alta densidad de PCHs, aldea a urbanizaciones, revisión de la etapa en que se encuentran actualmente si está en estudio aún, si son sitios en repotenciación, zona de áreas protegidas, aceptación local, entre otros aspectos, que harían que el sitio no sea seleccionado ya que lo volverían inviable para llevar a cabo una PCH.

### **3.2. DEFINICIÓN Y APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN**

En el contexto del desarrollo de las energías renovables, la selección adecuada del sitio para implementación de PCH es importante. Dicha selección requiere de metodologías de toma de decisiones que considere aspectos sociales, ambientales, legales, técnicos, entre otros.

El objetivo es identificar el sitio con el mayor potencial hidroeléctrico y, al mismo tiempo, minimizar los impactos negativos en el entorno y garantizar la aceptación local.

Para este fin, se define una serie de criterios que permite evaluar y comparar los diferentes sitios propuestos. Estos criterios abordan aspectos como la aceptación social, el cumplimiento de las restricciones legales y ambientales, la importancia del recurso hídrico para actividades económicas y uso humano, las limitaciones debido a urbanizaciones aledañas, la exclusión de sitios en construcción o con centrales hidroeléctricas inactivas entre otros.

#### **3.2.1. METODOLOGÍA DE TOMA DE DECISIÓN MULTICRITERIO**

Se emplea la metodología de toma de decisiones multicriterio para llevar a cabo la selección del sitio que cumpla los criterios para implementación de PCH. Esta metodología permite evaluar y comparar múltiples criterios relevantes en un proceso sistemático y estructurado.

La metodología de toma de decisiones multicriterio se basa en la consideración de diversos factores y su ponderación relativa, permitiendo tomar decisiones más informadas y objetivas. A través de esta, se busca analizar los diferentes criterios identificados y asignarles pesos en función de su importancia relativa para el proyecto, existen otras metodologías similares tales como proceso de análisis jerárquico (AHP) que descompone un problema complejo en

una jerarquía de criterios y subcriterios, posteriormente se le asignan pesos y se realizan comparaciones entre los criterios para obtener una puntuación total para cada opción, entre otras metodologías.

Con estas metodologías existentes se busca maximizar la efectividad en la selección de la mejor decisión o alternativas teniendo en cuenta aspectos sociales, ambientales, económicos y legales.

En este estudio se aplica la metodología Multicriterio en la cual el proceso involucra los pasos:

1. Identificación de los criterios: se determinan los criterios relevantes que serán considerados en la toma de decisiones.
  2. Definición de pesos o importancias relativas: Se asigna un peso o nivel de importancia reflejando la relevancia en el contexto específico.
  3. Evaluación de las alternativas: Se evalúan las diferentes alternativas en relación con cada uno de los criterios identificados.
  4. Construcción de matriz de evaluación: Se crea una matriz que muestra la evaluación de cada alternativa en relación con cada criterio, ponderando los valores según los pesos asignados.
  5. Análisis y selección de la mejor alternativa: Se realiza un análisis de los resultados de la evaluación para identificar la alternativa favorable o adecuada.
  6. Sensibilidad y análisis de robustez: Se examina la sensibilidad de los resultados ante cambios en los pesos asignados a los criterios o en los valores de evaluación.
- 1) Identificación y definición de criterios de selección
    - A) Aceptación local y compatibilidad social y ambiental.

- B) Cumplimiento de restricciones legales y ambientales.
  - C) Baja importancia del recurso hídrico para actividades económicas y uso humano.
  - D) Limitaciones debido a urbanizaciones aledañas al sitio.
  - E) El sitio no se localiza sobre un mismo río donde existan pequeñas centrales hidroeléctricas inactivas o fuera de operación.
  - F) El sitio no posee PCH que se encuentre en construcción, repotenciación u operación.
  - G) Baja densidad de PCHs en la zona cercana al sitio.
  - H) Sitio con mayor potencial hidroeléctrico sobre un mismo río.
- Criterio A. Aceptación local y compatibilidad social y ambiental: Se evalúa la aceptación de las comunidades locales para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos en el área. Se consideran los impactos sociales y ambientales como la reubicación de poblaciones, cambios en la forma de vida, acceso a recursos, alteración de ecosistemas acuático, biodiversidad, hábitats naturales y calidad de agua, basándose en información secundaria.

El éxito o fracaso de la implementación de un proyecto de pequeña central hidroeléctrica depende en gran medida de la relación que pueda establecerse entre las comunidades que habitan las zonas aledañas al sitio seleccionado por la entidad que implementa el proyecto, si bien es cierto este es solo uno de los factores de los cuales depende el buen desarrollo de las actividades, es posiblemente el más importante, ya que afecta directamente a las personas y sus actividades diarias, tanto rutinarias, como incluso económicas.

Por consiguiente, no todos los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas se ven vinculados a una relación con comunidades vecinales a este, pero, existe un significativo número de casos, de dominio público, de pérdidas de viabilidad debido a la mala gestión de las empresas en su relación con las comunidades. A fin de argumentar lo anterior, se cita el siguiente artículo periodístico:

*“Cámara prohíbe el ministro López dar permiso ambiental para una octava hidroeléctrica del río Sensunapán.*

*La medida cautelar detalla que el proyecto Pequeña Hidroeléctrica Nahuizalco II afectaría no solo a la biodiversidad del río Sensunapán, también vulneraría los derechos a la salud, agua y calidad de vida de las comunidades indígenas de Nahuizalco. La Cámara Ambiental de San Salvador también ha ordenado al Ministerio de Cultura a que actualice la Política Pública para los Pueblos Indígenas de El Salvador y que establezca las medidas de protección que corresponden en favor de los sitios sagrados reconocidos por la comunidad indígena de Nahuizalco [24]”*

De esta manera y dando seguimiento a investigaciones surgidas en los últimos años, debido al mal manejo de empresas en cuanto al correcto procedimiento para la implementación de este tipo de proyectos y el deterioro o la inexistente responsabilidad social-empresarial, o también, un inexistente interés por gestionar una sana relación de comunicación con las comunidades que habitan las zonas aledañas a la implementación del proyecto, se puede concluir que: la aceptación de las comunidades locales para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, los impactos ambientales y sociales, como la necesidad de reubicación de las poblaciones, los

cambios en las formas de vida, el acceso a recursos o la alteración de actividades económicas, forman un factor determinante en la viabilidad de la implementación de un proyecto de pequeña central hidroeléctrica, como muestra la resolución 01-2021-MC-Amb (4) de la Cámara Ambiental de San Salvador, la cual detalla lo siguiente con respecto al caso anteriormente citado:

*“j) Ordénese al señor ministro de Medio Ambiente y Recursos Naturales, arquitecto Fernando Andrés López Larreynaga, lo siguiente:*

- 1. Que no otorgue el permiso ambiental de ubicación y construcción del proyecto Pequeña Central Hidroeléctrica Nuevo Nahuizalco II, pues además de que es previsible la afectación al medio ambiente en sus componentes biótico, abiótico, estético y cultural y que el daño al último elemento referido será irreversible; es previsible la afectación a derechos interrelacionados con el medio ambiente tales como el derecho a la salud, calidad de vida, al agua, entre otros [24].”*

Sin embargo, debe mencionarse que una correcta gestión de la relación entre los involucrados, es decir, tanto las comunidades aledañas como la empresa que busca implementar un proyecto de implementación de una pequeña central hidroeléctrica, significa un gasto extra para las empresas en concepto de proyectos que cumplan con las expectativas de los pobladores, pero que permite un proceso fluido y no se puede considerar como un impacto económico significativo, siempre y cuando se tome en cuenta en los diferentes estudios de viabilidad del proyecto. Y esto, puede argumentarse con un importante número de proyectos existentes que funcionan sin mayor retardo en sus operaciones.

- Criterio B. Cumplimiento de restricciones legales y ambientales: Se verifica que el sitio propuesto cumpla con las restricciones legales establecidas por el MARN en relación con explotación del recurso hídrico, áreas de conservación u otras categorías vigentes.

Este criterio tiene como base que en el país se han dado diversos casos donde no se permite que se lleve a cabo la implementación de PCH ya sea por razones sociales, ambientales u otras, el caso más evidente es el de la PCH Nahuizalco II sobre el río Sensunapán, en el cual la cámara ambiental le reitera al MARN que tiene prohibido entregar permiso ambiental a la empresa Sensunapán S.A de C.V. para la construcción e instalación de la octava represa “Pequeña Central hidroeléctrica Nahuizalco II”. Ya que según Díaz, 2,022 [6] las poblaciones de los cantones de Nahuizalco resienten los impactos ambientales que provocan las pequeñas hidroeléctricas instaladas sobre el río Sensunapán, como la disminución del caudal, afectaciones culturales, entre otras, posee una estrecha relación con el criterio A, así mismo se presenta el caso descrito en Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en cuanto al sitio río Sumpul, donde la población se opone al desarrollo alegando que el río es el recuerdo de sus mártires y que no permitirían la construcción por el simple hecho de no tocar el río.

Así mismo, para cada sitio se identifica que no se encuentre en zonas de conservación ambiental o zonas protegidas o cualquier otra categorización que el MARN ha identificado y puede contravenir con el desarrollo del proyecto hidroeléctrico para ello se hace uso de la plataforma de disposición pública del ministerio, VIGEA el cual facilita la

realización de evaluaciones ambientales de actividades obras o proyectos a fin determinar potenciales impactos ambientales.

- Criterio C. Baja importancia del recurso hídrico para actividades económicas y uso humano: Se selecciona el sitio en el cual la importancia del recurso hídrico en relación con actividades económicas, como agricultura, ganadería, agua potable u otros usos humanos se considera de impacto socioeconómico bajo, que podría generarse debido a la disminución del caudal o interrupción del suministro de agua para estas actividades, así como la sostenibilidad y seguridad hídrica.

El recurso hídrico en nuestro país actualmente es aprovechado muy poco en épocas secas ya que la forma de riego en la mayoría de los cultivos agrícolas es de tipo secano, este es un método de cultivo en el que se emplea con exclusividad el agua de lluvia, sin intervención del riego artificial, por lo tanto, el uso del recurso por una PCH no generaría impactos económicos a productores agrícolas aledaños en la época de verano o en otras actividades como uso de agua potable que se sirve a través de ANDA a los pobladores cercanos, ya que se obtienen los respectivos permisos a través de esta institución.

- Criterio D. Limitaciones debido a urbanizaciones aledañas al sitio: Se evalúa limitaciones relacionadas con urbanizaciones aledañas y disponibilidad de espacio para el desarrollo de obras de infraestructura tales como de conducción, casa de máquinas, tuberías entre otros llevando a cabo una verificación de la existencia de urbanización aledaña al sitio, grado de urbanización y densidad poblacional en el área circundante.

La creciente demanda de energía asociada con el desarrollo económico e industrial, así como el crecimiento demográfico, ha conllevado al gobierno a generar políticas que faciliten el proceso para la implementación de proyectos para el aprovechamiento de energías renovables, así como incentivos fiscales a las empresas que aporten en sus operaciones al uso de estas mismas energías. En este sentido, en El Salvador al año 2023, la energía hidráulica ocupaba el 20.11% de la matriz de generación de energía, siendo una de las cuales ocupa un porcentaje mayoritario después de la de gas natural que es la que mayor porcentaje ocupa. Esto, implica que la construcción de centrales hidroeléctricas (incluidas las PCH), se han constituido como uno de los principales mecanismos de producción energética, llegando a implementarse proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas en zonas tanto rurales como urbanas, como puede reflejarse en el caso de la central hidroeléctrica río Sucio, ubicada muy cercana a la zona urbana del distrito de Quezaltepeque, departamento de La Libertad.

Comúnmente la producción de energía eléctrica mediante centrales hidroeléctricas se considera como energía limpia y renovable. No obstante, los impactos sociales y ambientales de la construcción de hidroeléctricas, así como los efectos en la salud de la población han sido objeto de estudio desde hace algún tiempo.

Los impactos de los embalses, si la central lo requiere, en el ecosistema y en los medios de sustento, afectan la salud de la población, entre los potenciales impactos se tiene: i) Enfermedades asociadas con el agua debido a la pérdida de fuentes hídricas las cuales pueden destruirse o

secarse; ii) Enfermedades asociadas a las nuevas condiciones de agua, saneamiento e higiene de los grupos poblacionales que han tenido que asentarse en otras áreas; iii) Afectación psicológica asociada al riesgo de inundaciones en áreas ribereñas o debidas a las pérdidas del paisaje y patrimonio natural que quedan sumergidos o perturbados por la hidroeléctrica.

Una situación adicional asociada a este tipo de proyectos está relacionada con la estimación de la población afectada, esto debido a que, en ocasiones, no se tiene en consideración que los impactos de las hidroeléctricas van más allá del área directamente inundada por el embalse <sup>12</sup> en el caso que la central involucre el mismo. Generalmente, se incluye a la población que debe ser desplazada del área de inundación sin considerar a personas que habitan en el área de influencia las cuáles se encuentran en condiciones de vulnerabilidad debido a la operación de la hidroeléctrica o aquellos a los que se le ha limitado el derecho a la autogestión del agua y a coexistir con las dinámicas naturales del río <sup>13</sup>.

Planteado lo anterior, se debe considerar que la argumentación de este criterio debe centrarse en la obtención del espacio físico necesario para la construcción de los equipos y edificaciones requeridas en la implementación de una pequeña central hidroeléctrica y como afecta la necesaria apropiación del terreno, ya sea por compra o renta de este a los

---

<sup>12</sup>Fearnside PM. Environmental and social impacts of hydroelectric dams in Brazilian Amazonia: implications for the aluminum industry. *World Development*. 2016; 77: 48-65.

<sup>13</sup> Roa T, Duarte B. Desarrollo hidroeléctrico, despojo y transformación territorial: el caso de Hidrosogamoso, Santander, Colombia. *aguas robadas. despojo hídrico y movilización social*, Ed: Arroyo A, Boelens R. Instituto de Estudios Peruanos, Lima (Perú); 2013.

pobladores aledaños, específicamente, en este caso a los pobladores de las zonas urbanas.

Y es que, la decisión de la negociación para ceder un espacio físico a la entidad que busca implementar un proyecto hidroeléctrico, no solo radica en el incentivo económico que esta sea capaz de ofrecer, teniendo en cuenta la viabilidad económica-financiera planteada en los diferentes estudios del proyecto, sino que, también radica en los efectos sobre la salud antes mencionados, que pueden afectar la calidad de vida de las personas y por ende obligarles a no ceder los espacios para los proyectos.

Considerando, además, que la mayoría de pequeñas centrales hidroeléctricas por sí mismas no representan un gran riesgo para la salud o integridad de las personas, principalmente para los pobladores que deben convivir con el proyecto a diario, en primer lugar, porque en su mayoría no son proyectos con un potencial de generación tan grande, por lo que no requieren de un embalse que genera mayores impactos, esto dependiendo el tipo de PCH a implementar. Luego, normalmente las PCH no son implementadas en medio, o con ubicaciones muy cercanas a urbanizaciones, ya que generalmente se prefieren zonas rurales, debido a la ubicación del recurso hídrico en nuestro país y a las facilidades legales que ofrece la implementación de estos proyectos en zonas alejadas de las urbanizaciones.

- Criterio E. El sitio no se localiza sobre un mismo río donde existan pequeñas centrales hidroeléctricas inactivas o fuera de operación: Se priorizan los sitios identificados por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables donde no existan PCHs inactivas o fuera de

operación sobre el mismo río. Lo anterior es imperativo ya que se evitan posibles interferencias, disminución de caudal o problemas legales que puedan surgir si la entidad propietaria intenta reactivar o poner en funcionamiento la central existente. En resumen, se busca asegurar que el nuevo proyecto de PCH pueda desarrollarse sin obstáculos o restricciones asociadas a infraestructuras existentes.

Inicialmente la idea de implementar un proyecto de pequeñas centrales hidroeléctricas sobre un río donde ya existen proyectos inactivos o fuera de operación, puede partir de considerar que el río tiene un potencial hidroeléctrico relevante y que es posible superar las deficiencias en cuanto a la gestión de los diferentes factores que permiten la viabilidad de un proyecto de pequeña central hidroeléctrica. Pero, realmente se debe considerar los siguientes problemas que generalmente acarrearán las pequeñas centrales que están actualmente fuera de operación:

- Problemas legales

Existen casos de éxito en cuanto a la reactivación de pequeñas centrales hidroeléctricas, que incluso, a su vez coexisten con otras centrales en operación posicionadas sobre el mismo río, como es el caso de la pequeña central hidroeléctrica Venecia-Prusia, que inició operaciones en el año 1921, pero por diferentes razones marcadas por el contexto histórico nacional, cerró sus operaciones en los 70s, logrando su reactivación en año 2011, a pesar de que varios kilómetros abajo del sitio del proyecto, sobre el río Acelhuate se encuentra la pequeña central hidroeléctrica Milingo, que opera desde 1907.

Aunque lo anterior plantea un escenario prometedor, debemos considerar que existen casos en donde las pequeñas centrales hidroeléctricas han tenido que cerrar sus operaciones debido a problemas legales, sobre temas ambientales, o afectaciones a las comunidades aledañas al proyecto y esto impide que, aunque exista el potencial hidroeléctrico y el sitio seleccionado para el nuevo proyecto este sobre el mismo río, la experiencia y el contexto de los problemas generados por la central inactiva, generan un reto mayor para el cumplimiento de la documentación legal detallada en el apartado 2.4 para la concesión de los proyectos por parte de las autoridades correspondientes. Así mismo, es necesario plantear el esfuerzo de responsabilidad social-empresarial necesario para el convencimiento de las comunidades aledañas que han anteriormente sufrido los embates de actuaciones ilegales o acciones que les han afectado en el pasado.

- Interferencias asociadas a la infraestructura existente

Entre las principales consecuencias de las interferencias asociadas a la infraestructura se tiene la de PCHs ya existentes sobre el ríos generando una posible disminución de caudal. Si bien es cierto, no existe actualmente un ejemplo concreto en El Salvador que incluya casos en los que una pequeña central hidroeléctrica coexista con una pequeña central inactiva o fuera de operación, es palpable la pérdida de conectividad de ríos si se retoma el ejemplo del río Sensunapán, planteado en el criterio A, en donde se tiene una saturación de pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que han generado problemas medioambientales, como con la fauna marina y

afectaciones a las actividades económicas de las personas, debido a las variaciones de la conectividad del río.

Es posible argumentar la exclusión de sitios con potencial hidroeléctrico, donde ya sobre un mismo río exista pequeñas centrales hidroeléctricas inactivas o fuera de operación, basados en ejemplos o experiencias de casos en donde ya se han sufrido afectaciones debido a esta situación.

Por ejemplo: la pérdida de conectividad fluvial que han provocado las pequeñas centrales hidroeléctricas en los ríos brasileños, un componente crítico para la fauna marina, principalmente peces. Y es que, los impactos sociales y ambientales causados han afectado principalmente a las comunidades indígenas ribereñas de la Amazonía, que dependen directamente de la pesca para su sustento, según un artículo de la revista National Geographic [25]: “Pequeñas centrales hidroeléctricas en la Amazonía: ¿por qué científicos aseguran que son insostenibles, ineficientes e injustificables?”

- Criterio F. El sitio no posee PCH que se encuentre en construcción, repotenciación u operación: Se les da prioridad a los sitios identificados por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables que no se encuentren en proceso de construcción, repotenciación o ya estén operando una PCH esto con el fin de evitar posibles duplicaciones innecesarias y garantizar la eficacia en la selección del sitio para una posible nueva central hidroeléctrica.

Para la justificación de este criterio se debe remitir al criterio E, a la sección “Problemas legales” en lo referente al caso de la reactivación de la PCH Venecia-Prusia, en cuanto a los problemas que puede generar la

construcción de un proyecto hidroeléctrico que conviva con la reactivación de otro. Luego, remitirse a la sección “Interferencias asociadas a la infraestructura existente”, en lo referente a la pérdida de conectividad de ríos, detallado en lo relacionado al caso de las PCHs sobre el río Sensunapán. De lo anterior se concluye como sigue:

Tomar en cuenta sitios donde ya se encuentran en construcción, repotenciación u operación de una PCH provocaría, con una alta probabilidad, que se generen impactos como: pérdida de conectividad de ríos, bajo caudal para la alimentación de algunos proyectos hidroeléctricos, o se podrían generar mayores impactos ambientales, sociales y económicos en decremento de las comunidades aledañas, debido al mayor número de PCHs sobre un mismo río.

- Criterio G. Baja densidad de PCHs en la zona cercana al sitio: evalúa la densidad de PCHs en la zona cercana al sitio propuesto. Se busca evitar una alta concentración de PCHs ya que esto podría generar conflictos sociales y una sobreexplotación del recurso hídrico, impactando negativamente en el medio ambiente y la sostenibilidad a largo plazo.

Ir a la justificación del criterio A en lo que respecta a la descripción del caso del proyecto hidroeléctrico llamado “Nahuizalco II”, que se busca instalar junto con otras siete PCHs activas que están funcionando sobre el río Sensunapán, caso antes mencionado.

De lo anterior, claramente se puede concluir que la sobrepoblación de proyectos hidroeléctricos sobre un mismo río genera, altos impactos sobre las comunidades aledañas y resultan insostenibles a largo plazo, además

de generar otros efectos en menor medida, como impactos ambientales en la reproducción de la fauna y flora local.

- Criterio H. Mayor potencial hidroeléctrico sobre un mismo río: Se selecciona el sitio con mayor potencial hidroeléctrico en comparación con otros sitios posicionados en el mismo río, siempre y cuando todos los sitios en ese río cumplan con el criterio de tener un potencial hidroeléctrico mayor a 1 MW esto asegura que el sitio seleccionado tenga el máximo potencial de generación optimizando los resultados del proyecto.

Dada la posibilidad de que exista sobre un mismo río más de un sitio con potencial hidroeléctrico considerable y una vez hecha la segregación de estos datos partiendo de la restricción de que el potencial hidroeléctrico debe ser mayor a 1 MW.

Existe una relación entre el potencial hidroeléctrico y el potencial de generación, en el que podemos definir que a mayor potencial hidroeléctrico tenga un determinado sitio, mayor puede ser su potencial de generación, partiendo de la definición de potencial hidroeléctrico descrito en el apartado 1.4.2.

De la misma manera se sabe que, la potencia que puede generar una central hidroeléctrica es directamente proporcional a la altura neta y al caudal de equipamiento obtenido a partir del punto de máxima energía generada para un cierto tiempo de permanencia, donde el caudal de equipamiento es aquel caudal que suministra la mayor cantidad de energía.

Entonces, teniendo en cuenta las propiedades que definen a cada uno, es decir, al potencial hidroeléctrico y al potencial de generación, se puede concluir que, si se tiene un mayor potencial hidroeléctrico, entonces en su conjunto las propiedades que ofrece el sitio para ser tomado en consideración tendrán mayores valores que un sitio con un menor potencial hidroeléctrico. La viabilidad de un sitio para la implementación de una pequeña central hidroeléctrica considera como uno de los aspectos más importantes al potencial hidroeléctrico, lo que significaría la posibilidad de obtención de una mayor potencia de generación, lo que a su vez significaría una mayor generación de energía y mayor cantidad de ingresos optimizando los resultados del estudio de prefactibilidad y su ejecución. Además, la viabilidad de un proyecto de tal magnitud es dependiente de otros aspectos importantes como: la distribución de la energía, los balances económicos egresos-ingresos, aspectos de cumplimiento legales (medioambientales y sociales), y otros factores que, aunque no se consideren de gran relevancia numérica, existen, están presentes y marcan la viabilidad de la implementación de una pequeña central hidroeléctrica.

Los criterios antes descritos permiten realizar una evaluación de los sitios propuestos, asegurando la selección del sitio que cumpla con los requisitos técnicos, legales, ambientales y sociales necesarios para el desarrollo sostenible de una potencial Pequeña Central Hidroeléctrica.

## 2. Definición de pesos o importancias relativas

Es importante mencionar que la metodología para la toma de decisión multicriterio tiene cierto grado de subjetividad debido a que la formulación de los

critérios de evaluación dependerá de la persona a cargo de la investigación, es por esto por lo que para limitar el grado de subjetividad a la menor magnitud posible se detallan a continuación las siguientes parámetros para asignación de puntuación para los criterios de selección para los distintos sitios a evaluar.

**Criterio A:**

- Si el sitio cumple solo con la aceptación local y compatibilidad social, pero no cumple con la aceptación ambiental recibirá una puntuación de 0.5.
- Si el sitio cumple solo cumple con la aceptación ambiental, pero no con la aceptación local y compatibilidad social recibirá una puntuación de 0.5.
- Si el sitio cumple con ambas condiciones recibirá una puntuación de 1.0.
- Si el sitio no cumple con ninguna de las condiciones recibirá una puntuación de 0.0.

Se considera que el sitio cumple con las condiciones, si este no tiene un historial con incidencias en las que las comunidades aledañas se han visto obligadas a instancias de protesta pública o circunstancias legales ante la implementación de proyectos de tipo industrial o de cualquier tipo de aprovechamiento energético.

**Criterio B:**

- Si el sitio cumple solo con las restricciones legales relacionadas a la implementación de un proyecto de aprovechamiento energético exceptuando las restricciones ambientales recibirá una puntuación de 0.5.
- Si el sitio cumple solo con las restricciones ambientales, pero no cumple con las demás restricciones legales relacionadas a la implementación de un proyecto de aprovechamiento energético recibirá una puntuación de 0.5.

- Si el sitio cumple con ambas condiciones recibirá una puntuación de 1.0.
- Si el sitio no cumple con ninguna de las condiciones recibirá una puntuación de 0.0.

Se considera que el sitio cumple con las condiciones, si este no es un sitio de interés cultural, social o económico y si sus coordenadas geodésicas no se encuentran sobre algún área de conservación natural o de preservación natural establecidas por el MARN.

Criterio C:

- Si la explotación del recurso hídrico afecta las actividades económicas agrícolas, ganaderas y una fuente de recurso para consumo humano el criterio será puntuado con 0.0.
- Si la explotación del recurso hídrico afecta de forma única y directa las actividades económicas agrícolas y ganaderas el criterio será puntuado con 0.25 (por reglas de aproximación 0.3).
- Si la explotación del recurso hídrico afecta de forma única y directa una fuente de recurso para consumo humano el criterio será puntuado con 0.25 (por reglas de aproximación 0.3).
- Si la explotación del recurso hídrico afecta de forma única e indirecta las actividades económicas agrícolas y ganaderas el criterio será puntuado con 0.5.
- Si la explotación del recurso hídrico afecta de forma única e indirecta una fuente de recurso para consumo humano el criterio será puntuado con 0.5.
- Si la explotación del recurso hídrico no afecta las actividades económicas agrícolas, ganaderas y una fuente de recurso para consumo humano el criterio será puntuado con 1.0.

Para verificar el grado de incidencia del recurso hídrico sobre las actividades económicas y de uso humano se verificará a través de softwares las áreas cercanas (1 km a la redonda) donde puedan existir sitios de aprovechamiento del suelo para cultivos, así como poblados cercanos. De la misma forma se verificará aguas abajo del sitio en cuestión si el recurso hídrico tiene incidencias indirectas significativas sobre zonas de cultivo o poblados cercanos.

Criterio D:

- Si el sitio se encuentra sobre una urbanización recibirá una puntuación de 0.0.
- Si el sitio está cercano a urbanizaciones o poblados densos recibirá una puntuación de 0.5.
- Si el sitio no se encuentra cercano a urbanizaciones o poblados densos recibirá una puntuación de 1.0.

Se considera como urbanización “cercana” o poblado denso “cercano” a aquellos que se encuentren en un radio menor a 1.5 km desde el sitio en cuestión.

Criterio E:

- Si el sitio se encuentra sobre un mismo río donde existan pequeñas centrales hidroeléctricas inactivas o fuera de operación, recibirá una puntuación de 0.0.
- Si el sitio no se encuentra sobre un mismo río donde existan pequeñas centrales hidroeléctricas inactivas o fuera de operación, recibirá una puntuación de 1.0.

Criterio F:

- Si en el sitio se encuentra sobre un mismo río donde exista una pequeña central hidroeléctrica en construcción, repotenciación u operación, recibirá una puntuación de 0.0.
- Si en el sitio no se encuentra sobre un mismo río donde exista una pequeña central hidroeléctrica en construcción, repotenciación u operación, recibirá una puntuación de 1.0.

Criterio G:

- Si el recurso hídrico donde se posiciona el sitio tiene una baja densidad de pequeñas centrales hidroeléctricas (máximo una PCH funcionando), el criterio recibirá una puntuación de 1.0.
- Si el recurso hídrico donde se posiciona el sitio tiene una densidad de pequeñas centrales hidroeléctricas considerable (2 o 3 PCHs funcionando), el criterio recibirá una puntuación de 0.5.
- Si el recurso hídrico donde se posiciona el sitio tiene una alta densidad de pequeñas centrales hidroeléctricas (más de 3 PCHs funcionando), el criterio recibirá una puntuación de 0.0.

Criterio H:

- Si el sitio tiene el mayor potencial hidroeléctrico que los demás sitios sobre un mismo río, recibirá una puntuación de 1.0.
- Si el sitio tiene el segundo mayor potencial hidroeléctrico que los demás sitios sobre un mismo río, recibirá una puntuación de 0.8.
- Si el sitio tiene el tercer mayor potencial hidroeléctrico que los demás sitios sobre un mismo río, recibirá una puntuación de 0.6.
- Si el sitio tiene el cuarto mayor potencial hidroeléctrico que los demás sitios sobre un mismo río, recibirá una puntuación de 0.4.

- Si el sitio tiene el quinto mayor potencial hidroeléctrico que los demás sitios sobre un mismo río, recibirá una puntuación de 0.2.
- Si el sitio tiene un potencial hidroeléctrico menor al quinto mayor potencial hidroeléctrico que los demás sitios sobre un mismo río, recibirá una puntuación de 0.0.

El potencial hidroeléctrico será tomado del listado descrito por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables (Ver anexo A).

Por ende, los pesos relativos asignados a cada criterio, para cada sitio se realizan evaluando el contexto actual de los mismos factores que rodean al criterio específico, en consecuencia, la máxima ponderación que puede obtener un sitio es 8.0 que demuestra que el sitio cumple totalmente todos los criterios definidos anteriormente.

La asignación de los pesos relativos se basa en los diferentes aspectos y criterios antes descritos y que lleven a seleccionar un sitio factible.

### 3. Evaluación de las alternativas

La evaluación se hace para cada sitio, identificando los diferentes factores en estudio con el fin de seleccionar uno de ellos de manera objetiva y fundamentada, ya que se identifican fortalezas y debilidades de cada sitio facilitando la toma de decisión al permitir una comparación entre las opciones disponibles proporcionando una base cualitativa y cuantitativa para la selección ajustándose a los objetivos, además de consideración de distintos escenarios.

En la tabla 3.2, en la columna evaluación de alternativas se describen las consideraciones tomadas en cuenta para cada sitio, en relación con cada uno de los criterios identificados.

#### 4. Matriz de evaluación

Tabla 3.2. Selección de sitio. Fuente: Elaboración propia

No	Proyecto de energía	Río	Departamento	Criterios de selección								Evaluación de alternativas	
				A	B	C	D	E	F	G	H		Total
1	Mirazalco	Río Sensunapán	Sonsonate	0.0	0.0	0.5	1.0	1.0	0.0	0.0	0.8	<b>3.3</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coord. actualizadas: 13.8133333, -89.727777777.</li> <li>• PCH en operación.</li> <li>• PCH involucrada en el caso de sobrepoblación de centrales sobre el río Sensunapán.</li> <li>• Se encuentra en el límite de un área de conservación.</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, pero el río es usado para cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• Río con buen caudal, pero alta densidad de PCHs.</li> <li>• Potencial: 3.37 MW, 2° mayor potencial de los sitios que se están evaluando y que están sobre le Sensunapán.</li> </ul>
2	Ilopango-Aguacayo	Lago de Ilopango	La Paz	0.5	0.0	0.0	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	<b>5.0</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio a 1.2 km del centro del municipio San Miguel Tepezontes.</li> <li>• Esta en un área protegida.</li> <li>• El río es usado para consumo humano y actividades económicas.</li> <li>• Potencial: 17 MW.</li> <li>• NOTA: se prevé una planta de potabilización en el lago de Ilopango en el 2023.</li> </ul>
3	San Luis IV	Río Suquiapa	La Libertad	1.0	0.5	0.5	0.5	1.0	0.0	0.5	0.6	<b>4.6</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio muy cercano a pequeños poblados dispersos, se encuentra a aproximadamente 8 km del municipio de Santa Ana.</li> <li>• No afecta zonas ambientales de importancia.</li> <li>• El sitio está en zona de influencia de algunas actividades agrícolas.</li> <li>• Hay 2 PCHs en la zona San Luis I y II.</li> <li>• Potencial: 1.5 MW.</li> </ul>
4	Sumpul	Río Sumpul	Chalatenango	0.0	0.0	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	<b>5.5</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coordenadas actualizadas: 14.045, -88.807933.</li> <li>• No hay población aledaña, según lo descrito en Plan Maestro hay oposición a PCH.</li> <li>• Se encuentra sobre un área de conservación.</li> <li>• El río tiene influencia sobre algunos terrenos para aprovechamiento agrícola.</li> <li>• Potencial: 16.200 MW.</li> <li>• El plan Maestro describe que las poblaciones aledañas no permiten el desarrollo de proyectos hidráulicos por el arraigo histórico que se tiene al río.</li> </ul>

5	Sucio, Los Tetuntes	Rio Sucio	La Libertad	0.0	1.0	0.5	1.0	1.0	0.0	0.0	1.0	4.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coord. actualizadas: 13.8536111, -89.29666666666667.</li> <li>• PCH en operación.</li> <li>• PCH involucrada en el caso de sobrepoblación de centrales sobre el río Sensunapán.</li> <li>• Se encuentra en el límite de un área de conservación y cercana a un área protegida en proceso de declaratoria.</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, pero el río es usado para cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• Río con buen caudal, pero alta densidad de PCHs, potencial de 6.6 MW.</li> </ul>
6	La Joya	Rio Acahuapa	San Vicente	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	0.0	1.0	1.0	5.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio muy cercano a pequeños poblados dispersos, se encuentra a aproximadamente 5 km del municipio de San Vicente.</li> <li>• El sitio esta sobre un área de conservación y cercano a un área protegida en proceso de declaratoria.</li> <li>• El sitio no está sobre una zona de importancia económica, pero el río tiene influencia sobre zonas agrícolas y asentamientos humanos.</li> <li>• La única central que desemboca en el río es la Central Hidroeléctrica 15 de septiembre, potencial de 3 MW.</li> </ul>
7	Cucumacayán (Reconversión)	Rio Sensunapán	Sonsonate	0.0	0.0	0.5	0.5	1.0	0.0	0.0	1.0	3.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Coord. actualizadas: 13.75953, -89.72037.</li> <li>• PCH en operación.</li> <li>• PCH involucrada en el caso de sobrepoblación de centrales sobre el río Sensunapán.</li> <li>• Se encuentra sobre la reserva de biósfera Apaneca-Illamatepec.</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, pero el río es usado para cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio cercano a urbanizaciones.</li> <li>• Río con buen caudal, pero alta densidad de PCHs.</li> <li>• Potencial: 2.3 MW.</li> </ul>
8	Chorreron Jiboa	Rio Jiboa	La Paz	0.5	0.5	0.3	1.0	1.0	1.0	0.5	1.0	5.8	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• El sitio está situado sobre un área de conservación.</li> <li>• El río tiene influencia sobre cultivos agrícolas.</li> <li>• Potencial: 2.00 MW.</li> </ul>
9	Sonzacate (Nahuizalco II)	Rio Sensunapán	Sonsonate	0.0	0.0	0.5	0.5	1.0	0.0	0.0	1.0	3.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PCH en fases de estudio.</li> <li>• PCH involucrada en el caso de sobrepoblación de centrales sobre el río Sensunapán.</li> <li>• Se encuentra sobre la reserva de biósfera Apaneca-Illamatepec.</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, pero el río es usado para cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio cercano a urbanizaciones.</li> <li>• Río con buen caudal, pero alta densidad de PCHs.</li> <li>• Potencial: 2.839 MW.</li> </ul>

10	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cuscatlán/ Cabañas	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	0.2	<b>5.7</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio muy cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• El sitio está situado sobre el sitio Ramsar Cerrón Grande, sobre un área de conservación y cercano a un área protegida declarada.</li> <li>• El río tiene influencia sobre pocos cultivos agrícolas.</li> <li>• Potencial: 1.05 MW.</li> </ul>
11	Titihuapa I	Rio Titihuapa	San Salvador/ La Paz	0.5	0.0	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	0.4	<b>4.9</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio situado a aproximadamente a 1.5 km de un poblado considerablemente grande.</li> <li>• El sitio está situado sobre un área de conservación.</li> <li>• Esta sobre sitios agrícolas.</li> <li>• El río Titihuapa no es usado como recurso hidroeléctrico.</li> <li>• Potencial: 1.315 MW.</li> </ul>
12	Titihuapa III	Rio Titihuapa	Cabañas/ San Vicente	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	<b>6.5</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio muy cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• El sitio está situado sobre un área de conservación y cercano a un área protegida en proceso de declaratoria.</li> <li>• El río Titihuapa no es usado como recurso hidroeléctrico.</li> <li>• Potencial: 2.1 MW.</li> </ul>
13	Titihuapa V	Rio Titihuapa	Cabañas/ San Vicente	1.0	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	0.2	<b>6.2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• No se encuentra sobre un área de conservación medioambiental.</li> <li>• Esta sobre sitios agrícolas.</li> <li>• El río Titihuapa no es usado como recurso hidroeléctrico.</li> <li>• Potencial mayor a 1MW.</li> </ul>
14	Cuyuapa	Rio Cuyuapa	Sonsonate	0.5	0.5	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.2	<b>4.2</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• No se encuentra sobre un área de conservación medioambiental.</li> <li>• Esta sobre sitios agrícolas.</li> <li>• Hay una alta densidad de PCHs, debido a que el sitio se encuentra en Sonsonate</li> <li>• Potencial: 1.020 MW.</li> </ul>
15	Suquiapa	Rio Suquiapa	Santa Ana	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	0.0	1.0	<b>5.5</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• No se encuentra sobre un área protegida o de conservación medioambiental.</li> <li>• Esta sobre sitios agrícolas.</li> <li>• Hay una alta densidad de PCHs, debido a que el sitio se encuentra en la zona occidental del país, sitio con potencial de 3.530 MW.</li> </ul>
16	Grande Chalatenango	Rio Grande de Chalatenango	Chalatenango	0.5	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	0.6	<b>6.1</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• Se encuentra en zonas de alta vegetación que pueden afectar el permiso ambiental.</li> <li>• Esta sobre sitios agrícolas, potencial 1.63 MW.</li> </ul>
17	Sucio III	Rio Sucio	La Libertad/ San Salvador	0.0	0.0	0.5	1.0	1.0	0.0	1.0	1.0	<b>4.5</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• Se encuentra dentro del área de Conservación Alto Lempa.</li> <li>• Esta sobre sitios agrícolas.</li> <li>• Sobre el mismo río se encuentra en operación la PCH Río Sucio.</li> <li>• Potencial: 2.025 MW.</li> </ul>

18	Poloros	Rio Poloros	La Unión	1.0	1.0	0.3	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	7.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• No se encuentra dentro de ningún área de importancia ambiental.</li> <li>• Situado cerca de sitios de aprovechamiento agrícola.</li> <li>• Potencial: 2.025 MW.</li> </ul>
19	Huiza II	Rio Huiza	La Libertad/ San Salvador	1.0	1.0	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	7.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</b></li> <li>• <b>La ubicación del sitio se encuentra cercano a las zonas de conservación Costa del Bálsamo y El Playón, sin embargo, el sitio no se ubica sobre ningún área categorizada por el MARN que indique relevancia ambiental.</b></li> <li>• <b>Situado en un terreno de vegetación escasa y es cerca de sitios de aprovechamiento agrícola, sitio con potencial de 2.1 MW.</b></li> </ul>
20	Santo Domingo (Presa 1, 2 y 3)	Rio Tepechapa/ Río Cacahuata	Sonsonate	0.0	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	0.0	0.6	4.6	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• No se encuentra sobre un área protegida o de conservación medioambiental.</li> <li>• Esta sobre sitios agrícolas.</li> <li>• Hay una alta densidad de PCHs, debido a que el sitio se encuentra en la zona occidental del país.</li> <li>• Potencial: 1.540 MW.</li> </ul>
21	Chacala Los Apantes (Presa 1 y 2)	Rio Chacala/ Río Los Apantes	Ahuachapán	0.0	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	0.0	0.6	4.6	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• No se encuentra sobre un área protegida o de conservación medioambiental.</li> <li>• Esta sobre sitios agrícolas.</li> <li>• Hay una alta densidad de PCHs, debido a que el sitio se encuentra en la zona occidental del país.</li> <li>• Potencial: 1.500 MW.</li> </ul>
22	Santa Rita	Rio Jiboa	La Paz	0.5	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	7.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• Se encuentra dentro del área de conservación San Vicente Norte, su suelo es de tipo litosol.</li> <li>• No se identifica información de que se haya concretado la prefactibilidad del sitio.</li> <li>• Potencial: 8.357 MW.</li> </ul>
23	San José Loma	Rio Jiboa	La Paz	0.5	0.0	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	5.8	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sitio cercano a pequeños poblados dispersos.</li> <li>• Se encuentra dentro del área de conservación San Vicente Norte, su suelo es de tipo litosol.</li> <li>• Esta sobre sitios agrícolas.</li> <li>• No se identifica información de que se haya concretado la prefactibilidad del sitio., potencial del sitio 1.901 MW</li> </ul>
24	Venecia Prusia	Rio Sucio	San Salvador	0.5	1.0	0.0	0.0	1.0	0.0	1.0	0.2	3.7	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Esta PCH se encuentra en operación.</li> <li>• Sobre este río se encuentra ubicada la PCH río Sucio.</li> <li>• Se encuentra dentro de un área urbana.</li> <li>• Esta sobre sitios de donde se desarrollan diferentes actividades económicas, sitio con potencial de 1.200 MW.</li> </ul>

25	Las Pilonas	Rio Huiza	San Salvador	1.0	1.0	0.3	0.5	1.0	1.0	1.0	0.2	<b>6.0</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH actualmente sobre el río</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación.</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, pero el río es usado para cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio muy cercano a pueblo cantón El Jutillo, también se encuentra un atractivo turístico que es cascada las pilonas</li> <li>• Río con bajo caudal, potencial de 1.1 MW potencial bajo.</li> </ul>
26	Torola	Rio Torola	San Miguel	1.0	1.0	0.3	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	<b>6.8</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, pero el río es usado para cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio muy cercano a pueblo, también se encuentra cerca con la frontera de honduras</li> <li>• Río con buen caudal.</li> <li>• Potencial: 4.321 MW posee buen potencial</li> </ul>
27	Malancola	Rio Jiboa	La Paz	1.0	1.0	0.3	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	<b>6.8</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, pero el río es usado para cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio muy cercano a pueblo Santa Cruz Chacastal.</li> <li>• Río con caudal considerable.</li> <li>• Potencial: 4.175 MW posee buen potencial</li> </ul>
28	Grande de San Miguel, San Juan	Rio Grande de San Miguel	Usulután	1.0	1.0	0.3	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	<b>7.3</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación, pero se encuentra cerca de laguna el jocotal</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, ni de cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio no se encuentra cercano a pueblos</li> <li>• Río con buen caudal, potencial del sitio 4.5 MW.</li> </ul>
29	Grande de San Miguel, San José	Rio Grande de San Miguel	Usulután	0.5	1.0	0.3	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	<b>6.8</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación, pero se encuentra cerca de laguna el jocotal</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, ni de cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio no se encuentra cercano a pueblos</li> <li>• Río con buen caudal.</li> <li>• Potencial: 3.2 MW posee buen potencial</li> </ul>
30	Chilama I (Presa 1 y 2)	Río Chilama/ Río Siguapate	La Libertad	1.0	1.0	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	<b>7.3</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, ni de cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio no se encuentra cercano a pueblos</li> <li>• Río con buen caudal, potencial del sitio 2.623 MW.</li> </ul>

31	El Jabio	Rio Sensunapán	Sonsonate	0.5	1.0	1.0	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	7.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, ni de cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio se encuentra cercano a pueblos</li> <li>• Río con caudal considerable.</li> <li>• Potencial: 2.00 MW posee buen potencial</li> </ul>
32	Tilapa II	Rio Grande de Chalatenango	Chalatenango	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8	7.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación, pero se encuentra cerca de sitio Ramsar cerrón grande</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, ni de cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio no se encuentra cercano a pueblos</li> <li>• Río con bajo caudal.</li> <li>• Potencial: 1.925 MW posee bajo potencial</li> </ul>
33	Los Pueblos II	Rio de Los Pueblos	Cabañas	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.2	7.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, ni de cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio no se encuentra cercano a pueblos</li> <li>• Río con bajo caudal.</li> <li>• Potencial: 1.247 MW</li> </ul>
34	Guascorán	Rio El Sauce	La Unión	1.0	1.0	0.5	1.0	1.0	1.0	1.0	0.6	7.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, ni de cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio no se encuentra cercano a pueblos</li> <li>• Río con alto caudal.</li> <li>• Potencial: 12.5 MW posee el 3er potencial más alto</li> </ul>
35	Tilapa I	Rio Grande de Chalatenango	Chalatenango	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.2	7.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• No hay PCH sobre el río.</li> <li>• No se encuentra en área natural ni de conservación, pero se encuentra cerca de sitio Ramsar Cerrón Grande</li> <li>• No está directamente sobre un sitio de importancia económica, ni de cultivos agrícolas.</li> <li>• Sitio no se encuentra cercano a pueblos</li> <li>• Río con bajo caudal.</li> <li>• Potencial: 1.025 MW</li> </ul>

## 5. Análisis y selección de la mejor alternativa.

Como paso penúltimo se realiza el análisis y selección del mejor sitio como parte de la aplicación de la metodología Multicriterio donde se integran las evaluaciones individuales de cada sitio y se toma una decisión objetiva.

Por tanto, a partir de ello se obtiene que el sitio con mayor ponderación es el sitio Huiza II, para este sitio se harán todas las valoraciones respectivas para llevar a cabo la implementación de un posible proyecto hidráulico, aplicando todos los criterios técnicos, entre otros.

El proceso llevado a cabo para tener como resultado este sitio ha combinado los diferentes pesos asignados a los criterios resultando en una puntuación global para el sitio de 7.4 considerándose la mejor alternativa, ya que para la mayoría de los criterios definidos este sitio los cumple.

## 6. Sensibilidad y análisis de robustez

Con el análisis de robustez y sensibilidad se garantiza que la decisión tomada es la más robusta frente a variaciones realizando posibles ajustes a los pesos asignados a los criterios identificando aquellos criterios que tienen un impacto significativo en la decisión, de manera que puedan influir de manera más notoria al realizarse tal análisis el sitio Titihuapa V, es que más se acerca, sin embargo, el resultado se mantiene para el sitio Huiza II.

En conclusión, luego de aplicar la metodología de toma de decisiones multicriterio para la selección de un sitio de los propuestos por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables, se identifica que el sitio Huiza II como el más adecuado. Esta elección se basa en la ponderación de los criterios propuestos demostrando el sitio seleccionado un valor mayor, nuestro análisis de

sensibilidad sugiere que la decisión es robusta frente a variaciones en los pesos de los criterios. Sin embargo, pueden existir limitaciones inherentes a este enfoque especialmente en cuanto a la disponibilidad de datos precisos y la capacidad de prever todos los posibles escenarios futuros.

Finalmente, la baja ponderación que los otros sitios han recibido no necesariamente significa que el sitio no sea adecuado para una PCH, podría deberse a la falta de datos completos almacenados en fuentes secundarias, además que es un proceso altamente técnico y multidisciplinario que requiere comprensión de otros numerosos factores que actualmente no se están valorando, para determinar si el sitio es realmente adecuado se deben llevar más investigaciones exhaustivas y análisis detallados lo que implica considerar nuevos criterios que puedan surgir, recopilar datos más precisos y realizar estudios técnicos y ambientales más profundos tomando en cuenta categorizaciones de los distintos Ministerios o involucrar otros expertos en otras ramas de la ciencia tales como geología, medio ambiente, entre otros.

### 3.3. DESCRIPCIÓN DEL SITIO SELECCIONADO

El sitio seleccionado aplicando la metodología de toma de decisiones Multicriterio resulta en el sitio Huiza II.

Tabla 3.3. Descripción de sitio seleccionado. Fuente: Elaboración propia

Nombre del Río: río Huiza	
Sitio:	Huiza II
Departamento:	La Libertad
Distrito:	Huizúcar
Municipio:	La Libertad Este
Latitud:	13.5500
Longitud:	-89.2278

La cuenca del río Huiza se encuentra ubicado dentro de la región hidrográfica Mandinga-Comalapa, dicha región está comprendida por pequeñas cuencas

situadas entre la Cordillera del Bálsamo y la Costa del Océano Pacífico, en los departamentos de Sonsonate, San Salvador, La Libertad y La Paz.

El río Huiza nace en los alrededores de la cordillera del Bálsamo y transita los distritos de San Marcos, Huizúcar y San José Villanueva hasta desembocar en el cantón la Bocana Toluca el cual pertenece al distrito del Puerto de la Libertad, punto donde se toma como referencia como vertedero de la cuenca de dicho río.

La geología dentro del río Huiza es la formación geológica es predominantemente es la formación de Bálsamo, la cual está formado por aglomerados, lavas básicas a intermedias con intercalación de fanglomerados y limolitas, la segunda formación geológica predominante es la formación de Cuscatlán, la cual está constituida principalmente por ignimbritas. Otra formación geológica es la de San Salvador, la cual es la más reciente de las 3 y está conformado por piroclastos ácidos, tobas color café y materiales aluviales [27].

### **3.3.1. PRINCIPALES AFLUENTES Y CARACTERÍSTICAS DE POTENCIAL HIDRÁULICO**

La red hídrica que contiene a la cuenca del río Huiza nace en la cordillera del Bálsamo aproximadamente a los 1,500 msnm y contiene como afluente principal a los ríos Obraje y El Muerto, El Zapote. El drenaje en la zona baja se torna muy dinámico, debido a la consistencia del material aluvial denominado como planicie costera, por el cual el cauce del río tiende a cambiar constantemente.

El río Jiboa tiene un potencial significativo debido a su caudal de agua, sin embargo, su caudal varía estacionalmente debido a las lluvias, estación en la cual aumenta su caudal y por ende su posibilidad de un mayor potencial hidroeléctrico.

Además, la topografía montañosa en algunas áreas de la cuenca del río Jiboa proporciona una altura neta de caída del agua que es esencial para la generación de energía hidroeléctrica eficiente. Cuanto mayor sea esta altura mayor será la potencia que se puede generar a partir del flujo de agua.

#### **4. EVALUACIÓN DEL SITIO**

La evaluación del sitio seleccionado para la implementación de PCH es un proceso en el cual implica un análisis de diversos factores que abarcan aspectos técnicos, ambientales, económicos y sociales. En este proceso se lleva a cabo la evaluación del régimen de caudales con el objetivo de comprender la variabilidad estacional de estos a lo largo de los años en análisis y determinar la capacidad de generación eléctrica.

Se estudia además la ubicación de las principales infraestructuras del proyecto, considerando las longitudes óptimas de canaleta y altura bruta, con este enfoque técnico se busca maximizar la eficiencia y rendimiento de la PCH.

Como parte del estudio técnico, se lleva a cabo el diseño de las obras y equipos necesarios para el desarrollo del proyecto.

Un componente fundamental de la evaluación incluye el estudio de impacto ambiental, donde se evalúa posibles impactos ambientales, entre ellos cambios en los ecosistemas y se propone posibles medidas de mitigación para minimizar el posible impacto a las comunidades aledañas.

##### **4.1. DATOS DE PRECIPITACIÓN**

La evaluación del sitio implica la estimación de caudales y capacidad de generación eléctrica, sin embargo, para determinar tales parámetros se requiere de la data de precipitaciones lluviosas de las estaciones meteorológicas que influyen sobre la cuenca del sitio, dicha data debe considerarse un histórico de 20 años, esta información se obtiene a través del MARN ya que es la entidad encargada de administrarla.

La información que se utiliza para llevar a cabo la evaluación corresponde a los años desde 1991 a 2010, en anexo K, se presenta carta de solicitud enviada a la DOA para datos actualizados de la cual no se recibió una respuesta, todo ello siguiendo el procedimiento dictaminado para la obtención de la información.

## 4.2. ESTUDIO DE CAUDALES

Como se describe en el apartado 1.5.2. el estudio de caudales y delimitación de cuenca hidrográfica se realiza mediante el software SAGA GIS.

### 4.2.1. DELIMITACIÓN DE CUENCA Y VERTIENTES

La delimitación de cuenca y sus vertientes, proceso en cual se identifican y/o trazan los límites geográficos de una cuenca hidrográfica y las vertientes que la componen con el fin de analizar y procesar la información de manera eficaz.

Cuenca del sitio Huiza II:

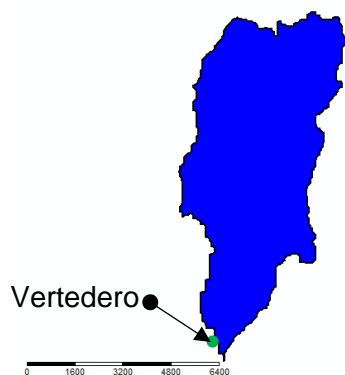


Fig. 4.1. Cuenca del sitio Huiza II. Fuente: Elaboración propia

Datos de área y perímetro de cuenca:

Tabla 4.1. Datos de área y perímetro de cuenca. Fuente: Elaboración propia

*Table Description*

Field	Name	Type	Minimum	Maximum	Mean	Standard Deviation
1	ID	signed 4 byte integer	1	1	1	0
2	Z	8 byte floating point number	100	100	100	0
3	PERIMETER	8 byte floating point number	35448.89682	35448.89682	35448.89682	0
4	AREA	8 byte floating point number	38130423.412374	38130423.412374	38130423.412374	0

A partir del análisis de Polígonos de Thiessen mediante SAGA-GIS se determina que la cuenca del sitio Huiza II, se encuentra influenciada únicamente por la estación meteorológica San Salvador-Ilopango.

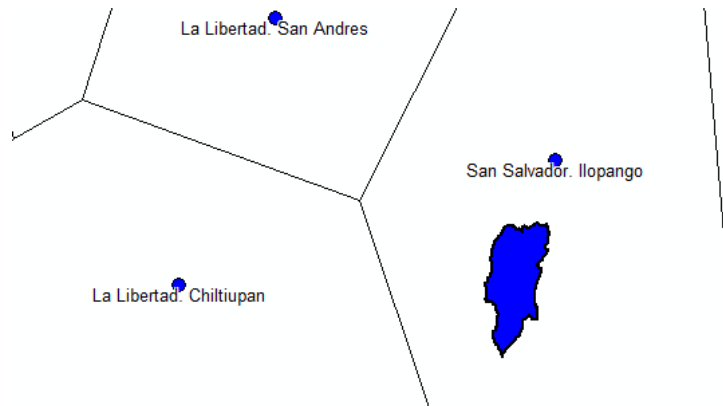


Fig. 4.2. Estaciones que influencia en cuenca de sitio Huiza II. Fuente: Elaboración propia

Según el análisis para zonas de comportamiento similar del SNET la cuenca del sitio Huiza II se ubica en la número 1, en el apartado 1.5.9.1. se muestran los valores del factor de corrección para el cálculo del caudal considerando la permeabilidad de los suelos, entre otros aspectos.

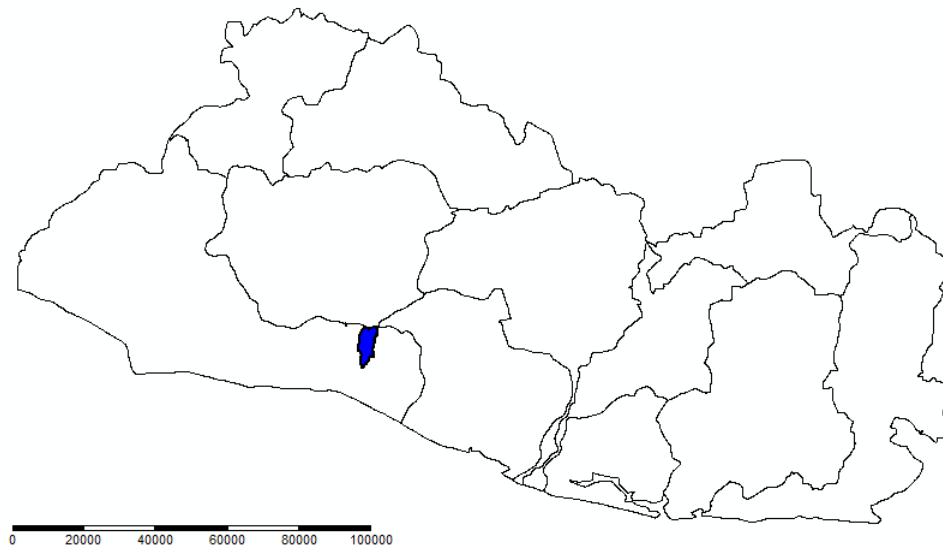


Fig. 4.3. Zona de comportamiento similar del SNET y cuenca de sitio Huiza II. Fuente: Elaboración propia

### 4.3. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DE RECURSO HÍDRICO PRECIPITACIÓN-ESCORRENTÍA.

Partiendo de la delimitación de cuenca, y su información, el proceso subsiguiente es aplicar la metodología de cuantificación de recurso hídrico, para este análisis con la Metodología Precipitación-Escorrentía, se considera lo siguiente:

Con la fig. 1.13, y fig. 4.3 se obtienen los valores de factor de corrección del SNET que corresponden según la zona de comportamiento similar en la cual la cuenca se ubica, para el sitio Huiza II.

Por consiguiente, se requiere los valores de precipitación de las estaciones meteorológicas que poseen influencia sobre la cuenca hidrográfica, en fig. 4.2, se muestra que la estación San Salvador-Ilopango es la que influencia el sitio Huiza II, los datos de precipitación obtenidos a través de la DOA del MARN corresponden a los años 1991-2010, es con los cuales se realiza el análisis de caudales.

Además, con el software SAGA-GIS se determina los valores de área de la cuenca, tal como se muestra en la tabla 4.1, también se calcula de manera aproximada, longitudes de canaleta, tubería forzada y ubicación de principales obras civiles, casa de máquinas, obra de toma, cámara de carga, etc.

En la cuantificación de caudales medios se calcula primeramente el promedio de los milímetros de lluvia por cada mes de los 20 años, en la tabla 4.2, se muestra los valores de caudales medios aplicando la ecuación 18, a partir de los mm medios.

$$Q_m = \frac{mm \text{ prom. lluvia mensual} * 1,000 * F_C * A_{cuenca}}{N * 86,400} \quad [m^3/s] \quad (18)$$

Donde,  $F_c$  corresponde al valor de factor de corrección de precipitaciones para zonas de comportamiento similar para el mes en análisis,  $A_{cuenca}$ , área de la cuenca influenciada por la estación meteorológica,  $N$ , número de días del mes y el valor de 86,400 es un factor de conversión a segundos de las horas del día.

Tabla 4.2. Caudales medios mensuales de estación San Salvador-Ilopango, zona 01.  
Fuente: Elaboración propia

Estación meteorológica San Salvador-Ilopango			
Mes	N	$Q_m$ [m <sup>3</sup> /s]	$Q_m$ [L/s]
Enero	31	0.065	65.126
Febrero	28	0.084	83.588
Marzo	31	0.158	157.706
Abril	30	0.213	212.969
Mayo	31	0.381	381.218
Junio	30	0.730	730.082
Julio	31	1.038	1037.999
Agosto	31	1.130	1130.297
Septiembre	30	1.514	1514.538
Octubre	31	1.498	1498.395
Noviembre	30	0.646	645.772
Diciembre	31	0.186	186.518

Con la información de tabla 4.2. se concluye la aplicación de la metodología precipitación-escorrentía, con la misma se conoce el comportamiento del río para posteriormente determinar cómo se puede aprovechar en la generación de electricidad.

#### 4.4. DETERMINACIÓN DE RÉGIMEN DE CAUDALES (CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS)

Para la curva de caudales clasificados, se parte de los caudales medios mensuales ordenados de forma descendente, los días de cada mes y los días acumulados según tabla 4.3.

Con esta información se deduce la cantidad días en que puede estar en operación la PCH, tomando de referencia un caudal óptimo.

Haciendo la consideración del 10% del caudal ecológico que se describe en el apartado 1.6.6, se obtiene el valor de caudal disponible, que es el cual se podrá turbinar y posteriormente generar electricidad.

Tabla 4.3. Caudales disponible y periodo de tiempo de permanencia. Fuente: Elaboración propia

Mes	N	Qm [m <sup>3</sup> /s]	Qm [L/s]	Q disp. [m <sup>3</sup> /s]	Días acum.
Septiembre	30	1.515	1514.538	1.363	30
Octubre	31	1.498	1498.396	1.349	61
Agosto	31	1.130	1130.297	1.017	92
Julio	31	1.038	1037.999	0.934	123
Junio	30	0.730	730.082	0.657	153
Noviembre	30	0.646	645.772	0.581	183
Mayo	31	0.381	381.219	0.343	214
Abril	30	0.213	212.970	0.192	244
Diciembre	31	0.187	186.518	0.168	275
Marzo	31	0.158	157.707	0.142	306
Febrero	28	0.084	83.588	0.075	334
Enero	31	0.065	65.127	0.059	365

De tabla 4.3 se grafica los valores de caudal medio en el eje de las ordenadas y días acumulados en las abscisas.

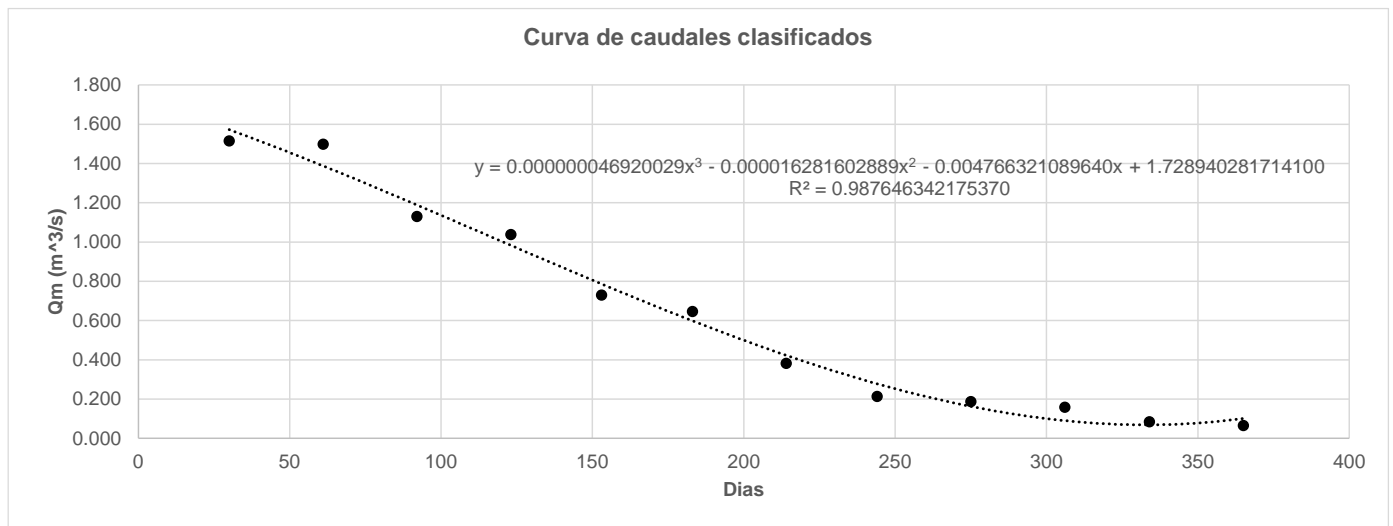


Fig. 4.4. Curva de caudales clasificados para cuenca de sitio Huiza II. Fuente: Elaboración propia

La ecuación de la curva que describe el comportamiento del caudal es la 19, generalmente se determina una ecuación de grado 3, y el  $R^2$  brinda un valor de que tan cerca están los valores de la línea de regresión ajustada:

$$Q = 4.6920029 \times 10^{-8}N^3 - 1.6281602889 \times 10^{-5}N^2 - 4.76632108940 \times 10^{-3}N + 1.728940281714100 \quad [m^3/s] \quad (19)$$

#### 4.5. DETERMINACIÓN DE CAUDALES MÁXIMOS (HIDROGRAMA)

Para predecir el comportamiento del río en un futuro, en referencia a los históricos de los caudales máximos en el pasado, se construye el hidrograma en un periodo de tiempo suficiente donde se consideran escenarios de diferentes años, para obtener un resultado confiable.

Para generar la gráfica se tienen los valores de caudales medios en eje de las ordenadas y en el eje de las abscisas los meses del año.

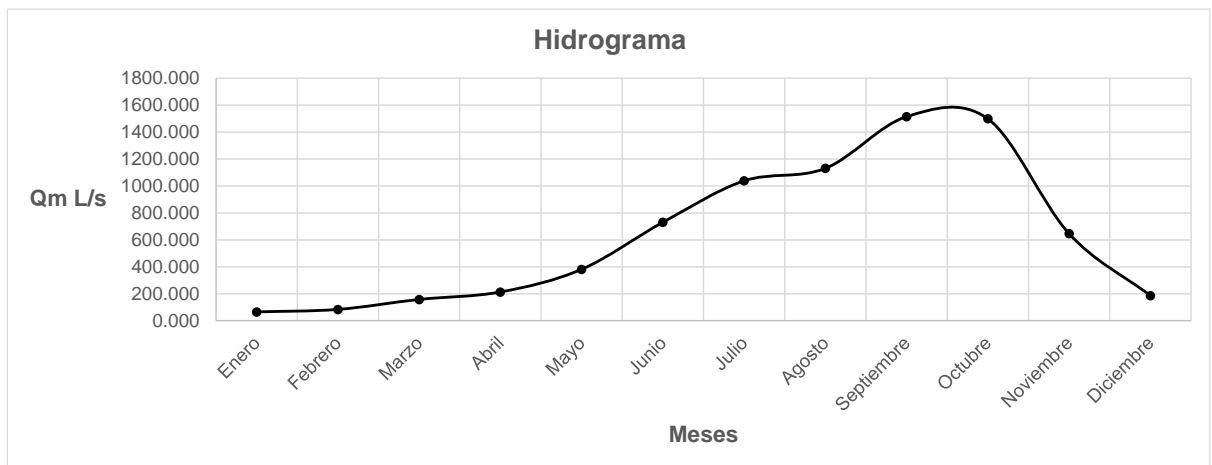


Fig. 4.5. Hidrograma de cuenca de río Huiza, años 1991-2010. Fuente: Elaboración propia

A partir de la fig. 4.5. se observa que el valor máximo de caudal se tiene en el mes de septiembre con un valor de 1514.54 L/s o 1.514 m<sup>3</sup>/s siendo los meses de enero, febrero, marzo y diciembre con los más bajos valores de caudales sobre el río.

#### 4.6. ESTUDIO TÉCNICO

Con el desarrollo del estudio técnico de la PCH se diseña la forma en que se generará la energía que será entregada a las empresas distribuidoras en caso de aplicar, a través de un contrato de compraventa de energía. El estudio técnico permite definir los siguientes componentes del proyecto hidroeléctrico:

- Estudio de localización y levantamiento topográfico.
- Cálculo de caudales de diseño que debe garantizar la obtención de la potencia de generación hidroeléctrica estimada en función de las condiciones hidrológicas de la zona donde se ubica el aprovechamiento.
- Diseño de obras civiles y electromecánicas.

#### 4.7. UBICACIÓN DE LA OBRA DE DERIVACIÓN Y BOCATOMA DEL SITIO

Para definir la altura bruta se determina la ubicación de las obras de derivación ya que será ahí donde se inicie las mediciones, en la fig. 4.6 se presenta la propuesta de ubicación de la obra de derivación y la bocatoma.



Fig. 4.6. Ubicación de obras de derivación y bocatoma. Fuente: Google Earth

Para la ubicación de estas obras es importante la consideración del comportamiento de la carga de sólidos en suspensión del flujo de agua. En tramos rectos de los ríos el flujo es uniforme y en su parte alta contiene menor cantidad de sólidos, en los tramos curvos, en cambio, se produce un flujo en forma de espiral, que erosiona de arriba hacia abajo el margen externo de la curva y se mueve de abajo hacia arriba a la salida del codo depositando el material en suspensión en el margen interno de la curva.

Por ende, la ubicación apropiada para una bocatoma es en los tramos rectos y estables del río, dependiendo de la topografía, geología, el comportamiento de los suelos; y principalmente, de las variaciones hidrológicas del lugar que servirá de emplazamiento.

Determinado el punto de ubicación de las obras de derivación y bocatoma, inicia el estudio para determinar la óptima caída de altura y a través de un programa de visualización geográfica se visualiza las áreas convenientes para la casa de máquinas, alguna de estas características de este punto debe ser que se encuentre en una zona lo suficientemente plana para llevar a cabo la construcción y además estar cerca de una vertiente para que pueda descargar ahí el agua turbinada. Otro punto muy importante es que la canaleta y la tubería no tenga una longitud extremadamente grande ya que se elevarían los costos y podrían reducir la altura bruta debido a las pérdidas ocasionadas por estas.

#### **4.8. EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE UBICACIÓN DE OBRAS CIVILES Y ELECTROMECAÑICAS**

Para definir las distintas alternativas se debe hacer una combinación de casos donde se tengan mayores caídas de alturas que conlleven mayores longitudes

de canales de derivación y tubería de presión o menos caída de altura que tengan menores tramos de canal de derivación y tubería de presión.

Algunos de los aspectos que se tienen en cuenta para definir las trayectorias y ubicaciones de las obras civiles son:

- La canaleta debe estar siempre a la altura de la obra de derivación con el fin de evitar las pérdidas de altura, aunque esto conlleve una mayor longitud de canal.
- La cámara de carga y la casa de máquinas se ubican en lugares en los cuales se tienen terreno plano suficiente para llevar a cabo construcciones.
- En la trayectoria de la tubería forzada se busca que esta descienda con la menor cantidad de cambios de dirección, con el fin de evitar pérdidas debido a accesorios que permiten este cambio de dirección.
- Las longitudes de las canaletas se obtienen con la herramienta *measure distance* del software SAGA-GIS para las distintas alternativas.

La consideración de diversas alternativas es esencial para identificar la opción óptima que se ajuste a los objetivos de rentabilidad, técnicos entre otros, en las alternativas que se presenta se busca la configuración que brinde mejores resultados y rentabilidad, incurriendo en menores costos para llevar a cabo un proyecto hidroeléctrico.

#### **4.8.1. ALTERNATIVA I**

Como primera alternativa se busca obtener la mayor caída de altura bruta para obtener una producción de energía eléctrica mayor, lo que se traduce en mayores ingresos por generación, sin considerar la longitud de canaleta.

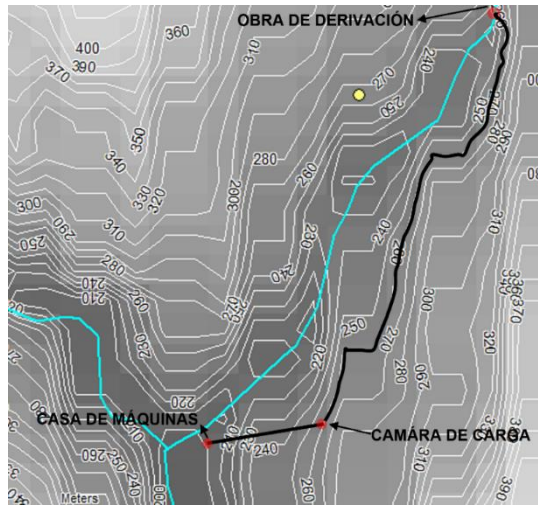


Fig. 4.7. Alternativa I ubicación de obras civiles. Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.4. Valores de altura bruta y longitud de canaleta alternativa I.

Descripción	Medida (m)
Altura Bruta	60
Canaleta aprox.	856.20

#### 4.8.2. ALTERNATIVA II

Como segunda alternativa se busca obtener una mayor caída de altura bruta y menor longitud de canaleta, con respecto a la alternativa I, esto conlleva menores costos de construcción de las obras civiles, considerando la envergadura de estas, aunque se sacrifica la generación de energía eléctrica lo cual podría influir en menores ingresos por generación.

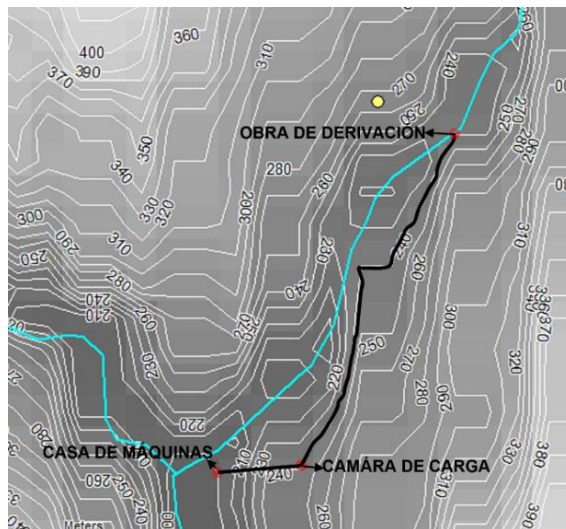


Fig. 4.8. Alternativa II ubicación de obras civiles. Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.5. Valores de altura bruta y longitud de canaleta alternativa II.

Descripción	Medida (m)
Altura Bruta	40
Canaleta aprox.	683.44

#### 4.8.3. ALTERNATIVA III

Como tercera alternativa se busca obtener una caída de altura bruta y longitud de canaleta con respecto a las anteriores alternativas que genere menores costos de construcción, esto podría conllevar una menor generación de energía eléctrica generando menores ingresos por generación, pero a su vez menores costos de construcción de la obra ya que se requiere de una menor longitud de canaleta y menores costes por tubería forzada, así mismo de la canaleta.

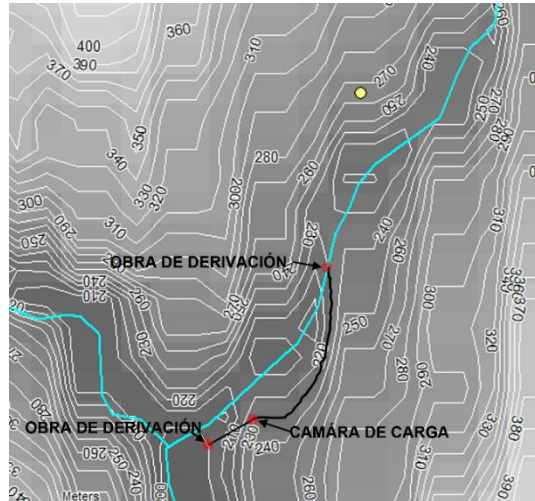


Fig. 4.9. Alternativa III ubicación de obras civiles. Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.6. Valores de altura bruta y longitud de canaleta alternativa III

Descripción	Medida (m)
Altura Bruta	30
Canaleta aprox.	327.96

#### 4.8.4. PRESELECCIÓN DE TURBINA Y DETERMINACIÓN DE CAUDAL ÓPTIMO DE DISEÑO U EQUIPAMIENTO

La determinación del caudal óptimo se realiza mediante la metodología de análisis de generación de energía, se selecciona el caudal con el cual se genera

mayor energía durante un año. Este caudal es importante ya que con este se define el diseño de las principales obras civiles como la canaleta, el desarenador y la tubería forzada, para la aplicación preselecciona una turbina ya que la metodología requiere de valores de aproximación a la operación real.

Además, con base a los valores de altura bruta de las tres alternativas propuestas a estudio, asumiéndose un 10% de pérdidas valor que generalmente es utilizado, ya que posteriormente se hace el cálculo considerando todos los aspectos que generan pérdidas de altura en una PCH, se realiza una aproximación de altura neta. Y la suposición que se utilizan turbinas tipo Michell-Banki, con una eficiencia turbina-generador del 85% [29] y [44].

A partir de la ecuación 19 de comportamiento de caudales diarios y ecuación 15 de energía, se realiza el análisis respectivo para determinar el caudal para el cual se obtiene el valor máximo de generación eléctrica.

Para las tres alternativas propuestas, los valores de caudal de equipamiento, ecológico y mínimo técnico es el mismo, en el caso del mínimo técnico considerando que se instala el mismo tipo de turbina fig. 1.18, en apartado 1.6.4. se aborda el cálculo de caudal de equipamiento y mínimo técnico y en 1.6.6. el caudal ecológico, teniendo lo siguiente:

Tabla 4.7. Valores de caudal de equipamiento preliminar. Fuente: Elaboración propia

Descripción	Valor
Eficiencia turbina-Generador	85%
Caudal de equipamiento [m <sup>3</sup> /s]	0.8976
Valor de E. Máxima [kWh]	1,262,048.32
Días de ocurrencia	136
Caudal ecológico 10% [m <sup>3</sup> /s]	0.0898
Tipo turbina preliminar	Michell Banki
Caudal mínimo técnico k=0.015 [m <sup>3</sup> /s]	0.01346

Los datos anteriores considerados y obtenidos de manera preliminar presentados en tabla 4.7, se someterán a un nuevo análisis, realizando una nueva preselección de turbina a partir de los valores de altura obtenidos para las tres alternativas y el caudal de equipamiento preliminar ya que se realiza con el fin de obtener un acercamiento de los valores definitivos, para ello se considera además la curva de eficiencia de la turbina.

A partir de la figura 1.20 y el valor de caudal preliminar de  $0.8976 \text{ m}^3/\text{s}$  se obtiene que se pueden elegir turbinas Michell-Banki o Francis, esto también dependerá del tipo de grafica que se utilice, para las tres alternativas propuestas, por lo tanto, se continúa el análisis con turbina Michell-Banki ya que presenta para este caso mayores ventajas frente a la Francis o Kaplan que son turbinas de reacción, tales como: opera a caudales mucho menores a la Francis adaptándose mejor a las variaciones de caudales que se podrían tener en el sitio, facilidad constructiva resultando en beneficios en términos de instalación y mantenimiento y si se fabrica tiene menores costos de fabricación, entre otros, además de ser de unas de las turbinas más utilizadas en PCHs construidas en el país.

Para la determinación de los valores de caudales definitivos se toma en cuenta los siguientes parámetros.

- Valor de eficiencia de generador constante en 95%
- Eficiencia de turbina variable según curva de eficiencia de turbina Michell-Banki, con el fin de obtener el valor de caudal definitivo considerando las diversas condiciones de altura y caudal
- Los demás valores considerados en tabla 4.7 se mantienen.

A continuación, se presenta en la figura 4.10 la curva de rendimiento u eficiencia para diferentes tipos de turbinas e incluida la preseleccionada para este análisis Mitchell-Banki o flujo cruzado:

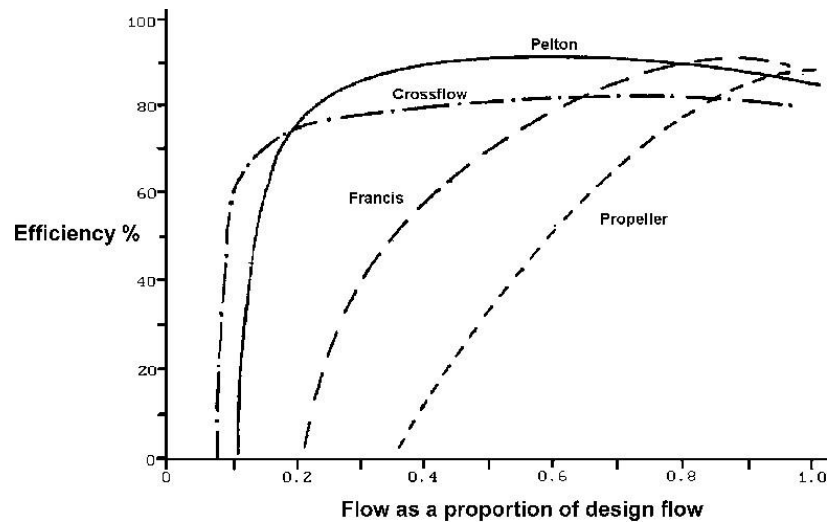


Fig. 4.10: Relación entre el rendimiento y el porcentaje del caudal de diseño para diversos tipos de turbinas [45]

Por lo tanto, a partir de las consideraciones anteriores se tienen los valores definitivos el valor de energía máxima es distinto, pero se mantiene el valor de caudal para la cual esta es máxima:

Tabla 4.8: Valores de caudal de equipamiento finales. Fuente. Elaboración propia

Descripción	Valor
Eficiencia Generador	95%
Caudal de equipamiento [m <sup>3</sup> /s]	0.8976
Valor de E. máxima [kWh]	1,451,614.386
Días de ocurrencia	136
Caudal ecológico 10% [m <sup>3</sup> /s]	0.0898
Tipo turbina preliminar	Michell Banki
Caudal mínimo técnico k=0.015 [m <sup>3</sup> /s]	0.01346

#### 4.8.5. DISEÑO DE OBRAS CIVILES

- Sistema de conducción

Los canales son cauces artificiales de forma regular que sirven para conducir el agua, la que circula por acción de la gravedad y sujeta únicamente a la presión de la atmósfera.

Si la conducción se realiza mediante un tubo que está parcialmente lleno, funcionando sin presión el tubo también actúa como canal.

En general, un canal mantiene una pendiente suave y constante por lo que conduce el agua a baja velocidad; en forma práctica, esta pendiente típicamente se puede establecer entre 0.1% y 1% lo que significa que cada 1,000 metros de longitud de canal se debe bajar en 1 a 10 metros el nivel de su perfil.

La sección transversal de los canales puede ser de diferentes configuraciones, en este caso se evaluará para todas las alternativas una canaleta trapezoidal.

Para el diseño se considera los siguientes parámetros:

- Caudal de equipamiento: 0.8976 m<sup>3</sup>/s
- Material de canaleta: Concreto
- Rugosidad: 0.015 según tabla 1.6.
- Velocidad de diseño: 2 m/s, de tabla 1.4.
- Angulo de inclinación: 60° por ende un talud (Z) de 0.58, de tabla 1.5.

Para definir la geometría de la canaleta, se estima el área de la sección transversal que debe tener, con la ecuación de caudal:

$$Q_{eq} = VA \text{ [m}^3/\text{s]} \quad (20)$$

$$A = \frac{Q_{eq}}{V} = \frac{Q_{eq}}{2} = \frac{0.8976 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}}{2.0000 \frac{\text{m}}{\text{s}}} = 0.4488 \text{ m}^2$$

Geometría de canaleta, a partir de la figura 1.16, donde por relaciones matemáticas se obtiene las ecuaciones para los diferentes parámetros a calcular:

➤ Altura ( $y$ )

$$y = \sqrt{\frac{A}{2\sqrt{1+Z^2} - Z}} \quad [m] \quad (21)$$

$$y = \sqrt{\frac{0.4488 \text{ m}^2}{2\sqrt{1+0.58^2} - 0.58}} = 0.5090 \text{ m}$$

➤ Base ( $b$ )

$$b = 2y(\sqrt{1+Z^2} - Z) \quad (22)$$

$$b = 2(0.5090 \text{ m})[\sqrt{1+0.58^2} - 0.58]$$

$$b = 0.5863 \text{ m}$$

➤ Ancho ( $T$ )

$$T = b + 2yZ \quad (23)$$

$$T = 1.1521(0.5090 \text{ m}) + 2(0.5090 \text{ m})(0.58) = 1.1769 \text{ m}$$

$$T = 1.1769 \text{ m}$$

Para conocer las pérdidas por altura se debe conocer la pendiente, lo cual depende de la configuración geométrica de la canaleta y con ecuación 9:

$$S = \left[ \frac{nV}{\left( \frac{A}{b + 2y\sqrt{1+Z^2}} \right)^{\frac{2}{3}}} \right]^2 = \left[ \frac{(0.015)(2)}{\left( \frac{0.4488}{(0.5863 + 2(0.5090)\sqrt{1+0.58^2})} \right)^{\frac{2}{3}}} \right]^2$$

$$S = 0.00558 \times 100\%$$

$$S = 0.558\%$$

Para el diseño de la canaleta el software H canales brinda el valor de los parámetros antes calculados según se muestra en fig. 4.11:

Lugar:	LA LIBERTAD	Proyecto:	SITIO HUIZA II
Tramo:	LA LIBERTAD	Revestimiento:	CONCRETO

<b>Datos:</b>	
Caudal (Q):	0.8976 m <sup>3</sup> /s
Talud (Z):	0.58
Rugosidad (n):	0.015
Pendiente (S):	0.00558 m/m

<b>Resultados:</b>			
Tirante (y):	0.5090 m	Ancho de solera (b):	0.5864 m
Perímetro (p):	1.7633 m	Área hidráulica (A):	0.4488 m <sup>2</sup>
Radio hidráulico (R):	0.2545 m	Espejo de agua (T):	1.1769 m
Velocidad (v):	2.0000 m/s	Número de Froude (F):	1.0341
Energía específica (E):	0.7129 m-Kg/Kg	Tipo de flujo:	Supercrítico

Fig. 4.11. Parámetros de diseño de canal de derivación con software H canales.  
Fuente: Software H canales

Para cada alternativa se tendrá una pérdida distinta por altura ya que esta depende directamente de la longitud de la canaleta, con ecuación 10 se obtienen las pérdidas por cada alternativa:

$$H_c = SL_c$$

$$\%perdidas = \frac{H_c}{H_b} \quad (24)$$

Alternativa I:

$$H_c = SL_c = 0.00558(856.2 \text{ m}) = 4.7775 \text{ m}$$

$$\%perdidas = \frac{H_c}{H_b} = \frac{4.7775 \text{ m}}{60.0000 \text{ m}}$$

$$\%perdidas = 7.96\%$$

Alternativa II:

$$H_c = SL_c = 0.00558(683.44 \text{ m}) = 3.8136 \text{ m}$$

$$\%perdidas = \frac{H_c}{H_b} = \frac{3.8136 \text{ m}}{40.0000 \text{ m}}$$

$$\%perdidas = 9.53\%$$

Alternativa III:

$$H_c = SL_c = 0.00558(327.96 \text{ m}) = 1.8300 \text{ m}$$

$$\%perdidas = \frac{H_c}{H_b} = \frac{1.8300 \text{ m}}{30.0000 \text{ m}}$$

$$\%perdidas = 6.10\%$$

➤ Desarenador

Cualquier tipo de toma siempre deja penetrar alguna cantidad de materiales sólidos que producen deterioros graves, ya que se van sedimentando en el fondo del canal de derivación y con el tiempo reduciendo su capacidad; y tratándose de canales que sirven a centrales hidroeléctricas, parte de estos sólidos llegan hasta las turbinas, desgastándolas por abrasión. Todo esto se evita construyendo desarenadores en los que por decantación se deposite el material fino debido a una reducción de velocidad. Algunos de los efectos adversos que ocurriría si no se tiene desarenador son los siguientes:

- Disminución de la sección de conducción del canal por sedimentación, por tanto, mayor mantenimiento de la obra.
- Disminución de la capacidad de la cámara de carga por la acumulación de material sólido.
- Mayor suciedad en el agua que ingresa a la tubería y turbina, produciendo mayor desgaste y mayores costos de mantenimiento.

Algunos criterios de diseño importante son:

- Tener una longitud y ancho adecuado para que los sedimentos se depositen cuidando el costo de construcción.
- Permitir la fácil eliminación de los sedimentos.
- La eliminación de los sedimentos debe hacerse cuidadosamente para evitar la erosión del suelo que rodea y soporta la base del desarenador y el depósito. Para esto, se puede construir una superficie empedrada.
- Evitar la turbulencia de agua causada por cambios de área bruscos que harían que los sedimentos sigan su curso en la obra de conducción.
- Tener capacidad suficiente para permitir la acumulación de sedimentos.

Para el diseño del desarenador se definen ciertos parámetros previos, los cuales se describen a continuación:

- Las velocidades límites por debajo de las cuales se produce sedimentación se utiliza la correspondiente a arena gruesa con una velocidad de 0.216 m/s de tabla 4.9.

Tabla 4.9. Velocidades de sedimentación [28]

Material	Velocidad de sedimentación
Arcilla plástica	0.081 m/s
Arena fina	0.160 m/s
Arena gruesa	0.216 m/s

- El caudal de equipamiento: 0.8976 m<sup>3</sup>/s
- Ancho de canaleta: 1.1769 m
- Altura de canaleta: 0.5090 m
- Área de canaleta: 0.4488 m<sup>2</sup>
- El diámetro máximo permisible de sedimentos en el agua es de 0.2 mm según tipo de turbina, para la cual la velocidad de decantación es 21 mm/s.
- El porcentaje de sólidos con diámetros mayores a 0.1 mm es de 0.05%.

Definidos los criterios y las consideraciones iniciales se realiza el diseño del desarenador de la PCH.

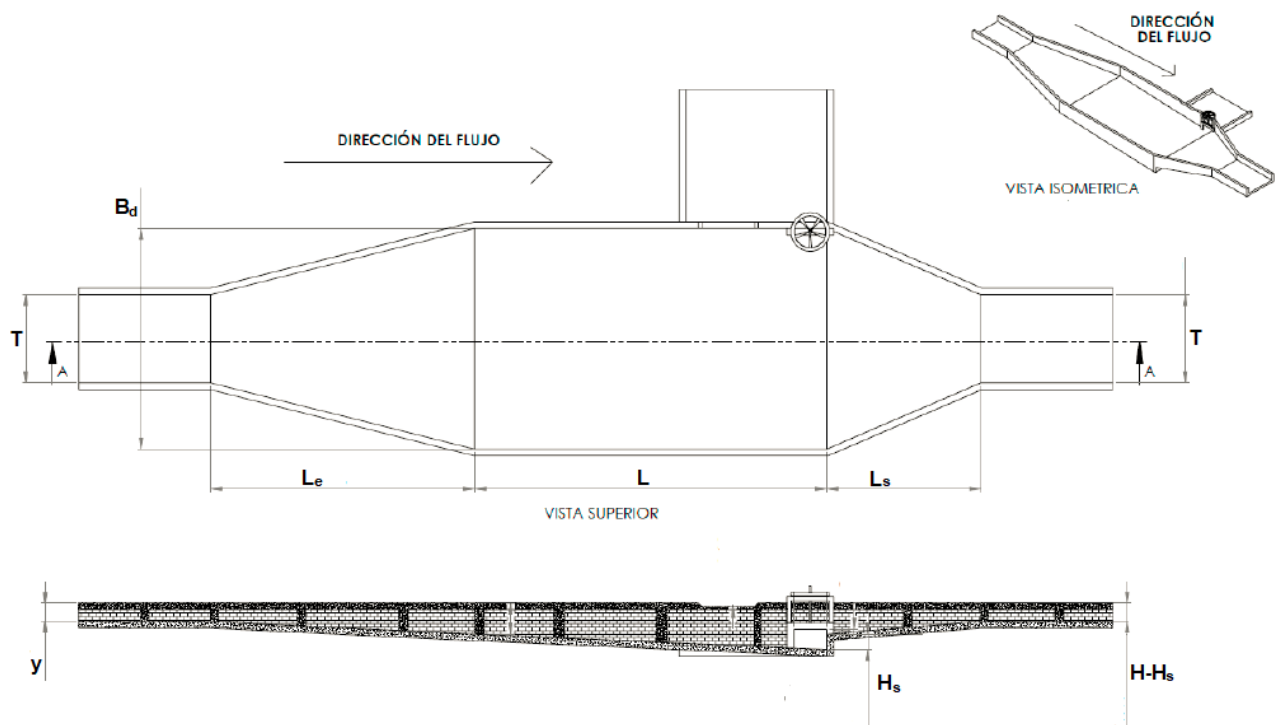


Fig. 4.12: Esquema de desarenador. Fuente: Elaboración propia

- Ancho del desarenador

Como regla general de diseño para determinar el ancho, es que este debe ser tres veces el ancho de la canaleta:

$$B_d = 3T \quad [m] \quad (25)$$

$$B_d = 3(1.1769 \text{ m}) = 3.5307 \text{ m}$$

- Área de desarenador

Para calcular el área del desarenador se parte de la ecuación de caudal, con lo que se tiene y asumiendo arena gruesa de tabla 4.8 para la velocidad de sedimentación:

$$Q_{eq} = (V_s)(A_d) \quad [m^3/s] \quad (26)$$

$$A_d = \frac{Q_{eq}}{V_s} = \frac{0.8976 \frac{m^3}{s}}{0.216 \frac{m}{s}} = 4.1556 \text{ m}^2$$

Uno de los criterios más importantes para decidir que el diseño está correcto, es que la relación de áreas entre la canaleta y el desarenador es mayor a 6.

$$\frac{4.1556 \text{ m}^2}{0.4488 \text{ m}^2} \geq 6$$

$$9.2593 \geq 6$$

Se comprueba que la relación es mayor que 6.

- Altura del desarenador

$$H_d = \frac{A_d}{B_d} \text{ [m]} \quad (27)$$

$$H_d = \frac{A_d}{B_d} = \frac{4.1556 \text{ m}^2}{3.5307 \text{ m}} = 1.1769 \text{ m}$$

- Tiempo de decantación

$$t_{\text{decantación}} = \frac{y}{v_d} \text{ [s]} \quad (28)$$

$$t_{\text{decantación}} = \frac{0.5090 \text{ m}}{0.021 \frac{\text{m}}{\text{s}}} = 24.23 \text{ s}$$

- Longitud del desarenador

$$L_{\text{desarenador}} = V_s(t_{\text{decantación}}) \text{ [m]} \quad (30)$$

$$L_{\text{desarenador}} = 0.216 \frac{\text{m}}{\text{s}} (24.23 \text{ s}) = 5.2337 \text{ m}$$

- Longitud de entrada y salida

Como regla general este se estima como el doble del ancho de la canaleta, es decir:

$$L_e = L_s = L = 2T \text{ [m]} \quad (31)$$

$$L_e = L_s = L = 2(1.1769 \text{ m}) = 2.3538 \text{ m}$$

- Altura del depósito de decantación

$$H_s = H_{\text{desarenador}} - y \text{ [m]} \quad (32)$$

$$H_s = 1.1769 \text{ m} - 0.5090 \text{ m} = 0.6679 \text{ m}$$

- Caudal de partículas solidas

$$Q_{part} = \%solidos(Q_{eq}) \quad (33)$$

$$Q_{part} = 0.05\% \left( 0.8976 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right) = 0.0004488 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$$

- Estimación tiempo de desarenador

$$t = \frac{B_d H_s L}{Q_{part}} \quad (34)$$

$$t = \frac{(3.5307 \text{ m})(0.6679 \text{ m})(2.3538 \text{ m})}{0.0004488 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}} = 12367.70 \text{ s} = 3.44 \text{ horas}$$

El tiempo estimado para el vaciado del desarenador es cada día a través de la compuerta instalada en el desarenador, esta actividad se realiza de manera manual por medio de un operario.

- Tubería forzada o de presión

Este elemento transporta el agua bajo presión a la turbina. En este dispositivo se convierte la energía potencial en energía en forma de presión. Los materiales de construcción para la tubería forzada se considera acero.

Para el diseño se toma en cuenta:

- Los materiales disponibles, tipos de uniones, comparación de formas y costos de mantenimiento. Investigar los diámetros de tubería prefabricados, considerar rolado a partir de láminas metálicas.
- Cálculos de las pérdidas por fricción en la tubería y accesorios estos no deben superar el 4% del salto útil, según criterio generalizado de diseño.

- La presión debido al golpe de ariete en caso de cierre brusco del gobernador de la turbina, además considerar un espesor de pared adicional para aumentar la vida útil de la tubería (Norma B31.1)
- Diseño de los soportes, anclajes y uniones para la tubería de presión.

A continuación, se determina las longitudes de tubería de las alternativas.

### Alternativa I:

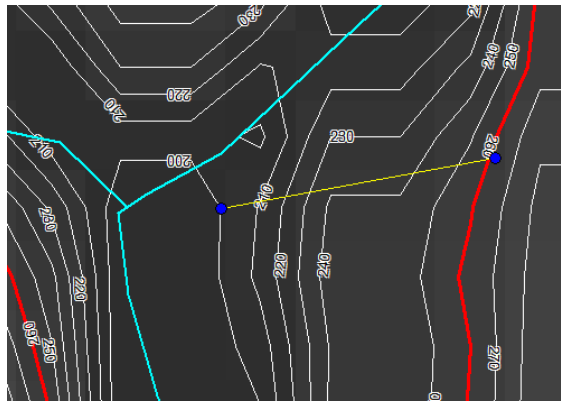


Fig. 4.13. Vista aérea de tubería forzada alternativa I. Fuente: Elaboración propia

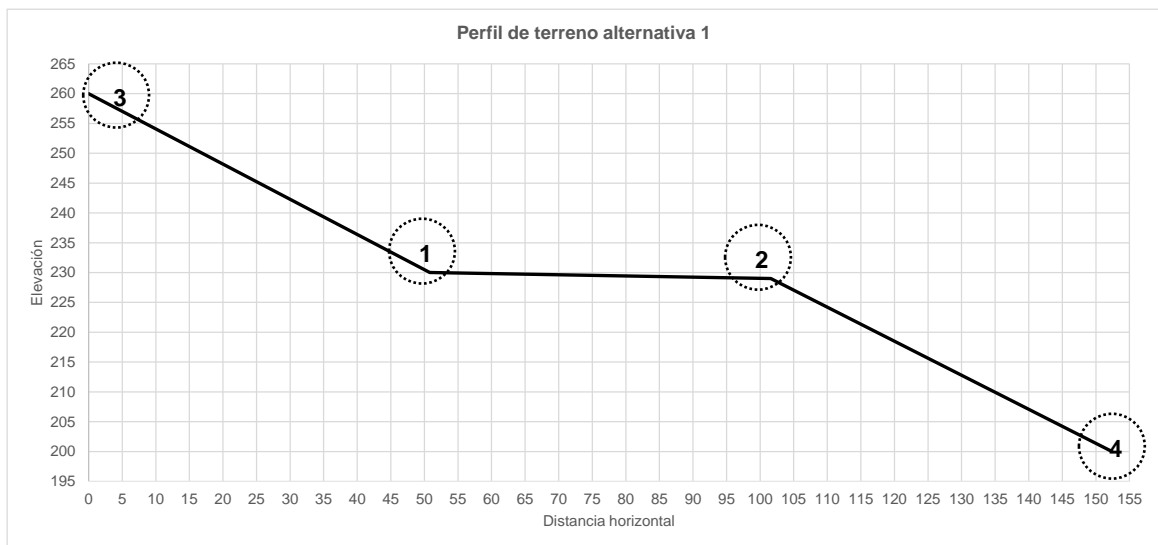


Fig. 4.14. Perfil de terreno alt. I, tubería forzada. Fuente: Elaboración propia

Como se observa en gráfico 4.14 el terreno obliga a usar 4 codos de cambio de dirección de flujo de agua, la tubería posee una longitud de  $L_{tubería} =$

167.31 m realizando cálculo mediante relación de triángulos y teorema de Pitágoras.

- Codos: Valor de medida de ángulos en codos se obtiene mediante teorema de Pitágoras y relación de alturas a partir de fig. 4.14 para la obtención del coeficiente de pérdidas debido a los mismos,

$$\text{Codo 1: } \alpha = 29.30^\circ$$

$$\text{Codo 2: } \alpha = 30.96^\circ$$

*Codo 3:*  $\alpha = 22.5^\circ$ , consideración de medida de ángulo.

*Codo 4:*  $\alpha = 22.5^\circ$ , consideración de medida de ángulo.

A partir de valores de ángulo de codos se dimensionan y son piezas realizadas mediante gajos de tubería, estos codos se fabrican a partir de chapa, el número de gajos del codo dependerá de la normativa a la que se ciña la fabricación y de la pérdida de carga en el codo, entre mayor número de gajos la dicha pérdida de carga producida será menor.

Para el desarrollo y diseño de codos se basa en las siguientes Normas:

- a) Norma UNE EN 10224. Tubos y accesorios en acero no aleado para el transporte de líquidos acuosos, incluido agua para consumo humano.
- b) El Manual de diseño M11 de la AWWA. Steel Pipe. A guide for Design and Installation.



Fig. 4.15. Representación de gajos en codos de tuberías forzadas [40]

En la tabla 4.10. se presenta el número de gajos según norma de referencia siendo la M11, la más restrictiva.

Tabla 4.10. Número de gajos en tubería forzada según norma de referencia [40]

Ángulo	M11 de la AWWA	UNE EN 10224
$\alpha \leq 22.5^\circ$	2	
$22.5^\circ < \alpha \leq 45.0^\circ$	3	
$45.0^\circ < \alpha \leq 67.5^\circ$	4	
$67.5^\circ < \alpha \leq 90^\circ$	5	
$\alpha \leq 30.0^\circ$		2
$30.0^\circ < \alpha \leq 60.0^\circ$		3
$60.0^\circ < \alpha \leq 90.0^\circ$		4

Tanto para codo 1 y 2, se requiere de 3 gajos por codo y para 3 y 4 de 2 gajos.

Dimensionamiento de tubería de alternativa I:

- Pérdidas de altura en canaleta

Estas pérdidas son producidas por el flujo de agua que acarrea la canaleta, a partir del valor obtenido con ecuación 10:

$$H_u = H_b - H_C = 60 \text{ m} - 4.7775 = 55.2225 \text{ m} \quad (35)$$

- Cálculo de factor de pérdidas totales

Reja de entrada a tubería:

Para la reja metálica se toma en cuenta que se tienen barras de 12 mm y espaciadas 50 mm entre si e inclinación de 30°, a partir de ello se calcula las pérdidas que se involucran, el valor  $K$  se obtiene a partir de fig. 1.17:

$$K_{reja} = K \left(\frac{t}{b}\right)^{\frac{4}{3}} \text{sen}(\theta) \quad (36)$$

$$K_{reja} = 2.4 \left(\frac{12}{50}\right)^{\frac{4}{3}} \text{sen}(30^\circ) = 0.179$$

Entrada a la tubería:

El valor de este factor se lee a partir de la tabla 1.7. que da el coeficiente de pérdidas para distintas entradas de tuberías:

$$K_{entrada} = 0.5$$

Junta de dilatación:

El valor de factor de pérdidas de la junta de dilatación se determina estimando que el material es acero, longitud de 315 mm y diámetro estimado de 0.65 m, según catálogos.

$$K_{junta} = f \frac{L}{D} = f \frac{0.315}{0.65} = 0.48f$$

Con expresión de Nikuradse se determina el factor de pérdidas, rugosidad de acero  $4.6 \times 10^{-5}$  m:

$$f = \left( \frac{1}{2 \log \left( 3.71 \frac{D}{\varepsilon} \right)} \right)^2 = \left( \frac{1}{2 \log \left( 3.71 \left( \frac{0.75}{4.6 \times 10^{-5}} \right) \right)} \right)^2 = 0.011$$

$$K_{junta} = 0.48f = 0.48 \times 0.011 = 0.00528$$

Codos:

Tomando como referencia los datos de la tabla 1.9. para el coeficiente de pérdidas en codos se determina el valor del factor para cada codo a utilizar en la tubería forzada:

$$K_{codo 29.3^\circ} = 0.165$$

$$K_{codo 30.96^\circ} = 0.165$$

$$K_{codo 22.5^\circ} = 0.154, \text{ para codos 3 y 4}$$

Válvula de mariposa:

De tabla 1.11. se obtiene el coeficiente para la válvula de mariposa instalada a la entrada de la turbina:

$$K_{válvula} = 0.3$$

El factor de las pérdidas totales es la suma de todos los factores de los elementos que intervienen en el sistema de la tubería:

$$\begin{aligned} \sum K &= K_{reja} + K_{entrada} + K_{codo\ 29.30^\circ} + K_{codo\ 30.96^\circ} + 2K_{codo\ 22.5^\circ} + K_{válvula} + K_{junta} \quad (37) \\ \sum K &= 0.179 + 0.500 + 0.165 + 0.165 + 2(0.154) + 0.300 + 0.00528 \\ \sum K &= 1.622 \end{aligned}$$

- Para calcular un diámetro de referencia, se considera el criterio de diseño generalizado de tuberías forzadas que dice que la velocidad del flujo se puede encontrar en el intervalo de 2.5 m/s a 3.5 m/s y que el recomendado es 3 m/s, con ello se calcula un diámetro de referencia.

Con velocidad de 2.5 m/s:

$$\begin{aligned} v &= \frac{4Q_{eq}}{\pi D_{ref}^2} \quad (38) \\ v &= \frac{4(0.8976)}{\pi D_{ref}^2} = 2.5 \text{ m/s} \\ D_{ref} &= \sqrt{\frac{4(0.8976)}{\pi(2.5)}} = 0.6761 \text{ m} \end{aligned}$$

Con velocidad de 3.5 m/s:

$$D_{ref} = \sqrt{\frac{4(0.8976)}{\pi(3.5)}} = 0.5714 \text{ m}$$

- Cálculo de del número de Reynolds, para el cálculo se realiza con el diámetro de 0.5714 m, en este caso el menor, considerando la máxima velocidad del flujo en la tubería.

$$R_e = \frac{4Q_{eq}}{\pi D_{ref} v} \quad (39)$$

$$R_e = \frac{4(0.8976)}{\pi(0.5714)(0.897 \times 10^{-6})} = 2.22977 \times 10^6$$

- Cálculo del factor de fricción con la ecuación de Colebrook simplificada

$$f = \frac{1}{\left(-1.8 * \log\left(\left(\frac{\varepsilon}{3.7}\right)^{1.11} + \frac{6.9}{R_e}\right)\right)^2} \quad (40)$$

Valor de rugosidad relativa de tubería forzada:

$$\varepsilon = \frac{e}{D_{ref}} \quad (41)$$

Se asume que la construcción de la tubería será de acero por lo tanto la rugosidad absoluta para acero comercial es de 0.045 mm

$$\varepsilon = \frac{e}{D_{ref}} = \frac{0.045 \text{ mm}}{571.40 \text{ mm}} = 7.8754 \times 10^{-5}$$

Sustituyendo, y determinando valor de factor de fricción con ecuación 40:

$$f = \frac{1}{\left(-1.8 * \log\left(\left(\frac{7.8754 \times 10^{-5}}{3.7}\right)^{1.11} + \frac{6.9}{2.22977 \times 10^6}\right)\right)^2}$$

$$f = 0.01224$$

- Pérdidas en tubería

Las pérdidas por altura en la tubería son generadas por los accesorios y la longitud de esta, es decir la suma de pérdidas primarias y secundarias, éstas se pueden cuantificar mediante la expresión 42.

$$H_p = \left[ \frac{f \times L_{tub}}{D_{ref}} + \sum K \right] \times \frac{v^2}{2g}, \quad \text{donde } v = \frac{Q_{eq}}{A_{tub}} = \frac{Q_{eq}}{\frac{\pi}{4} \times D_{tub}^2}$$

$$H_p = \left[ \frac{f \times L_{tub}}{D_{ref}} + \sum K \right] \times \frac{8 \times Q_{eq}^2}{D_{ref}^4 \times \pi^2 \times g} \text{ [m]} \quad (42)$$

$$H_p = \left[ \frac{0.01224 \times 167.31}{0.5714} + 1.622 \right] \times \frac{8 \times 0.8976^2}{0.5714^4 \times \pi^2 \times 9.81}$$

$$H_p = 3.25 \text{ m}$$

- Altura menos la pérdida de altura por tubería forzada

$$H = 60 \text{ m} - 3.25 \text{ m}$$

$$H = 56.75 \text{ m}$$

- Porcentaje de pérdida de altura por tubería:

$$\% \text{ pérdidas} = \frac{60 - 56.75}{60} \times 100$$

$$\% \text{ pérdidas} = 4.78\%$$

Ya que la pérdida de altura es mayor al 4%, podría involucrar costos económicos altos, se podría seleccionar este diámetro, pero, se seleccionará a partir del análisis con diferentes valores de diámetros comparándolos con el porcentaje de pérdida de altura.

Tabla 4.11. Selección de diámetro de tubería forzada alt. I. Fuente: Elaboración propia

Diametro m	Altura util m	Rugosidad relativa	Reynolds	Factor de fricción	Perdidas en tuberia (Hp) m	Altura neta m	Porcentaje de perdidas %	Velocidad m/s
0.54	55.222404	1.46E-04	2.36E+06	0.01339	4.51912	50.7033	8%	3.919272343
0.56	55.222404	1.41E-04	2.28E+06	0.01333	3.79438	51.4280	7%	3.644323391
0.58	55.222404	1.36E-04	2.20E+06	0.01328	3.20691	52.0155	6%	3.397324065
0.60	55.222404	1.31E-04	2.12E+06	0.01322	2.72705	52.4954	5%	3.174610598
<b>0.62</b>	<b>55.222404</b>	<b>1.27E-04</b>	<b>2.05E+06</b>	<b>0.01317</b>	<b>2.33228</b>	<b>52.8901</b>	<b>4%</b>	<b>2.973100456</b>
0.64	55.222404	1.23E-04	1.99E+06	0.01313	2.00534	53.2171	4%	2.790185096
0.66	55.222404	1.19E-04	1.93E+06	0.01309	1.73288	53.4895	3%	2.623645122
0.68	55.222404	1.16E-04	1.87E+06	0.01305	1.50449	53.7179	3%	2.471582646
0.70	55.222404	1.13E-04	1.82E+06	0.01301	1.31198	53.9104	2%	2.33236697
0.72	55.222404	1.09E-04	1.77E+06	0.01298	1.14888	54.0735	2%	2.204590693
0.74	55.222404	1.06E-04	1.72E+06	0.01295	1.01001	54.2124	2%	2.087033994
0.76	55.222404	1.04E-04	1.68E+06	0.01292	0.89122	54.3312	2%	1.978635414
0.78	55.222404	1.01E-04	1.63E+06	0.01289	0.78917	54.4332	1%	1.87846781
0.80	55.222404	9.84E-05	1.59E+06	0.01287	0.70114	54.5213	1%	1.785718461
0.82	55.222404	9.60E-05	1.55E+06	0.01285	0.62489	54.5975	1%	1.699672539
0.84	55.222404	9.38E-05	1.52E+06	0.01283	0.55861	54.6638	1%	1.619699285
0.86	55.222404	9.16E-05	1.48E+06	0.01281	0.50078	54.7216	1%	1.545240421
0.88	55.222404	8.95E-05	1.45E+06	0.01280	0.45016	54.7722	1%	1.475800381
0.90	55.222404	8.75E-05	1.42E+06	0.01278	0.40571	54.8167	1%	1.410938044
0.92	55.222404	8.56E-05	1.38E+06	0.01277	0.36655	54.8559	1%	1.350259706
0.94	55.222404	8.38E-05	1.36E+06	0.01276	0.33195	54.8905	1%	1.2934131
0.96	55.222404	8.20E-05	1.33E+06	0.01275	0.30130	54.9211	1%	1.240082265
0.98	55.222404	8.04E-05	1.30E+06	0.01274	0.27406	54.9483	0%	1.189983148
1.00	55.222404	7.88E-05	1.27E+06	0.01273	0.24981	54.9726	0%	1.142859815

Por lo tanto, se selecciona el diámetro de 0.62 m, con el cual se tendría una altura neta de 52.89 m, un valor de 4% de pérdidas y la velocidad del flujo de  $2.9731 \frac{m}{s}$ .

Tamaños de diámetro mayores son viables desde el punto de vista de la eficiencia, pero del económico resulta en costos elevados de instalar y fabricar una tubería, en tanto de menores tamaño el costo puede ser menor pero las pérdidas se elevan, por ello se parte del criterio de 4% de pérdidas.

- Espesor de tubería

Para el espesor de tubería se deben tomar en cuenta las diferentes presiones que ésta debe soportar tales como la presión estática, dinámica, por sismo y golpe de ariete, principalmente.

Cálculo de la presión dinámica, a partir de la aplicación del Bernoulli entre el punto A, nivel superior de donde se ubica la cámara de carga y punto B nivel inferior justo a la entrada de la turbina:

$$\frac{P_A}{\gamma} + \frac{v_A^2}{2g} + Z_A = \frac{P_B}{\gamma} + \frac{v_B^2}{2g} + Z_B + \sum h_f + \sum h_s$$

Las presiones y velocidades en A se consideran cero (presión atmosférica y velocidad despreciable), donde  $h_f$  indica la suma de pérdidas primarias en los distintos elementos (tramos rectos),  $h_s$  secundarias (accesorios),  $Z_B$  es cero ya que es nivel de referencia de la altura y  $Z_B = H_u$ :

$$H_u = \frac{P_B}{\gamma} + \frac{v_B^2}{2g} + \sum h_f + \sum K$$

Además,  $h_f$  se obtiene de la ecuación de Darcy y Weisbach ecuación 8, y  $\sum h_s = \sum K \frac{v^2}{2g}$ , dando como resultado:

$$H_u = \frac{P_B}{\gamma} + \frac{v_B^2}{2g} + f \left( \frac{L_{tub}}{D_{tub}} \right) \left( \frac{v_B^2}{2g} \right) + \sum K \left( \frac{v_B^2}{2g} \right)$$

Y simplificando lo anterior se obtiene:

$$P_d = \gamma \times \left[ H_u - \left( 1 + \frac{f \times L_{tub}}{D_{tub}} + \sum K \right) \times \frac{v_{flujo}^2}{2g} \right] \quad [N] \quad (43)$$

$$v_{flujo} = \frac{4Q_{eq}}{\pi D_{tub}^2} = \frac{4 \times 0.8976}{\pi \times 0.62^2} = 2.9731 \text{ m/s}$$

Con ecuación 43 de presión dinámica y tomando valores de tabla 4.11 se obtiene:

$$P_d = 9.81 \times \left[ 55.2225 - \left( 1 + \frac{0.01317(167.31)}{0.62} + 1.622 \right) \times \frac{2.9731^2}{2(9.81)} \right] = 514.43 \text{ kPa}$$

Cálculo de la presión hidrostática, la cual es mayor en el punto justo antes de entrar a la turbina o mayor columna de agua, por lo tanto,

$$P_h = \gamma H_u \quad [Pa] \quad (44)$$

$$P_h = 9.81(55.2225) = 541.73 \text{ kPa}$$

Preselección del espesor (preliminar)

Este cálculo se realiza en función de la presión mayor (dinámica o estática), partiendo de la teoría de diseño del esfuerzo cortante máximo ECM:

$$e_{prel} = \frac{P_{int} \times D_{tub} \times n}{2Sy} \quad [m] \quad (45)$$

*n*: Factor de seguridad 1.75

*Sy*: Esfuerzo de fluencia (acero 1020 CD, 390 MPa)

En este caso la presión estática es mayor que la dinámica:

$$e = \frac{541.73 \text{ kPa} \times 0.62 \text{ m} \times 1.75}{2(390 \text{ MPa})} = 0.75 \text{ mm}$$

Cálculo de la celeridad del agua que es la velocidad de propagación de la onda elástica de presión a través del agua contenida en la tubería.

Su valor se determina a partir de la ecuación de continuidad y depende fundamentalmente de las características geométricas y mecánicas de la conducción, así como de la compresibilidad del fluido [41].

$$a = \sqrt{\frac{\left(\frac{k}{\rho_o}\right)}{1 + k\left(\frac{D}{Et}\right)}}$$

Donde:

$k$ : Módulo de elasticidad del fluido [N/m<sup>2</sup>]

$\rho_o$ : Densidad del fluido [kg/m<sup>3</sup>]

$D$ : Diámetro interior de la tubería

$E$ : Modulo de elasticidad del material de la tubería (Modulo de Young) [N/m<sup>2</sup>]

El numerador de la ecuación anterior es la celeridad de la onda elástica en el fluido, algunos autores la denotan como  $a_0$ . Para el agua  $\rho_o = 1000 \text{ kg/m}^3$  y  $k = 2.03 \times 10^9 \text{ N/m}^2$ , este valor es:

$$a_0 = \sqrt{\frac{k}{\rho_o}} = 1425.00 \frac{m}{s}$$

Una expresión práctica propuesta por Allievi, que permite una evaluación rápida del valor de celeridad cuando el fluido circulante es agua es la ecuación 46, en este estudio aplica esta:

$$a = \frac{9900}{\sqrt{48.3 + K \times \frac{D}{t}}} \left[ \frac{m}{s} \right] \quad (46)$$

Para la selección del factor K se utiliza la tabla 4.11, en la cual se tiene el tipo de material de construcción de tubería y un valor del factor K para determinación de la celeridad del agua.

Tabla 4.12. Valor de K celeridad del agua [31]

Material de la tubería	$\epsilon \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$	K
Palastros de hierro y acero	$2 \times 10^{10}$	0.5
Fundición	$10^{10}$	1
Hormigón (sin armar)	$2 \times 10^9$	5
Fibro cemento	$1.85 \times 10^9$	5.5 (5-6)
PVC	$3 \times 10^8$	33.3 (20-50)
PE baja densidad	$2 \times 10^7$	500
PE alta densidad	$9 \times 10^7$	111.11

Se selecciona  $K = 0.5$ , por tratarse de acero y sustituyendo en ecuación 46, obteniéndose el valor de celeridad que es la variación de presión que se propaga en el seno del fluido en forma de onda cuando se produce una perturbación en el mismo:

$$a = \frac{9900}{\sqrt{48.3 + K \times \frac{D_{tub}}{e_{prem}}}} = \frac{9900}{\sqrt{48.3 + 0.5 \left( \frac{0.62}{7.5 \times 10^{-4}} \right)}} = 460.77 \text{ m/s}$$

Cálculo de frecuencia natural, fundamental de la tubería, que es la tendencia de la estructura a vibrar cuando se somete a una carga dinámica:

$$f = \frac{a}{4L_{tub}} \quad (47)$$

$$f = \frac{460.77 \text{ m/s}}{4(167.31 \text{ m})} = 0.6885 \text{ /s}$$

Calculo la pseudoaceleración (carga por sismos) se relaciona con la aceleración del suelo y la respuesta dinámica de la estructura para que sean capaces de resistir las fuerzas sísmicas. Esta se expresa en términos de la aceleración debida a la gravedad.

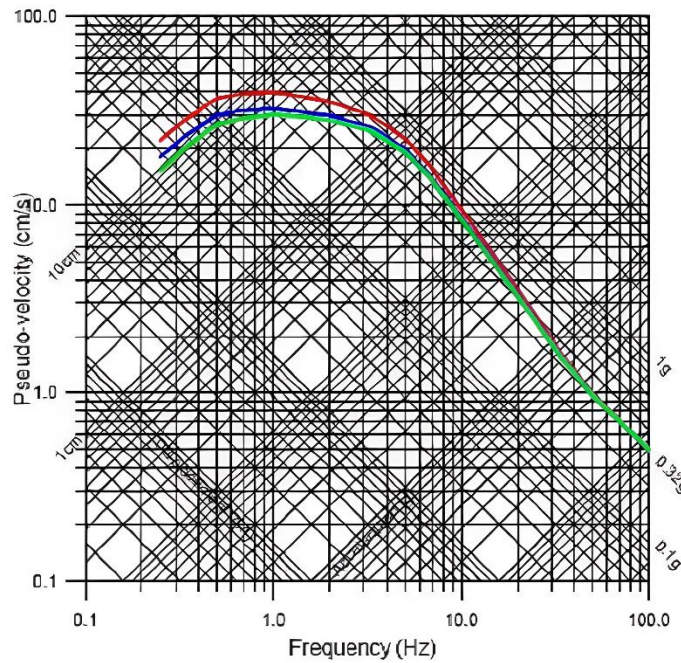


Fig. 4.16. Valor de la pseudoaceleración. Fuente: MDE (Cerquera Fault)

A partir de la fig. 4.16 y con valor de la frecuencia natural se lee el valor utilizando línea roja,

$$S_a = \text{lectura de gráfica} \times g \quad (48)$$

$$S_a = 0.21 \left( 9.81 \frac{m}{s^2} \right) = 2.0601 \frac{m}{s^2}$$

Cálculo de la presión de sismo:

$$P_{sismo} = \frac{8\rho L_{tub} S_a}{\pi^2(1000)} \times 9.81 = \frac{8(1000)(167.31)(2.0601)}{\pi^2(1000)} \times 9.81 = 2740.75 \text{ kPa}$$

Cálculo de la presión debido al golpe de ariete o de transitorios:

Se necesita definir el tiempo de cierre total de admisión de agua a la turbina recomendado por el fabricante o tiempo de cierre de gobernador de la turbina en disparo de emergencia, el adoptado como óptimo para una turbina Michell-Banki es de 0.35s [42].

$$\frac{2 \times L_{tub}}{a} = \frac{2 \times 167.31}{460.77} = 0.726 \text{ s}$$

Se cumple que  $T < \frac{2 \times L_{tub}}{a}$ ,  $0.35 \text{ s} < 0.726 \text{ s}$ , cierre rápido.

Por lo tanto, se aplica ecuación de sobrepresión de Allievi [31]:

$$\Delta H = \frac{a \times v_{flujo}}{g} = \frac{460.77 \times 2.9731}{9.81} = 139.64 \text{ mca}$$

$$P_{GA} = 9.81 \times 139.64 = 1369.87 \text{ kPa}$$

Consolidado de presiones:

$$P_{dinamica\ total} = P_{dinamica} + P_{golpe\ ariete} = 514.43 + 1369.87 = 1884.30 \text{ kPa}$$

$$P_{estatica\ total} = P_{hidrostatica} + P_{sismo} = 541.73 + 2740.75 = 3282.48 \text{ kPa}$$

Cálculo de espesor definitivo, este se obtiene a partir del valor de presión máxima a la cual se ve sometida la tubería ya sea dinámica o estática, en este caso la de mayor valor es la estática por ende se obtiene el espesor de tubería con este valor.

$$e_{definitivo} = \frac{P_{int} \times D_{int} \times n}{2Sy} \quad [m] \quad (49)$$

$$e_{definitivo} = \frac{(3282.48 \times 10^3)(0.62)(1.75)}{2(390 \times 10^6)} = 0.00457 \text{ m} = 4.57 \text{ mm}$$

Cálculo de espesor adicional debido a la corrosión de sedimentos, considerando 50 años y una corrosión estimada  $90 \mu\text{m/año}$ :

$$e_{adicional} = v_{corrosion} \times t = \left(90 \times 10^{-3} \frac{\text{mm}}{\text{año}}\right) (50 \text{ años}) = 4.5 \text{ mm}$$

$$e_{final} = e_{definitivo} + e_{adicional} = 4.57 \text{ mm} + 4.50 \text{ mm} = 9.07 \text{ mm}$$

De tablas de catálogos [32] se selecciona una lámina de espesor de:

$$e_{nominal} = 7/16" = 11.11 \text{ mm}$$

Altura neta:

Como se seleccionó un diámetro de 0.62 m de tubería forzada la altura neta será de:

$$H_n = H_b - \text{Pérdidas por altura} - \text{Pérdidas en tubería forzada}$$

$$H_n = 60 - 856.2(0.00558) - \left[ \frac{0.01317 \times 167.31}{0.62} + 1.622 \right] \times \frac{8 \times 0.8976^2}{0.62^4 \times \pi^2 \times 9.81}$$

$$H_n = 52.89 \text{ m}$$

Por lo que, la altura neta es de 52.89 m, teniéndose un porcentaje de pérdidas del 11.85%, debe ser con esta altura con la que se haga el análisis de energía para estimar la energía a producir en un año.

➤ Cámara de carga

El diseño de la Cámara de carga se realiza con los parámetros anteriormente calculados para la tubería forzada, entre ellos el diámetro de tubería.

La cámara de carga se ubica al final del canal de derivación y donde parte la tubería forzada que llevara el flujo de agua a la turbina en la cual se hace la conversión de energía. Normalmente solo tiene la capacidad para suministrar el volumen necesario para arrancar las turbinas sin intermitencias.

La cámara de carga debe contar con un aliviadero o descarga ya que en caso de parada de la central el agua que no es utilizada se devuelve al río, además la instalación de una rejilla, compuertas de desarenación y limpieza, las principales características son capaz de amortiguar paradas bruscas, evitar que, entre aire al sistema de presión, evitar el paso de solidos a la tubería de presión, garantizar el volumen de agua necesario para la operación de la central. En la figura 4.17. se muestran las dimensiones de una cámara de carga y en base a la cual se diseña la misma.

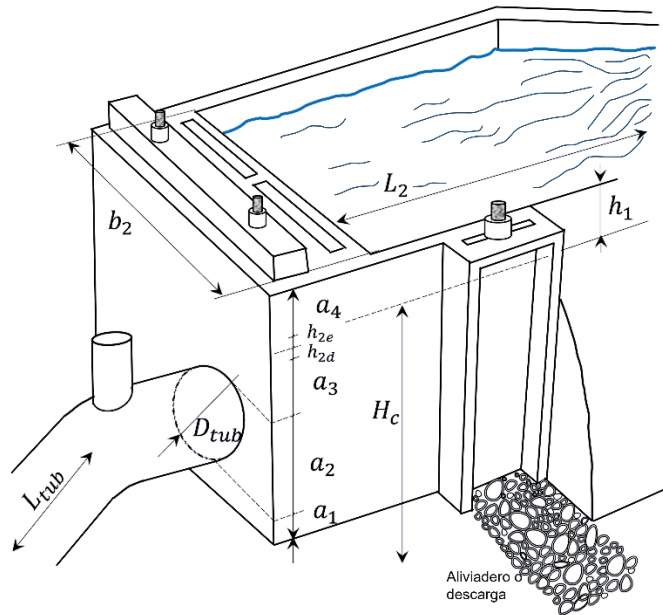


Fig. 4.17. Dimensiones de cámara de carga. Fuente: Elaboración propia

- Alturas  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $a_3$  y  $a_4$

Con el diámetro de tubería de la alternativa el cual es de  $D = 0.62 \text{ m}$ , se hacen las consideraciones<sup>14</sup>:  $0.3 < a_1 < 0.5 \text{ m}$ ,  $a_2 = D$  y  $0.5D < a_3 < 1.5D$ , por tanto, los valores de altura son los correspondientes:

$$a_1 = 0.30 \text{ m (Altura que evita la entrada de sedimentos)}$$

$$a_2 = 0.62 \text{ m (Altura equivalente al diámetro de la tubería)}$$

$$a_3 = 0.62 \text{ m (Altura para evitar cavitación por torbellino)}$$

$$a_4 = 0.30 \text{ m (Valor de seguridad por elevación del agua por efectos de golpe de ariete)}$$

- Valor de altura estimada de cámara de carga  $H_c$  o  $h_2$

$$h_2 = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 = 1.84 \text{ m}$$

<sup>14</sup> Ortiz Flores, R. (2011). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.

- Valor de ancho  $b_2$ , altura  $h_{2d}$  y velocidad del flujo de agua en cámara de carga

Los valores posibles de velocidad media en cámara de carga [38]  $V = 1.0, 0.8, 0.6 \left(\frac{m}{s}\right)$ , se considera el valor de velocidad  $V = 0.8 \frac{m}{s}$ , y con el caudal de equipamiento  $Q_{eq} = 0.8976 \frac{m^3}{s}$ , y con la ecuación 50, se obtiene el valor de  $b_2$ :

$$b_2 = \frac{Q_{eq}}{V_2 \times h_2} [m] \quad (50)$$

$$b_2 = \frac{0.8976 \frac{m^3}{s}}{0.8 \frac{m}{s} \times 1.84 m} = 0.61 m$$

El valor de ancho de cámara de carga es menor que el ancho de canaleta, se considera el mismo ancho de esta, por lo tanto,  $b_2 = 1.18 m$ .

Para el cálculo de  $h_{2d}$  (altura de volumen de agua en la cámara para el arranque), se aplica la ecuación 52:

$$h_{2d} = \frac{Q_{eq}}{7 \times b_2 \times \sqrt{h_2}} \quad (52)$$

$$h_{2d} = \frac{0.8976}{7 \times 1.18 \times \sqrt{1.84}} = 0.080 m$$

- Altura  $h_{2e}$ ,  $b$  y  $h_{2c}$

$$h_{2e} = a_1 + a_2 + a_3 + h_{2d} \quad (53)$$

$$h_{2e} = 1.62 m \text{ (Altura del nivel máximo de agua)}$$

Al verificar que  $h_{2e} < h_2$ , por consiguiente, los valores tomados son correctos.

- Longitud de cámara de carga  $L_2$

$$L_2 = 0.304 \times \frac{Q_{eq} \times L_t \times \sqrt{h_2}}{H_b \times D^2} \quad (54)$$

$$L_2 = 0.304 \times \frac{0.8976 \times 167.31 \times \sqrt{1.84}}{60 \times 0.62^2} = 2.68 \text{ m}$$

Cálculo de  $h_{2e}$  con la ecuación 55:

$$h_{2e} = \frac{0.25 \times Q_{eq}}{b_2 \times \sqrt{h_2}} \quad (55)$$

$$h_{2e} = \frac{0.25 \times 0.8976}{1.18 \times \sqrt{1.84}} = 0.14 \text{ m}$$

Este es el valor final de  $h_{2e}$ , el anterior que se calculo es solo una referencia para el correcto cálculo de los valores estimados.

- Altura final de la cámara de carga  $h_{2c}$

$$h_{2c} = h_2 + h_{2e} \quad (56)$$

$$h_{2c} = 1.84 \text{ m} + 0.14 \text{ m} = 1.98 \text{ m}$$

- Chimenea de equilibrio

Las características principales de una chimenea de equilibrio se describen a continuación:

- Reduce la amplitud de las fluctuaciones de presión en la tubería forzada, al reflejar las ondas incidentes y cambiarlas de signo, lo que sería el caso en ausencia de chimenea.
- Protege la tubería forzada de las sobrepresiones por golpe de ariete.
- Mejora características de regulación de turbina al reducir la inercia de la columna de agua afectada, que se limita a tan solo la tubería forzada.
- La chimenea constituye una reserva de agua más próxima a la central que permite acelerar o desacelerar el agua de la tubería más lentamente de lo

que la turbina a veces requiere, reduciendo la amplitud de las oscilaciones de presión.

En algunos casos la chimenea de equilibrio puede ser no necesaria incorporarla, cuando se tiene tubería de presión horizontal, cuando el golpe de ariete es menos propenso, en el caso de tecnologías de control alternativas para gestión de las presiones, entre ellos sistemas de amortiguamiento, cambios en los caudales menores es decir se mantienen constantes y presiones moderadas.

Algunos autores consideran que la chimenea de equilibrio resulta innecesaria si la longitud total de la tubería forzada es inferior a 5 veces la altura del salto bruto, evaluando también con la ecuación siguiente <sup>15</sup>:

$$t = \frac{v \times L_{tub}}{H_b \times g} [s]$$

Donde  $v$ , velocidad de agua en la tubería, sustituyendo valores de alt. 1:

$$t = \frac{2.9731 \times 167.31}{60 \times 9.81} = 0.85 s$$

Si  $t$  es menor a 3 segundos no es necesario pensar en una chimenea de equilibrio, pero si supera los 6 segundos, la chimenea es indispensable, para evitar fuertes oscilaciones que el regulador de la turbina no podrá corregir.

Sin embargo, se realiza el dimensionamiento de la chimenea de equilibrio teniendo en cuenta que para esta alternativa no se requiere para ello se parte del valor de pérdidas totales en tuberías cuyo valor es de  $H_p = 2.057 m$  según tabla 4.11 y propuesta de diseño planteada por el autor Ortiz Flores, en libro pequeñas centrales hidroeléctricas.

- Dimensiones de chimenea de equilibrio

---

<sup>15</sup> ESHA. (2006). Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica

La velocidad del flujo en la tubería a partir de tabla 4.11 es de  $2.973 \frac{m}{s}$ , y área transversal de la tubería, se calcula con la ecuación siguiente:

$$A_t = \frac{Q_{eq}}{V_t} = \frac{0.8976 \frac{m^3}{s}}{2.973 \frac{m}{s}} = 0.302 m^2$$

Área transversal de chimenea de equilibrio:

$$A_c = \frac{V_t^2}{2 \times g} \times \frac{L_{tuberia} \times A_t}{(H_b - H_p) \times H_p} \quad [m^2] \quad (57)$$

$$A_c = \frac{2.973^2}{2 \times 9.81} \times \frac{167.31 \times 0.302}{(60 - 2.33) \times 2.33} = 0.17 m^2$$

Por lo tanto, se calcula el diámetro de chimenea de equilibrio obteniéndose el valor de  $0.39 m$ .

Valor de sobrepresión del golpe de ariete generado en la tubería:

$$y_e = V_t \times \sqrt{\frac{A_t \times L_{tuberia}}{g \times A_c}} \quad [m] \quad (58)$$

$$y_e = 2.973 \times \sqrt{\frac{0.302 \times 167.31}{9.81 \times 0.17}} = 16.36 m$$

Altura mínima de la chimenea de equilibrio:

Para lo cual se requiere conocer el valor de depresión de real del golpe de ariete con la ecuación 59:

$$Y_E = y_e \times Z_E \quad [m] \quad (59)$$

El valor de  $Z_E$  se obtiene mediante:  $Z_E = 1 - \frac{2}{3}K + \frac{1}{9}K^2$  donde  $K = \frac{H_p}{y_e}$ , obteniéndose.

$$K = \frac{H_p}{y_e} = \frac{2.33}{16.36} = 0.142$$

$$Z_E = 0.908$$

$$Y_E = 16.36 \times 0.908 = 14.85 \text{ m}$$

Cálculo del valor de factor de pérdida de carga por el golpe de ariete tanto en el cierre  $Z_D$  de válvula como en la apertura  $Z'_D$  y con la expresión siguiente, se calcula el valor de elevación máxima:

$$Y_D = y_e \times Z_D$$

Cálculo de  $Z_D$ :

$$Z_D = 1 - 0.593K^3 + 1.556K^2 - 1.683K \quad (60)$$

$$Z_D = 0.790$$

Cálculo de  $Z'_D$ :

$$Z'_D = 0.131K^2 + 0.353K + 0.5 \quad (61)$$

$$Z'_D = 0.453$$

Al comparar ambos valores de  $Z_D$  y  $Z'_D$  se tiene que la elevación máxima del nivel ocurrirá cuando se genere el cierre.

$$Y_D = 16.36 \times 0.790$$

$$Y_D = 12.92 \text{ m}$$

Con los valores de  $Y_D$  y  $Y_E$  se obtiene el valor de altura mínima de la chimenea de equilibrio.

$$H_{Cmin} = Y_E + Y_D + 2D \text{ [m]} \quad (62)$$

$$H_{Cmin} = 14.82 \text{ m} + 12.92 + 2(0.62)$$

$$H_{Cmin} = 28.98 \text{ m}$$

Los valores anteriores obtenidos para el cálculo de la chimenea de equilibrio suelen adoptarse como valores de referencia para contrastar o dimensionar otros resultados más realistas, para ello; la mejor opción es el uso de software especializado en sistemas hidráulicos.

**Alternativa II:**

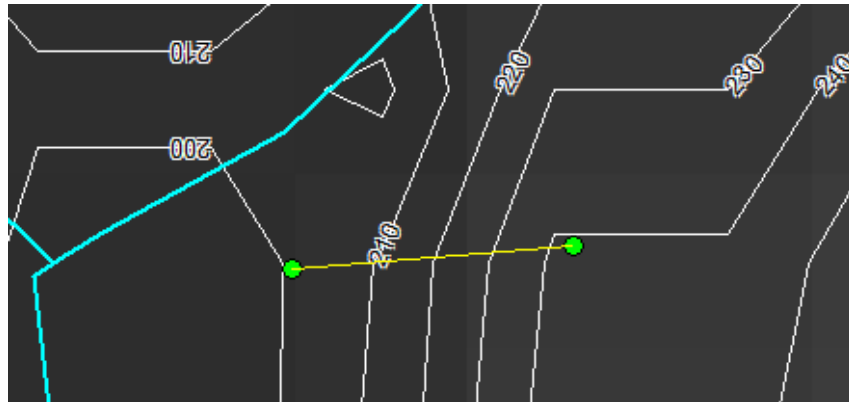


Fig. 4.18. Vista aérea de tubería forzada alternativa II. Fuente: Elaboración propia

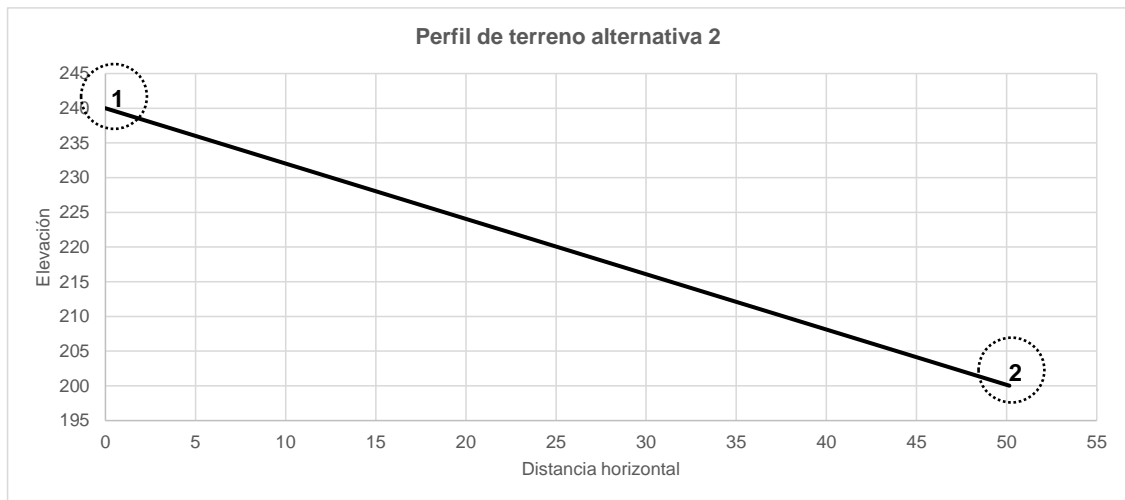


Fig. 4.19. Perfil de terreno alt. II, tubería forzada. Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la fig. 4.19 que se requiere de 2 codos ya que se involucran cambios de dirección en el flujo de agua, la tubería posee una longitud de  $L_{tubería} = 64.03 \text{ m}$ .

Dimensionamiento de tubería de alternativa II:

- Pérdidas de altura en canaleta

Estas pérdidas son producidas por el flujo de agua que acarrea la canaleta, a partir del valor obtenido con ecuación 10:

$$H_u = H_b - H_C = 40 \text{ m} - 3.8136$$

$$H_u = 36.1864 \text{ m}$$

- Cálculo de factor de pérdidas totales

Los valores de K en pérdidas de accesorios son los mismos valores obtenidos en la alternativa I, incluyendo el valor de junta de dilatación, aunque para esta alternativa varíe el diámetro, cuya variación se considera despreciable, para el factor de pérdidas, por lo tanto, el factor de las pérdidas totales es la suma de todos los factores de los elementos que intervienen en el sistema de la tubería:

Codos: El factor de pérdidas se obtiene basado en estimaciones del ángulo en el cambio de dirección del flujo de agua en la tubería.

$$K_{\text{codo } 22.5^\circ, \text{ codo } 1} = 0.154$$

$$K_{\text{codo } 22.5^\circ, \text{ codo } 2} = 0.154$$

Valor de factor de pérdidas totales:

$$\sum K = K_{\text{reja}} + K_{\text{entrada}} + K_{\text{valvula}} + K_{\text{codos}} + K_{\text{junta}} \quad (63)$$

$$\sum K = 0.179 + 0.500 + 0.300 + 2(0.154) + 0.00528$$

$$\sum K = 1.29$$

El análisis matemático realizado en la alternativa I, se omite para esta alternativa, ya que se realiza mediante una hoja de cálculo, a continuación, se muestra los resultados de los parámetros de diseño de las diferentes elementos, tubería forzada, cámara de carga y chimenea de equilibrio.

Tabla 4.13. Selección de diámetro de tubería forzada alt. II. Fuente: Elaboración propia

Diametro	Altura util	Rugosidad relativa	Reynolds	Factor de friccion	Perdidas en tuberia (Hp)	Altura neta	Porcentaje de perdidas	Velocidad
m	m				m	m	%	m/s
0.54	36.186405	1.46E-04	2.36E+06	0.01339	2.25345	33.9330	6%	3.919272343
0.56	36.186405	1.41E-04	2.28E+06	0.01333	1.90515	34.2813	5%	3.644323391
<b>0.58</b>	<b>36.186405</b>	<b>1.36E-04</b>	<b>2.20E+06</b>	<b>0.01328</b>	<b>1.62100</b>	<b>34.5654</b>	<b>4%</b>	<b>3.397324065</b>
0.60	36.186405	1.31E-04	2.12E+06	0.01322	1.38742	34.7990	4%	3.174610598
0.62	36.186405	1.27E-04	2.05E+06	0.01317	1.19409	34.9923	3%	2.973100456
0.64	36.186405	1.23E-04	1.99E+06	0.01313	1.03301	35.1534	3%	2.790185096
0.66	36.186405	1.19E-04	1.93E+06	0.01309	0.89798	35.2884	2%	2.623645122
0.68	36.186405	1.16E-04	1.87E+06	0.01305	0.78415	35.4023	2%	2.471582646
0.70	36.186405	1.13E-04	1.82E+06	0.01301	0.68766	35.4987	2%	2.33236697
0.72	36.186405	1.09E-04	1.77E+06	0.01298	0.60546	35.5809	2%	2.204590693
0.74	36.186405	1.06E-04	1.72E+06	0.01295	0.53511	35.6513	1%	2.087033994
0.76	36.186405	1.04E-04	1.68E+06	0.01292	0.47462	35.7118	1%	1.978635414
0.78	36.186405	1.01E-04	1.63E+06	0.01289	0.42238	35.7640	1%	1.87846781
0.80	36.186405	9.84E-05	1.59E+06	0.01287	0.37710	35.8093	1%	1.785718461
0.82	36.186405	9.60E-05	1.55E+06	0.01285	0.33769	35.8487	1%	1.699672539
0.84	36.186405	9.38E-05	1.52E+06	0.01283	0.30327	35.8831	1%	1.619699285
0.86	36.186405	9.16E-05	1.48E+06	0.01281	0.27310	35.9133	1%	1.545240421
0.88	36.186405	8.95E-05	1.45E+06	0.01280	0.24657	35.9398	1%	1.475800381
0.90	36.186405	8.75E-05	1.42E+06	0.01278	0.22317	35.9632	1%	1.410938044
0.92	36.186405	8.56E-05	1.38E+06	0.01277	0.20247	35.9839	1%	1.350259706
0.94	36.186405	8.38E-05	1.36E+06	0.01276	0.18410	36.0023	1%	1.2934131
0.96	36.186405	8.20E-05	1.33E+06	0.01275	0.16776	36.0186	0%	1.240082265
0.98	36.186405	8.04E-05	1.30E+06	0.01274	0.15319	36.0332	0%	1.189983148
1.00	36.186405	7.88E-05	1.27E+06	0.01273	0.14016	36.0462	0%	1.142859815

Partiendo de los valores obtenidos en tabla 4.13, se selecciona el diámetro de 0.58 m, con el cual se tiene una altura neta de 34.57 m, un valor de 4% de pérdidas y la velocidad del flujo de agua de  $3.3973 \frac{m}{s}$ .

Espesor de tubería: ya que la frecuencia natural es mayor que la de la alternativa anterior se revisa el valor de pseudoaceleración, sin embargo, se determina que le corresponde el mismo valor según figura 4.16.

Cálculo de la presión debido al golpe de ariete

Se necesita definir el tiempo de cierre recomendado por el fabricante, se define la presión por golpe de ariete, con tiempo de cierre 0.35s.

$$\frac{2 \times L_{tub}}{a} = \frac{2 \times 64.03 \text{ m}}{380.7481} = 0.3363 \text{ s}$$

Se cumple que  $T > \frac{2 \times L_{tub}}{a}$ ,  $0.35 \text{ s} > 0.3363 \text{ s}$ , cierre lento.

Por lo tanto, se aplica ecuación de sobrepresión de Michaud [31]:

$$\Delta H = \frac{2 \times L_{tub} \times v_{flujo}}{gT} = \frac{2 \times 64.03 \times 3.3973}{9.81(0.35)} = 126.71 \text{ mca}$$

$$P_{GA} = 9.81 \times 126.71 = 1243.02 \text{ kPa}$$

Este cálculo matemático se realiza ya que, al comparar los tiempos de cierre crítico, se observa que el tiempo de cierre es mayor, lo que lo un cierre lento, por lo que se aplica la ecuación de Michaud para el cálculo de presiones por sismo.

En la tabla 4.14 se muestra el proceso matemático llevado a cabo en alternativa I, el cual se omite para esta alternativa, pero se resume en una hoja de cálculo, utilizada para la determinación del espesor de la tubería forzada a utilizarse en el proyecto de Pequeña Central Hidroeléctrica en el sitio Huiza II, si se selecciona esta alternativa como la más viable.

Tabla 4.14. Cálculo de valor de espesor de tubería forzada alternativa II. Fuente: Elaboración propia

Presion hidroestatica kPa	Presion dinamica kPa	Espesor Preseleccion m	Celeridad del agua m/s	Frecuencia natural Hz	Pseudo-aceleracion m/s <sup>2</sup>	Presion por sismo kPa	Presion de golpe de ariete kPa	Presion estatica kPa	Presion dinamica kPa	Espesor por desgaste m	Espesor final m
354.9886311	325.2019816	0.000430082	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	1434.005761	1403.88131	1759.207742	0.0045	0.006631
354.9886311	329.6585499	0.000446011	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	1333.405867	1403.88131	1663.064417	0.0045	0.006589
<b>354.9886311</b>	<b>333.315756</b>	<b>0.00046194</b>	<b>380.7448142</b>	<b>1.486587592</b>	<b>2.0601</b>	<b>1048.89268</b>	<b>1243.032342</b>	<b>1403.88131</b>	<b>1576.348098</b>	<b>0.0045</b>	<b>0.006551</b>
354.9886311	336.3389245	0.000477869	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	1161.544666	1403.88131	1497.883591	0.0045	0.006516
354.9886311	338.85498	0.000493798	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	1087.814984	1403.88131	1426.669964	0.0045	0.006485
354.9886311	340.9622756	0.000509727	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	1020.888867	1403.88131	1361.851142	0.0045	0.006516
354.9886311	342.7376892	0.000525656	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	959.9542697	1403.88131	1302.691959	0.0045	0.006579
354.9886311	344.2418021	0.000541585	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	904.3167817	1403.88131	1248.558584	0.0045	0.006642
354.9886311	345.5227186	0.000557514	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	853.3797548	1403.88131	1198.902473	0.0045	0.006705
354.9886311	346.6189094	0.000573443	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	806.6282405	1403.88131	1153.24715	0.0045	0.006768
354.9886311	347.5613491	0.000589372	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	763.6159238	1403.88131	1111.177273	0.0045	0.006831
354.9886311	348.3751351	0.000605301	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	723.9544319	1403.88131	1072.329567	0.0045	0.006894
354.9886311	349.0807251	0.00062123	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	687.3045363	1403.88131	1036.385261	0.0045	0.006957
354.9886311	349.6948897	0.000637159	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	653.3688748	1403.88131	1003.063765	0.0045	0.00702
354.9886311	350.2314508	0.000653088	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	621.8859011	1403.88131	972.1173518	0.0045	0.007083
354.9886311	350.701858	0.000669017	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	592.6248297	1403.88131	943.3266877	0.0045	0.007146
354.9886311	351.115642	0.000684946	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	565.3813952	1403.88131	916.4970372	0.0045	0.007209
354.9886311	351.4807727	0.000700875	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	539.9742767	1403.88131	891.4550494	0.0045	0.007272
354.9886311	351.8039438	0.000716804	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	516.2420739	1403.88131	868.0460177	0.0045	0.007335
354.9886311	352.0908008	0.000732733	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	494.0407371	1403.88131	846.1315379	0.0045	0.007398
354.9886311	352.3461242	0.000748662	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	473.241376	1403.88131	825.5875003	0.0045	0.007461
354.9886311	352.5739774	0.000764591	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	453.7283853	1403.88131	806.3023627	0.0045	0.007524
354.9886311	352.7778266	0.00078052	380.7448142	1.486587592	2.0601	1048.89268	435.3978341	1403.88131	788.1756607	0.0045	0.007587

Por lo tanto, para esta alternativa el valor de espesor final es de 6.6 mm, y de tabla de catálogos [32] se selecciona una lámina de espesor de  $\frac{5}{16}$  " pulgadas o 7.93 mm.

➤ Cámara de carga

A partir de la figura 4.17, y haciendo las consideraciones descritas anteriormente se tiene los siguientes parámetros de diseño:

Tabla 4.15. Diseño de cámara de carga alt. II. Fuente: Elaboración propia

Diametro de tubería	0.58	m
Altura que evita entrada de sedimentos $a_1$	0.30	m
Altura equivalente al diametro de la tubería $a_2$	0.58	m
Altura para evitar cavitación por torbellino $a_3$	0.58	
Altura de seguridad por elevacion por elevacion del agua, por efecto del golpe de ariete $a_4$	0.30	m
Valor de altura estimada de camara de carga $h_2$	1.76	m
Velocidad media del flujo en camara de carga	0.80	m/s
Caudal de equipamiento $Q_{eq}$	0.8976	m <sup>3</sup> /s
Ancho $b_2$	0.64	m
Ancho de canaleta $W$	1.18	m
Ancho $b_2$ definitivo	1.18	m
Altura de volumen de agua en la camara para el arranque $h_{2d}$	0.08	m
Altura del nivel maximo de agua $h_{2e}$ referencia	1.54	m
Longitud de tubería forzada	64.03	m
Altura bruta	40.00	m
Longitud de camara de carga $L_2$	1.72	m
Altura $h_{2e}$ definitivo	0.14	m
Altura final de camara de carga	1.90	m

➤ Chimenea de equilibrio

Tabla 4.16. Diseño de chimenea de equilibrio alt. II. Fuente: Elaboración propia

Caudal de equipamiento $Q_{eq}$	0.8976	m <sup>3</sup> /s
Pérdidas totales en tubería $H_P$	1.62	m
Velocidad del flujo $V_t$	3.40	m/s
Area transversal de la tubería $A_t$	0.26	m <sup>2</sup>
Longitud de tubería	64.03	m
Diametro de tubería	0.58	m
Altura bruta	40	m
Area transversal de la chimenea $A_c$	0.170	m <sup>2</sup>
Diametro de chimenea	0.47	m
Valor de sobrepresion del golpe de ariete $\gamma_e$	10.75	m
Altura minima de la chimenea de equilibrio $H_{Cmin}$	21.39	m

**Alternativa III:**

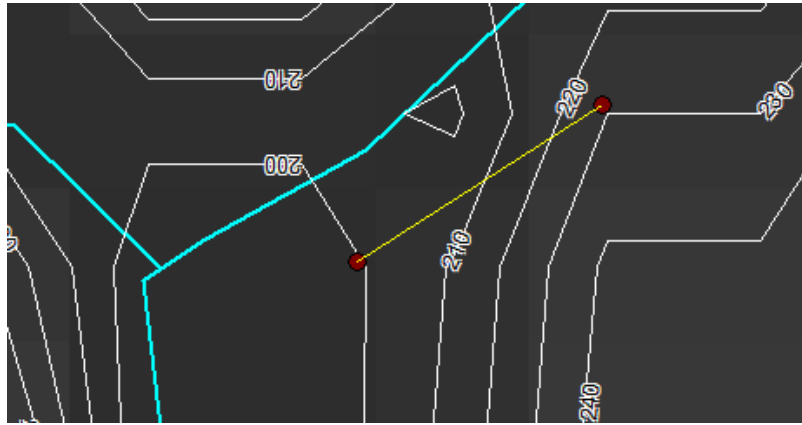


Fig. 4.20. Vista aérea de tubería forzada alternativa III. Fuente: Elaboración propia

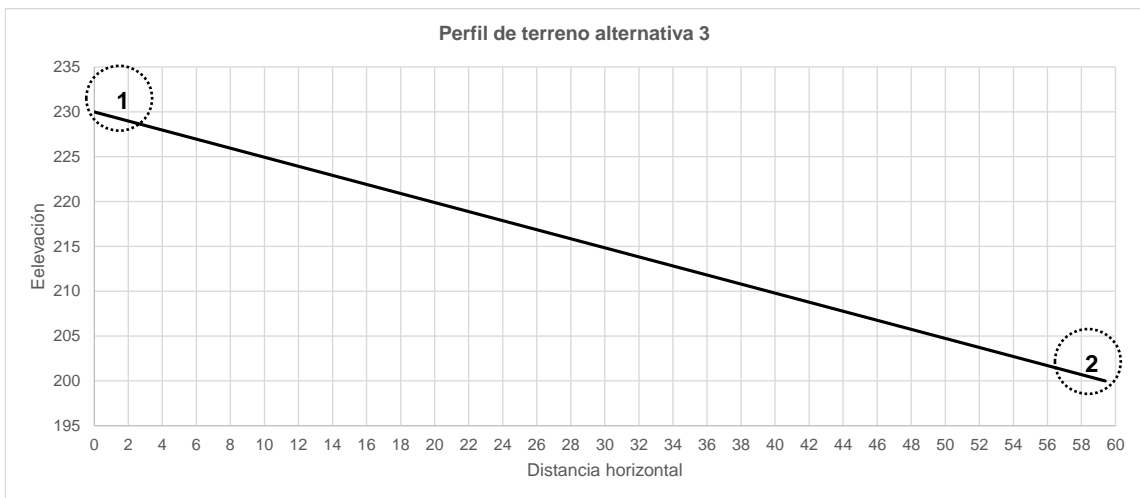


Fig. 4.21. Perfil de terreno alt. III, tubería forzada. Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la fig. 4.21, se requiere de 2 codos ya que se involucran cambios de dirección en el flujo de agua, la tubería posee una longitud de  $L_{tuberia} = 66.19 \text{ m}$ .

Dimensionamiento de tubería de alternativa III:

- Pérdidas de altura en canaleta

Estas pérdidas son producidas por el flujo de agua que acarrea la canaleta, a partir del valor obtenido con ecuación 10:

$$H_u = H_b - H_c = 30 \text{ m} - 1.8300 = 28.17 \text{ m}$$

- Cálculo de factor de pérdidas totales

Los valores de K en pérdidas de accesorios son los mismos valores obtenidos en la alternativa II.

El análisis matemático realizado en la alternativa I, se omite también para esta alternativa, ya que se realiza mediante una hoja de cálculo como se muestra a continuación.

Tabla 4.17. Selección de diámetro de tubería forzada alt. III. Fuente. Elaboración propia

Diametro	Altura util	Rugosidad relativa	Reynolds	Factor de fricción	Perdidas en tubería (Hp)	Altura neta	Porcentaje de pérdidas	Velocidad
m	m				m	m	%	m/s
0.54	28.169983	1.46E-04	2.36E+06	0.01339	2.29539	25.8746	8%	3.919272343
0.56	28.169983	1.41E-04	2.28E+06	0.01333	1.93996	26.2300	7%	3.644323391
0.58	28.169983	1.36E-04	2.20E+06	0.01328	1.65008	26.5199	6%	3.397324065
0.60	28.169983	1.31E-04	2.12E+06	0.01322	1.41187	26.7581	5%	3.174610598
<b>0.62</b>	<b>28.169983</b>	<b>1.27E-04</b>	<b>2.05E+06</b>	<b>0.01317</b>	<b>1.21476</b>	<b>26.9552</b>	<b>4%</b>	<b>2.973100456</b>
0.64	28.169983	1.23E-04	1.99E+06	0.01313	1.05059	27.1194	4%	2.790185096
0.66	28.169983	1.19E-04	1.93E+06	0.01309	0.91301	27.2570	3%	2.623645122
0.68	28.169983	1.16E-04	1.87E+06	0.01305	0.79705	27.3729	3%	2.471582646
0.70	28.169983	1.13E-04	1.82E+06	0.01301	0.69879	27.4712	2%	2.33236697
0.72	28.169983	1.09E-04	1.77E+06	0.01298	0.61511	27.5549	2%	2.204590693
0.74	28.169983	1.06E-04	1.72E+06	0.01295	0.54350	27.6265	2%	2.087033994
0.76	28.169983	1.04E-04	1.68E+06	0.01292	0.48194	27.6880	2%	1.978635414
0.78	28.169983	1.01E-04	1.63E+06	0.01289	0.42881	27.7412	2%	1.87846781
0.80	28.169983	9.84E-05	1.59E+06	0.01287	0.38275	27.7872	1%	1.785718461
0.82	28.169983	9.60E-05	1.55E+06	0.01285	0.34267	27.8273	1%	1.699672539
0.84	28.169983	9.38E-05	1.52E+06	0.01283	0.30768	27.8623	1%	1.619699285
0.86	28.169983	9.16E-05	1.48E+06	0.01281	0.27702	27.8930	1%	1.545240421
0.88	28.169983	8.95E-05	1.45E+06	0.01280	0.25006	27.9199	1%	1.475800381
0.90	28.169983	8.75E-05	1.42E+06	0.01278	0.22628	27.9437	1%	1.410938044
0.92	28.169983	8.56E-05	1.38E+06	0.01277	0.20526	27.9647	1%	1.350259706
0.94	28.169983	8.38E-05	1.36E+06	0.01276	0.18660	27.9834	1%	1.2934131
0.96	28.169983	8.20E-05	1.33E+06	0.01275	0.17001	28.0000	1%	1.240082265
0.98	28.169983	8.04E-05	1.30E+06	0.01274	0.15521	28.0148	1%	1.189983148
1.00	28.169983	7.88E-05	1.27E+06	0.01273	0.14199	28.0280	1%	1.142859815

Partiendo de los valores obtenidos en tabla 4.17, se selecciona el diámetro de 0.62 m, con el cual se tiene una altura neta de 26.96 m, un valor de 4% de pérdidas y la velocidad del flujo de agua de  $2.9731 \frac{m}{s}$ .

En la tabla 4.18 se muestra todo el proceso matemático llevado a cabo en alternativa I, el cual se omite también para esta alternativa, pero se resume en una hoja de cálculo, utilizada para la determinación del espesor de la tubería forzada.

Tabla 4.18. Cálculo de valor de espesor de tubería forzada alternativa III. Fuente: Elaboración propia

Presion hidroestatica kPa	Presion dinamica kPa	Espesor Preseleccion m	Celeridad del agua m/s	Frecuencia natural Hz	Pseudo-aceleracion m/s <sup>2</sup>	Presion por sismo kPa	Presion de golpe de ariete kPa	Presion estatica kPa	Presion dinamica kPa	Espesor por desgaste m	Espesor final m
276.3475352	246.1493741	0.000334806	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	1327.16262	1360.62375	1573.311994	0.0045	0.006406
276.3475352	250.6759551	0.000347206	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	1234.0581	1360.62375	1484.734055	0.0045	0.006365
276.3475352	254.3893531	0.000359606	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	1150.418014	1360.62375	1404.807368	0.0045	0.006328
276.3475352	257.4579711	0.000372006	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	1075.001722	1360.62375	1332.459693	0.0045	0.006332
<b>276.3475352</b>	<b>260.0110531</b>	<b>0.000384407</b>	<b>338.6247507</b>	<b>1.278987576</b>	<b>2.0601</b>	<b>1084.27622</b>	<b>1006.765401</b>	<b>1360.62375</b>	<b>1266.776454</b>	<b>0.0045</b>	<b>0.006393</b>
276.3475352	262.1487177	0.000396807	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	944.8257326	1360.62375	1206.97445	0.0045	0.006454
276.3475352	263.9491978	0.000409207	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	888.4311755	1360.62375	1152.380373	0.0045	0.006515
276.3475352	265.4741239	0.000421607	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	836.9390572	1360.62375	1102.413181	0.0045	0.006576
276.3475352	266.7724188	0.000434007	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	789.7971838	1360.62375	1056.569603	0.0045	0.006637
276.3475352	267.8831969	0.000446408	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	746.5289739	1360.62375	1014.412171	0.0045	0.006698
276.3475352	268.837942	0.000458808	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	706.7213661	1360.62375	975.5593081	0.0045	0.006759
276.3475352	269.6621576	0.000471208	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	670.0149239	1360.62375	939.6770815	0.0045	0.00682
276.3475352	270.3766268	0.000483608	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	636.0956937	1360.62375	906.4723206	0.0045	0.006881
276.3475352	270.9983828	0.000496008	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	604.6884689	1360.62375	875.6868517	0.0045	0.006942
276.3475352	271.5414604	0.000508409	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	575.5511899	1360.62375	847.0926503	0.0045	0.007003
276.3475352	272.0174828	0.000520809	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	548.4702665	1360.62375	820.4877493	0.0045	0.007064
276.3475352	272.4361231	0.000533209	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	523.2566523	1360.62375	795.6927754	0.0045	0.007125
276.3475352	272.8054682	0.000545609	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	499.7425362	1360.62375	772.5480045	0.0045	0.007186
276.3475352	273.1323089	0.000558009	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	477.7785433	1360.62375	750.9108522	0.0045	0.007247
276.3475352	273.4223713	0.00057041	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	457.2313564	1360.62375	730.6537277	0.0045	0.007308
276.3475352	273.680503	0.00058281	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	437.9816886	1360.62375	711.6621917	0.0045	0.00737
276.3475352	273.9108238	0.00059521	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	419.9225478	1360.62375	693.8333716	0.0045	0.007431
276.3475352	274.1168473	0.00060761	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	402.9577468	1360.62375	677.0745941	0.0045	0.007492
276.3475352	274.3015808	0.00062001	338.6247507	1.278987576	2.0601	1084.27622	387.0006201	1360.62375	661.3022009	0.0045	0.007553

Por lo tanto, para esta alternativa el valor de espesor final es de 6.4 mm, y de tabla de catálogos [32] se selecciona una lámina de espesor de  $\frac{5}{16}$  " pulgadas o 7.93 mm.

➤ Cámara de carga

A partir de la figura 4.17, y con las consideraciones descritas anteriormente se tiene los siguientes parámetros de diseño, donde se omiten el proceso de cálculos matemáticos realizados para la alternativa I:

Tabla 4.19. Diseño de cámara de carga alt. III. Fuente: Elaboración propia

Diametro de tubería	0.62	m
Altura que evita entrada de sedimentos $a_1$	0.30	m
Altura equivalente al diametro de la tubería $a_2$	0.62	m
Altura para evitar cavitación por torbellino $a_3$	0.62	
Altura de seguridad por elevacion por elevacion del agua, por efecto del golpe de ariete $a_4$	0.30	m
Valor de altura estimada de camara de carga $h_2$	1.84	m
Velocidad media del flujo en camara de carga	0.80	m/s
Caudal de equipamiento $Q_{eq}$	0.8976	m <sup>3</sup> /s
Ancho $b_2$	0.61	m
Ancho de canaleta $W$	1.18	m
Ancho $b_2$ definitivo	1.18	m
Altura de volumen de agua en la camara para el arranque $h_{2d}$	0.08	m
Altura del nivel maximo de agua $h_{2e}$ referencia	1.62	m
Longitud de tubería forzada	66.19	m
Altura bruta	30.00	m
Longitud de camara de carga $L_2$	2.12	m
Altura $h_{2e}$ definitivo	0.14	m
Altura final de camara de carga	1.98	m

➤ Chimenea de equilibrio

Tabla 4.20. Diseño de chimenea de equilibrio alt. III. Fuente: Elaboración propia

Caudal de equipamiento $Q_{eq}$	0.8976	m <sup>3</sup> /s
Pérdidas totales en tubería $H_p$	1.21	m
Velocidad del flujo $V_t$	2.91	m/s
Area transversal de la tubería $A_t$	0.30	m <sup>2</sup>
Longitud de tubería	66.19	m
Diametro de tubería	0.62	m
Altura bruta	30	m
Area transversal de la chimenea $A_c$	0.201	m <sup>2</sup>
Diametro de chimenea	0.51	m
Valor de sobrepresion del golpe de ariete $y_e$	9.25	m
Altura minima de la chimenea de equilibrio $H_{Cmin}$	18.53	m

- Sistema de apoyos

La tubería forzada diseñada a cielo abierto se adapta a las condiciones del terreno de donde se ubica, con las pendientes que este posee, en su trayecto para sostenerse se ubica una red de apoyos, en partes de la tubería donde se requiere variar la pendiente de la tubería con su respectivo codo el cual es sujeto a un anclaje el cual se encarga de absorber los esfuerzos que se derivan del cambio de dirección.

Los bloques de apoyo sostienen la tubería forzada facilitando su deslizamiento por dilatación o contracción debido a variaciones de temperatura.

Para cumplir estas funciones el apoyo se compone de una estructura de concreto y que sus dimensiones garanticen que no se girará o enterrará por fenómenos naturales, como lluvias, temblores. Sobre el apoyo se encuentra montada una placa metálica de baja fricción, en estas condiciones los esfuerzos mecánicos son menores, estos deben ser diseñados para soportar el peso de la tubería considerando que está completamente llena.

- Anclajes y juntas de dilatación

Los anclajes son bloques de hormigón que impiden el movimiento de la tubería se ajustan a esta y a las condiciones y perfil topográfico del terreno, permiten variar la pendiente en forma horizontal y/o vertical, se ubican en los cambios de dirección de la tubería forzada la cual puede estar embebida en el bloque o sujeta por medio de piezas especiales de acero.

Las juntas de dilatación o de expansión generalmente se les coloca inmediatamente debajo de la cámara de carga o del anclaje superior, teniendo en cuenta el coeficiente de dilatación del material, vibraciones y longitud.

#### **4.8.6. SELECCIÓN DE EQUIPO ELECTROMECAÁNICO**

Los aprovechamientos hidroeléctricos se caracterizan por su caudal y su diferencia de altura. Existen para cada combinación diferentes tipos de turbinas hidráulicas que se adaptan a las características antes indicadas entre ellas se tiene las de acción que son turbina Pelton, Michell Banki y entre las de reacción las Francis y las Kaplan.

En este estudio para los cálculos de energía se consideró turbina de acción Michell Banki o de flujo cruzado, para ello se realiza el siguiente análisis y determinar que la misma es adecuada.

Las turbinas Michell Banki son maquinas hidráulicas para la producción y generación de energía en proyectos hidroeléctricos a pequeña escala, una de las particularidades de estas se encuentra en su diseño sencillo y fácil fabricación, buena eficiencia en modo de operación a cargas parciales y su bajo costo de operación y mantenimiento. Funciona bajo el principio de transformación de la energía potencial en energía cinética justo antes de que el fluido ingrese al rodete el cual opera a presión atmosférica [33]. Además, opera a velocidades específicas de 30 a 250 rpm [34]

Para el análisis de la efectividad de la turbina Michell Banki se consideran los parámetros descritos:

- Altura neta: Alternativa I (52.89 m), Alternativa II (34.57) y Alternativa III (26.96)
- Caudal de equipamiento: 0.8976 m<sup>3</sup>/s.
- Eficiencia media hidráulica: 95%
- Frecuencia de red eléctrica: 60 Hz
- Altitud del emplazamiento: 800 msnm (9.3898 mca)

- Temperatura del agua: 25°C ( $H_v=0.33$  mca; Peso específico: 9.778 kN/m<sup>3</sup>)

Tabla 4.21. Rango de velocidades específicas de turbinas [39]

Tipo de turbina	$n_s$
Turbina Pelton de 1 tobera	Hasta 30
Turbina Pelton de 2 toberas	14-42
Turbina Pelton de 3 toberas o más	17-73
Turbina Michell Banki	30-250
Turbina Francis Lenta	69-125
Turbina Francis Normal	125-225
Turbina Francis Rápida	225-450
Turbinas Axiales	350-1000

El valor de potencia empleado para el cálculo de la velocidad específica de la turbina CV, donde 1 kW=1.34 CV, y el caudal en m<sup>3</sup>/s, la velocidad de giro de la turbina en rpm y la altura neta en metros.

#### Alternativa I

##### Velocidad síncrona

$$n_{sincrona} = \frac{120 \times f_e}{4} \text{ [rpm]} \quad (64)$$

$$n_{sincrona} = \frac{120 \times 60}{4} = 1800 \text{ rpm}$$

Potencia de turbina, como se trata de turbina de acción se considera una pérdida de alrededor de 1.5 m, ya que no poseen tubo de aspiración y la descarga es a la atmósfera.

$$P = \gamma Q_{eq} H_n \eta_h$$

$$P = (9.778)(0.8976)(52.89 - 1.5)(0.95) = 428.48 \text{ kW} = 574.60 \text{ CV}$$

Velocidad específica, consideración de generador disponible: Síncrono, 4 polos y 1800 rpm,

$$n_s = \frac{n_{sinc} \sqrt{P}}{H_n^{\frac{4}{5}}} [rpm] \quad (65)$$

$$n_s = \frac{1800 \sqrt{574.60}}{(52.89 - 1.5)^{\frac{4}{5}}} = 313.58 \text{ rpm}$$

De tabla 4.21 de rango de velocidades de específicas de turbinas, se tiene la alternativa de utilizar una turbina Francis rápida con  $n_s=313.00$  rpm.

Por lo tanto, se hará la consideración de utilizar dos turbinas de flujo cruzado o Michell Banki a partir de la ecuación siguiente:

$$N_t = \left( \frac{n_s}{n_{s'}} \right)^2$$

$$n_{s'} = \frac{313.58 \text{ rpm}}{\sqrt{2}} = 221.73 \text{ rpm}$$

Se selecciona la opción de instalar dos turbinas de flujo cruzado cuyo caudal de diseño es de  $0.45 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Además, para esta alternativa se considera el análisis con turbina de reacción Francis en caso, que esta se considere para la implementación en el emplazamiento, se selecciona turbina Francis rápida por el rango de velocidades específicas con acople directo turbina-Generador y caudal de equipamiento de  $0.8976 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$ .

Altura de aspiración:

$$Z_1 \leq H_{atm} - H_{vap} - \sigma H_n [m] \quad (66)$$

$$Z_1 \leq 9.3898 - 0.33 - \left( \frac{263.99^{1.41}}{13262.6} \right) (52.89)$$

$$Z_1 \leq -1.29 \text{ m}$$

Lo que resulta en que el eje de la turbina respecto al nivel del agua de descarga debe estar a  $-1.29\text{ m}$ , para evitar la cavitación, por consiguiente, implica realizar una excavación, aunque se podría variar la relación de transmisión con un multiplicador de velocidad, sin embargo, para este caso se considera los resultados obtenidos.

Tabla 4.22: Equipo electromecánico alternativa I. Fuente: Elaboración propia

Elemento	Descripción
Generador	Síncrono 1800 rpm, 4 polos
Turbina	Michell-Banki
Número de turbinas	2
Altura neta	51.39 m
Caudal de diseño	0.45 m <sup>3</sup> /s
Frecuencia eléctrica	60 Hz
Velocidad específica	221 rpm
Potencia turbina	214.24 kW

#### Alternativa II

##### Potencia de turbina

Potencia de turbina, como se trata de turbina de acción se considera una pérdida igual a la de la alternativa anterior ya que es descarga a la atmósfera.

$$P = \gamma Q_{eq} H_n \eta_h \quad [W] \quad (67)$$

$$P = (9.778)(0.8976)(34.57 - 1.5)(0.95) = 275.73 \text{ kW} = 369.47 \text{ CV}$$

Velocidad específica, se considera un generador de los que actualmente se encuentran instalados en PCHs en el país con velocidad síncrona de 900 rpm y 8 polos.

$$n_s = \frac{n_{sinc} \sqrt{P}}{H_n^{\frac{5}{4}}}$$

$$n_s = \frac{900\sqrt{369.47}}{(34.57 - 1.5)^{\frac{5}{4}}} = 218.14 \text{ rpm}$$

De tabla 4.21 de rango de velocidades de específicas de turbinas, se tiene la alternativa de utilizar una turbina Michell Banki con  $n_s=218.00$  rpm con caudal de diseño es de  $0.8976 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Tabla 4.23: Equipo electromecánico alternativa II. Fuente: Elaboración propia

Elemento	Descripción
Generador	Síncrono 900 rpm, 8 polos
Turbina	Michell-Banki
Número de turbinas	1
Altura neta	33.07 m
Caudal de diseño	$0.8976 \text{ m}^3/\text{s}$
Frecuencia eléctrica	60 Hz
Velocidad específica	218 rpm
Potencia turbina	275.73 kW

### Alternativa III

#### Potencia de turbina

Potencia de turbina, al considerar turbina de acción se tendrá una pérdida igual a la de las alternativas anteriores ya que es descarga a la atmósfera.

$$P = \gamma Q_{eq} H_n \eta_h$$

$$P = (9.778)(0.8976)(26.96 - 1.5)(0.95) = 212.28 \text{ kW} = 284.46 \text{ CV}$$

Velocidad específica, consideración de generador síncrono de 720 rpm y 5 polos, con el fin de obtener mejores resultados de generación eléctrica y mayor rentabilidad económica.

$$n_s = \frac{n_{sinc} \sqrt{P}}{H_n^{\frac{5}{4}}}$$

$$n_s = \frac{720\sqrt{285.97}}{(26.96 - 1.5)^{\frac{5}{4}}} = 212.89 \text{ rpm}$$

De tabla 4.21 de rango de velocidades de específicas de turbinas, se podría utilizar una sola turbina de flujo cruzado con caudal de diseño 0.8976 m<sup>3</sup>/s y velocidad específica de 211 rpm.

Tabla 4.24: Equipo electromecánico alternativa III. Fuente: Elaboración propia

Elemento	Descripción
Generador	Síncrono 720 rpm, 5 polos
Turbina	Michell-Banki
Número de turbinas	1
Altura neta	25.46 m
Caudal de diseño	0.90 m <sup>3</sup> /s
Frecuencia eléctrica	60 Hz
Velocidad específica	212 rpm
Potencia turbina	212.28 kW

#### 4.8.7. GENERACIÓN DE ENERGÍA

Alternativa I

Tabla 4.25: Generación anual de energía turbinas Michell Banki, alternativa I

Mes	Días	Qm [m <sup>3</sup> /s]	Q real disponible [m <sup>3</sup> /s]	Energía MWh/mes Unidad 1			Energía MWh/mes Unidad 2		
				%Qe	n <sub>t</sub>	Energía	%Qe	n <sub>t</sub>	Energía
Enero	31	0.065	-0.025	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Febrero	28	0.084	-0.006	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Marzo	31	0.158	0.068	15.10	0.730	18.604	0.000	0.000	0.000
Abril	30	0.213	0.123	27.38	0.760	33.989	0.000	0.000	0.000
Mayo	31	0.381	0.291	64.77	0.820	89.642	0.000	0.000	0.000
Junio	30	0.730	0.640	71.11	0.810	188.262	71.110	0.810	188.262
Julio	31	1.038	0.948	100.00	0.780	277.417	100.000	0.780	277.417
Agosto	31	1.130	1.041	100.00	0.780	304.420	100.000	0.780	304.420
Septiembre	30	1.515	1.425	100.00	0.780	403.387	100.000	0.780	403.387
Octubre	31	1.498	1.409	100.00	0.780	412.111	100.000	0.780	412.111
Noviembre	30	0.646	0.556	100.00	0.780	157.420	100.000	0.780	157.420
Diciembre	31	0.187	0.097	21.50	0.740	26.856	0.000	0.000	0.000
				<b>Total [MWh/año] Unidad 1</b>		<b>1912.108</b>	<b>Total [MWh/año] Unidad 2</b>		<b>1743.017</b>
				<b>Total [MWh/año]</b>	<b>3655.124</b>				

Según tabla 4.25 se genera electricidad por 10 meses, con un valor anual de 3,655.12 MWh

## Alternativa II

Tabla 4.26: Generación anual de energía turbinas Michell Banki, alternativa II

Mes	Días	Qm [m <sup>3</sup> /s]	Q real disponible [m <sup>3</sup> /s]	Energía MWh/mes Unidad 1		
				%Qe	$n_t$	Energía
Enero	31	0.065	-0.025	0.00	0.000	0.000
Febrero	28	0.084	-0.006	0.00	0.000	0.000
Marzo	31	0.158	0.068	7.57	0.600	10.286
Abril	30	0.213	0.123	13.73	0.760	22.864
Mayo	31	0.381	0.291	32.47	0.790	58.096
Junio	30	0.730	0.640	71.34	0.820	128.207
Julio	31	1.038	0.948	100.00	0.780	186.618
Agosto	31	1.130	1.041	100.00	0.780	204.783
Septiembre	30	1.515	1.425	100.00	0.780	271.358
Octubre	31	1.498	1.409	100.00	0.780	277.226
Noviembre	30	0.646	0.556	61.94	0.770	104.538
Diciembre	31	0.187	0.097	10.78	0.700	17.089
<b>Total [MWh/año] Unidad 1</b>						<b>1281.067</b>

A partir de tabla 4.26 se genera electricidad por 10 meses, con un valor anual de 1,281.06 MWh

## Alternativa III

Tabla 4.27: Generación anual de energía turbinas Michell Banki, alternativa III

Mes	Días	Qm [m <sup>3</sup> /s]	Q real disponible [m <sup>3</sup> /s]	Energía MWh/mes Unidad 1		
				%Qe	$n_t$	Energía
Enero	31	0.065	-0.025	0.00	0.000	0.000
Febrero	28	0.084	-0.006	0.00	0.000	0.000
Marzo	31	0.158	0.068	7.57	0.600	8.022
Abril	30	0.213	0.123	13.73	0.760	17.831
Mayo	31	0.381	0.291	32.47	0.790	45.307
Junio	30	0.730	0.640	71.34	0.820	99.985
Julio	31	1.038	0.948	100.00	0.780	145.537
Agosto	31	1.130	1.041	100.00	0.780	159.703
Septiembre	30	1.515	1.425	100.00	0.780	211.623
Octubre	31	1.498	1.409	100.00	0.780	216.200
Noviembre	30	0.646	0.556	61.94	0.770	81.526
Diciembre	31	0.187	0.097	10.78	0.700	13.327
<b>Total [MWh/año] Unidad 1</b>						<b>999.062</b>

Según se muestra en tabla 4.27 se genera electricidad por 10 meses, con un valor anual de 999.06 *MWh*

Según los resultados de generación de las tres alternativas se genera electricidad por 10 meses, y se tienen los meses de enero y febrero que no se podría generar electricidad por los bajos caudales lo cual es indicador que se tiene valores de flujo cercanos al caudal ecológico y que no se alcanza el valor de caudal mínimo técnico para operar la turbina.

El que se tenga dos meses en los cuales no se genera electricidad no es sinónimo de pérdidas, ya que en estos meses se pueden aprovechar para dar mantenimientos a las obras electromecánicas e infraestructura garantizando la disponibilidad de la o las turbinas para los siguientes meses, limpieza de canaleta, tuberías, desarenadores, entre otros.

En cuanto, a la potencia instalada, analizando los resultados obtenidos y arrojada por las tres distintas alternativas se tiene que son menores a 1 MW, en consideración al criterio mencionado en el capítulo 3, y en contraposición a lo descrito en el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en el que se describe que para este sitio se estima la potencia instalada en 2.1 MW, se tienen resultado inferiores. La alternativa I que brinda un valor mayor que las otras dos da como resultado 428.48 kW.

Sin embargo, ante tal variación, no se tiene información detallada de parte del Plan Maestro para el desarrollo de Energías Renovables en cuanto a las metodologías utilizadas para la determinación de los diversos parámetros o indicadores que dan como resultado tal potencia instalada, entre estas la metodología utilizada para la determinación del caudal en la cuenca del sitio Huiza II, altura bruta, las consideraciones o estimaciones realizadas en cuanto a

tipos de turbinas, caudales mínimos técnicos, pérdidas en los diferentes elementos de la PCH, longitudes de canaleta, ubicación específicas de las principales obras, entre otros parámetros, haciendo menos precisa los resultados y sus implicaciones es por ello que no se puede sentar un base de comparación y denotar que variables condujeron a obtener una potencia instalada mayor en el Plan Maestro y una menor en este estudio.

Finalmente, la ausencia de tal información detallada sobre los diversos parámetros y consideraciones limita la capacidad de evaluar idóneamente los resultados y entender las razones subyacentes de las diferencias observadas.

#### **4.9. ESTUDIO AMBIENTAL**

El estudio ambiental para la implementación de un proyecto de Pequeña central hidroeléctrica es importante ya que se evalúan los impactos que se tienen por parte del proyecto, y se les da cumplimiento a legislaciones legales ambientales actuales, así mismo incluye como el proyecto en su construcción u operación puede afectar a la flora y fauna local, los suelos, los cuerpos de agua, entre otros, el identificar estos también brinda la oportunidad para dar soluciones de mitigación y su sostenibilidad a largo plazo minimizando impactos de daño ambiental irreparables también se gestionan riesgos ambientales, en este sentido el MARN posee una categorización de los proyectos en la cual al realizarla da como resultado si debe desarrollarse o no un estudio ambiental, sin embargo, en los casos que no se desarrolle tal estudio, debe gestionarse el cuidado del medio ambiente, como parte de la responsabilidad social, además de gestionar los impactos brindando medidas que minimicen cualquier impacto negativo que pueda existir en todas las fases de un proyecto de PCH.

#### **4.9.1. IMPACTOS AMBIENTALES POR IMPLEMENTACIÓN DE PCH EN EL SITIO**

Los impactos varían con la ubicación del aprovechamiento y con la solución tecnológica escogida. Desde el punto de vista de la ubicación, un aprovechamiento en montaña genera diferentes impactos a uno de llanura. Desde el punto de vista tecnológico, los aprovechamientos con embalse regulador generan impactos, cuantitativa y cualitativamente, diferentes a los generados por los aprovechamientos de agua fluyente.

Consecuentemente, se describen los impactos ambientales que el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico a pie de presa o de agua fluyente puede provocar en el sitio, definiendo que los proyectos de PCHs, por su envergadura sus impactos son mínimos.

Las PCHs su impacto mayormente se ve reflejado en la alteración del flujo del agua, impactos sociales y culturales, impactos en la vegetación, entre otros.

##### **4.9.1.1. IMPACTOS AMBIENTALES EN FASE DE CONSTRUCCIÓN**

Desde el punto de vista ambiental se diferencian los aprovechamientos de agua fluyente o a filo de agua de los de pie de presa. Los primeros son los que en menor medida afectan al medio ambiente, ya que se sobreentiende que se aplicaron las medidas ambientales para llevar a cabo el proyecto hidroeléctrico y que el impacto adicional de la casa de máquinas, carga, tubería forzada y del canal de descarga, es porcentualmente mínimo. En el caso de los de pie de presa pueden provocar un mayor impacto por la cantidad de agua que se retiene mediante una represa generando diversas afectaciones a la vida biológica y cotidiana.

A continuación, se enlistan algunos de los impactos ambientales generados por PCH durante su construcción.

Tabla 4.28. Impactos ambientales en construcción de un proyecto de PCH

Actividades	Afectación	Impacto
Estudios geológicos	Animales salvajes	Ruidos e invasión
Corte de vegetación existente	Selvicultura	Deforestación
Ampliación de caminos	Población	Oportunidades y alteración del hábitat
Movimiento de tierras	Geología local	Estabilidad de taludes
Excavación de túneles	Hidrología y geología local	Alteración de acuíferos
Construcción de terraplenes del canal	Vida acuática e hidrogeología local	Alteración de la hidrología del río
Acumulación temporal de tierras	Geología local	Estabilidad de taludes
Desplazamiento temporal de personas, caminos y líneas eléctricas	Población	No genera impacto ambiental significativo
Dragado de ríos	Ecosistema acuático	Alteración del hábitat
Desvío temporal del río	Ecosistema acuático	Alteración del hábitat
Uso de excavadoras, camiones, helicópteros, Automóviles, grúas.	Fauna y población.	Ruidos
Presencia humana durante las obras.	Fauna y población.	Ruidos

- Impacto debido a tomas de agua, canales, tuberías de presión y canal de descarga

En los aprovechamientos de agua de filo de agua o pie de presa los impactos son semejantes a los generados por la construcción de cualquier tipo de infraestructuras, ruidos que alteran la vida de los animales y de los humanos; peligro de erosión debido a la pérdida de cobertura asociada a los movimientos de tierra, con el consiguiente efecto sobre la turbidez de las aguas y la precipitación, aguas abajo, de sedimentos que pueden modificar el hábitat de los peces, etc. Para mitigar estos impactos se deben realizar las obras en épocas de escasa pluviosidad, y que los trabajos de reforestación del terreno se lleven a cabo inmediatamente después de terminada la construcción.

En todo caso, estos impactos tienen siempre un carácter transitorio, y no constituyen un obstáculo para la concesión de la autorización de algunos proyectos de PCHs. Ya que la flora juega un papel protector frente a la erosión se debe reforzar, la vegetación de las orillas, dañada durante la construcción de las estructuras hidráulicas inherentes al proyecto.

Habrá que tener en cuenta dentro de la evaluación de impactos, aquellos vertidos al cauce. También pueden generar problemas las emisiones de polvo, gas de combustión e incluso de ruidos, dado el alto grado de sensibilidad ecológica de las zonas en que se implantan las pequeñas centrales. Para disminuir el impacto de las emisiones de los vehículos y al mismo tiempo reducir los costos de transporte es conveniente planificar bien los movimientos y evitar recorridos innecesarios. En el lado positivo hay que destacar la incidencia de la utilización de mano de obra local, e incluso de pequeños subcontratistas durante todo el periodo de construcción del aprovechamiento.

#### 4.9.1.2. IMPACTOS AMBIENTALES EN FASE DE OPERACIÓN

A continuación, se enlistan algunos de los impactos ambientales generados por la puesta en operación de una PCH.

Tabla 4.29. Impactos ambientales generados por la puesta en operación de PCH

Actividades	Afectación	Impacto
Producción de energía renovable	Población	Reducción de emisiones dañinas
Represado del río	Población y ecosistema	Alteración del hábitat
Estructuras permanentes en el cauce del río.	Ecosistema acuático	alteración del habita
Desviaciones del río	Ecosistema acuático	Alteración del hábitat
Tuberías forzadas	Fauna y población	Intrusión visual
Nuevas líneas eléctricas	Fauna y población	Intrusión visual
Protección de terraplenes con piedras planas	Fauna y población	Modificación del hábitat
Diques	Fauna y población	Modificación del hábitat
Modificación del caudal	Fauna, flora y población.	Modificación del hábitat

Ruidos del equipo electromecánico	Fauna y población	Modificación de hábitat
Limpieza del cauce del río	Ecosistema acuático y población	Calidad del agua

- Impacto debido a los sonidos

El nivel de ruido permitido dependerá de los núcleos de población o viviendas aisladas localizadas en el entorno y del existente antes de realizar el proyecto. Los ruidos proceden fundamentalmente de las turbinas y generadores. Hoy en día es posible reducir el nivel de ruido en el interior de la casa de máquinas y limitarlo en el exterior a límites tan bajos que resulte prácticamente imperceptible.

- Impacto paisajístico

Todos tendemos a rechazar cualquier cambio por pequeño que sea en el paisaje que nos rodea. Una nueva urbanización en nuestra cercanía o una playa artificial con arena procedente de un yacimiento submarino, son rechazadas por buena parte de la localidad, aunque en muchos aspectos, incluso el paisajístico, mejoren las condiciones del entorno. El problema es particularmente grave en aquellos aprovechamientos hidráulicos ubicados en una zona de montaña media o alta, o en una zona urbana de carácter histórico. Es indudable que cada uno de los componentes que configuran el aprovechamiento tiene potencial para producir cambios en el paisaje. El diseño y la ubicación poco afortunada de uno solo de ellos pueden afectar decisivamente a la aceptación del proyecto por el público.

Aun cuando sean voluminosos la mayoría de los componentes pueden ocultarse a la vista si se utiliza adecuadamente la topografía y la vegetación. El uso de pinturas no reflectantes con colores que se diluyen en el paisaje; la construcción de azudes a base de rocas que simulen la apariencia; el diseño de una casa de máquinas que se asemeje más a una cabaña que a un edificio

industrial, etc. pueden hacer que un proyecto que encontraba una fuerte oposición de los lugareños termine por ser aceptado con agrado. La primera y principal inconformidad de un aprovechamiento suele ser la tubería forzada. Hay que aprovechar cualquier elemento del terreno, rocas, plantas, etc. que pueda contribuir a ocultarla y si no hay otra solución, camuflarla mediante una pintura que reduzca el contraste con el paisaje. En todo caso lo mejor si es posible es enterrarla lo que implica problemas de mantenimiento y control, pero en cambio reduce las variaciones de temperatura en el tubo y consiguientemente el número de juntas de dilatación, y elimina lo que sería una barrera al paso de animales, sin embargo, para el análisis del estudio de este sitio se realiza considerando una tubería forzada de acero al aire libre.

La toma de agua, el canal de derivación, la casa de máquinas, y la línea de transmisión a la red deben integrarse hábilmente en el paisaje. Para facilitar la autorización de construcción habrá que incorporar al proyecto todas las estrategias de mitigación posibles, lo que por regla general no aumentará significativamente los costos.

#### **4.9.1.3. IMPACTOS BIOLÓGICOS**

- En el cauce

En los aprovechamientos de agua fluyente que derivan el agua del curso del río para llevar el agua a la central hay un tramo del cauce, el ubicado entre la toma aguas arriba de la central y el canal de desagüe a la salida de las turbinas, que puede tener una gran longitud para aumentar el salto y que queda alimentado. En el caso extremo de que se turbine todo el caudal del río, el tramo alimentado quedará en seco, pero cuando el caudal natural supere al de equipamiento, el agua desbordará sobre el azud para entrar en el mismo. Son

sobre todo estos cambios rápidos de periodos secos a húmedos, los que empobrecen la fauna ribereña.

El productor opinará que la producción de electricidad con recursos renovables es una valiosa contribución a la humanidad, al reemplazar a otro proceso que daría lugar a emisiones de gases de invernadero, con significativo impacto global. La agencia medio ambiental verá por el contrario en la derivación del agua una amenaza a la ecología del río, un atentado a un bien de dominio público, sin embargo, debe buscarse una solución a estos posibles conflictos de intereses.

- Pasos de peces

Un curso de agua es ante todo una sede sobre todo de una vida variada de peces que se demuestra muy frágil ante la acción del hombre y no solo como consecuencia de la construcción de aprovechamientos hidroeléctricos. Debe poder garantizarse su ciclo vital garantizando el flujo de agua, aguas debajo de la bocatoma.

#### **4.9.1.4. IMPACTOS EN EL TERRENO**

Los canales han constituido tradicionalmente un obstáculo al libre paso de los animales, Para evitarlo los canales hoy día están cubiertos y revegetados de forma que no presentan obstáculo alguno. En todo caso en zonas muy sensibles el MARN tiende a extremar las medidas de protección e incluso llegan a denegar la autorización de implementación de proyecto.

- Material recogido en las rejillas

Casi todas las centrales hidroeléctricas tienen máquinas de limpieza de rejillas, que eliminan los materiales arrastrados por el agua, para evitar que dañen

las turbinas o disminuyan la eficiencia hidráulica. Cada año se sacan del agua toneladas de materiales (bolsas de plástico, botellas, latas, hojas y toda clase de detritos naturales). En muchos países está prohibido volver a arrojar estos materiales al río y hay que deshacerse de ellos sin causar daños en el terreno, lo que resulta costoso. En este sentido una PCH juega el papel de limpiador del río, lo que no se suele tener en cuenta por el MARN, aunque sea un impacto claramente positivo. Para el productor esto representa un gasto que habrá que minimizar adoptando las estrategias necesarias

#### **4.9.1.5. IMPACTOS DE LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS O TRANSMISIÓN DE ENERGÍA**

- Impacto visual

Las líneas eléctricas correspondientes tienen un impacto estético negativo sobre el paisaje. Estos impactos pueden mitigarse adaptando la línea al paisaje, o en casos extremos, enterrándola.

En zonas de montaña de elevada sensibilidad ecológica, las líneas eléctricas dominan el paisaje y ejercen una influencia negativa sobre el escenario. Sin embargo, las líneas eléctricas existen aún donde no hay centrales hidroeléctricas. Los pueblos aun cuando estén en la alta montaña, necesitan electricidad y, a menos que utilicen sistemas fotovoltaicos autóctonos, las líneas de transmisión son inevitables.

- Impacto sobre la salud humana

Además de la obstrucción visible hay un aspecto que preocupa a los que viven en las cercanías de la línea: los aparentes riesgos que sobre la salud presentan sus radiaciones electromagnéticas. Tras varios años de informes contradictorios

los expertos aseguran ahora que residir en áreas cercanas a líneas eléctricas no incrementa el riesgo de cáncer, y eso en el caso de las líneas de muy alta tensión. Dada la tensión empleada en las minicentrales el peligro es inexistente ya que los campos electromagnéticos generados son inferiores a los que generan algunos electrodomésticos.

#### **4.9.2. CATEGORIZACIÓN AMBIENTAL DEL SITIO Y MEDIDAS PARA MINIMIZAR IMPACTO AMBIENTAL**

Categorización del proyecto de PCH en sitio Huiza II, el cual es un proceso técnico por medio del cual el MARN determina si una actividad, obra o proyecto requiere o no de la elaboración de un estudio ambiental en función de la naturaleza de la actividad, su envergadura y a la naturaleza del impacto potencial a generar. La cual se fundamenta en los criterios siguientes:

1. Envergadura, criterios asociado al tamaño, extensión, superficie, volumen o magnitud de una actividad, obra o proyecto, según corresponda.
2. Naturaleza del impacto potencial, referido a la sensibilidad del sitio, las condiciones de conservación ambiental, el riesgo asociado a las condiciones del lugar o al estado de conservación de los factores ambientales: agua, suelo, aire, flora y fauna, del medio donde se pretende ejecutar una determinada actividad, obra o proyecto: es decir, es la capacidad del medio para asimilar o neutralizar los impactos potenciales a ser generados por las acciones humanas y del mayor o menor tiempo que este requiere para recuperación sin intervención exógena.
3. Naturaleza de la actividad, obra o proyecto, criterio que está relacionado con el tipo de proceso a realizar y al riesgo potencial asociado a la misma.

Se tienen 3 categorías:

- a) PIAB: Actividades o proyectos con impacto potencial bajo
- b) PIAL: Actividades, obras o proyectos con impacto potencial leve
- c) PIAMA: Actividades, obras o proyectos con impacto ambiental potencial moderado o alto (Requiere presentar estudio de impacto ambiental, EsIA)

Para la ponderación de los criterios se jerarquizan los criterios acordes al nivel de impacto potencial de la siguiente manera:

- Criterios de impacto medio (CIM): Son los criterios de menor valor en la escala asignada.
- Criterios de impacto alto (CIA): Criterios que cuentan en el doble del valor del CIM y que su impacto se considera de mayor relevancia.
- Criterios críticos (CC): criterios que por su importancia y sensibilidad ambiental categorizan por sí mismos, asignando el valor máximo para categorizar.

Tabla 4.30. Jerarquía y ponderación de criterios del MARN [35]

Jerarquía del criterio	PIAB	PIAL	PIAMA
CIM	1.0	2.0	3.0
CIA	2.0	4.0	6.0
CC	3.0	6.0	9.0

### **Aplicación de la categorización (antes mencionada) al Proyecto de PCH sitio Huiza II.**

Con respecto a la evaluación de los criterios de categorización se tiene la siguiente condición de proyecto, para los criterios identificados con impacto ambiental potencial leve. No se incluyen en el detalle los criterios que han sido evaluados como impacto potencial bajo.

- Sobre los criterios asociados a la conservación ambiental

Tabla 4.31. Criterios asociados a la conservación ambiental del MARN

Tipo de criterio	Criterio	PIAB	PIAL	PIAMA	Proyecto
CC	Ubicado dentro de un sitio con relevancia ecosistémica	NO	SI (6)	SI	PIAL: El proyecto se ubica sobre el río Huiza
CIA	Ubicado dentro de una zona de recarga acuífera potencial	Baja	Media (4)	Alta	PIAL: Se ubica en una zona de recarga acuífera potencial
CIA	Ubicado dentro de una zona con cobertura arbórea	Baja	Media (4)	Alta	PIAL: Se ubica en una zona donde se tiene cobertura arbórea.

- Sobre los criterios asociados a la condición del lugar

Para el subsector de proyectos hidroeléctricos, no aplican los siguientes criterios de categorización Distancia más próxima del proyecto respecto a una quebrada, Distancia más próxima del proyecto respecto a un río terciario, Distancia más próxima del proyecto respecto a un río secundario y/o primario.

Tabla 4.32. Criterios asociados a la condición del lugar del MARN

Tipo de criterio	Criterio	PIAB	PIAL	PIAMA	Proyecto
CC	Ubicado dentro de un área con susceptibilidad a inundaciones alta o muy alta	NO	SI (6)	SI	PIAL: El proyecto se ubica sobre o a orillas de un río
CC	Ubicado dentro de un área que puede ser afectada por flujos de escombros de acuerdo con lineamientos del MARN	NO	SI (6)	SI	PIAL: se ubica dentro de un río que en invierno acarrea flujos de escombros.

- Sobre los criterios asociados a la etapa de construcción

Tabla 4.33. Criterios asociados a la etapa de construcción del MARN

Tipo de criterio	Criterio	PIAB	PIAL	PIAMA	Proyecto
CC	Área del proyecto	Hasta 10,000 m <sup>2</sup>	Hasta 50,000 m <sup>2</sup> (6)	Hasta 50,000 m <sup>2</sup>	PIAL: un área afectada es arriba de 10,000 m <sup>2</sup> y menor a 50,000 m <sup>2</sup>

- Criterios para la generación de energía con recurso hidroeléctrico

Tabla 4.34. Criterios par a la generación de energía con recurso hidroeléctrico

Tipo de criterio	Criterio	PIAB	PIAL	PIAMA	Proyecto
CC	Aprovechamiento mediante filo de agua	SI	SI (6)	SI	PIAL: a filo de agua
CC	Aprovechamiento mediante descarga de tubería	SI	SI (6)	SI	PIAL: Existe tubería forzada
CC	Potencia de salida de planta (MW)	Hasta 0.1 MW	Hasta 1.0 MW (6)	Más de 1.0 MW	PIAL: según calculo potencia aprox. 0.5 MW
CC	Caudal mínimo remanente en tramo intervenido (permanente)	30% del caudal medio mensual, o definidos por MARN.	30% del caudal medio mensual, o definidos por MARN. (6)	Determinación del porcentaje del caudal	PIAL: Caudal Ecológico recomendado por Plan Maestro 10%
CC	Existen otras demandas en el tramo intervenido (pesca, riego, recreación)	NO	SI (6)	SI	PIAL: por ser un río hay demandas por recreación, etc.

- Evaluación global de los criterios de categorización

Tabla 4.35. Evaluación global de criterios de categorización

Impacto ambiental potencial	Valor mínimo requerido para la categoría	Proyecto
Impacto Ambiental potencial Leve (PIAL)	62	6

De la evaluación global de los criterios de categorización de actividades obras o proyectos, se establece que el proyecto cumple la categoría de Impacto Ambiental Potencial Leve.

Por lo tanto, para el proyecto de Implementación de PCH en sitio Huiza II, ubicado en las coordenadas geodésicas -89.2278, 13.5500, departamento de La Libertad, municipio La Libertad Este, se determina que el impacto relacionado a la ejecución del proyecto es leve de acuerdo con su envergadura y naturaleza del impacto potencial, por consiguiente, no requiere de la elaboración de un estudio de impacto ambiental.

Algunas de las medidas para minimizar los impactos ambientales que se podrían provocar por la implementación de PCH en el sitio Huiza II, se muestran en tabla 4.26.

Tabla 4.36. Medidas de minimización de impacto ambientales en sitio de PCH. Fuente: Elaboración propia

Impacto ambiental	Medidas para mitigar y/o impactos negativos
Contaminación del aire y del agua por la construcción y eliminación de residuos de construcción.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Crear un sistema de control de contaminación del aire en donde se registre el nivel de particulado del aire, así como el nivel de emisiones de gases de efecto invernadero generados por la combustión de la maquinaria alimentada por combustibles fósiles.</li> <li>• Evitar desechar los líquidos contaminantes, como combustible, aceites, lubricantes, etc. Hacia vertederos no autorizados o en el peor de los casos hacia reservorios de agua, ríos, lagunas o quebradas cercanas al proyecto.</li> <li>• Generar un manual que reglamente de forma interna, el manejo y la disposición de residuos.</li> <li>• En caso de no tener un espacio donde desechar los residuos contaminantes, estos deben ser almacenados siguiendo las normas de seguridad específicas dependiendo del tipo de residuo y deberá contratarse a un proveedor de servicio de tratamiento de residuos, a fin de que se encargue de eliminar de forma correcta los residuos generando el daño mínimo al medioambiente.</li> <li>• Si es factible, cabe la posibilidad de construir un área de tratamiento de aguas residuales, a fin de generar un proyecto sustentable y con el uso más eficiente del agua.</li> </ul>
Erosión del suelo, destrucción de la vegetación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Revisar la ubicación de campamentos, edificios, fosas prestadas, canteras, sitios de deshecho y disposición de residuos, teniendo en cuenta evitar ubicaciones cercanas a comunidades o sitios de alta densidad de flora y fauna.</li> <li>• Evitar usar suelos para construcción, que puedan ser destinados para cultivos agrícolas o que se encuentre muy cercanos a zonas protegidas.</li> <li>• Ejecutar un plan de reforestación al finalizar la construcción del proyecto, preferentemente planificarlo para ser llevado a cabo en un área cercana a la construcción o en caso no exista esta posibilidad, reforestar un espacio en otra área a fin de generar una pequeña área forestal propia de la empresa encargada de la central hidroeléctrica.</li> </ul>

Pérdida del hábitat de especies salvajes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rescate de animales silvestres y su reubicación hacia un área protegida.</li> <li>• Reforestar áreas con poca vegetación, a fin de compensar los ecosistemas dañados y los animales silvestres que no es posible reubicar, como roedores pequeños, insectos, etc.</li> <li>• Establecer áreas protegidas, propias en el área de construcción.</li> </ul>
Deterioro de la calidad de agua.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limpieza superficial del agua en la represa. Control de las descargas de agua.</li> <li>• Limitar el tiempo en que se retiene el agua.</li> </ul>
Incremento de enfermedades causadas por el agua.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Control de vectores, mediante fumigación constante, uso de repelentes en los reservorios de agua que sea posible y tener retención de agua el menor tiempo posible.</li> <li>• Campañas médicas y de control de enfermedades para las comunidades cercanas al proyecto.</li> </ul>
Demandas por conflicto del uso del agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Planeación y gestión del agua de la presa en contexto con los planes de desarrollo regional.</li> <li>• Uso equitativo del agua entre propietarios grandes y pequeños situados en la geografía del lugar</li> </ul>

## **5. ANÁLISIS DE COSTOS Y ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO**

Se lleva a cabo el estudio de todas las alternativas propuestas para el sitio seleccionado con el fin de asegurar la elección de la alternativa que maximice la rentabilidad. Este análisis implica la consideración de costos mínimos y el logro de ingresos superiores. En este proceso, se tienen en cuenta diversos aspectos previamente evaluados, incluyendo consideraciones ambientales, sociales, técnicas y legales. El objetivo principal es identificar la opción más eficiente desde una perspectiva económica, al tiempo que se garantiza el cumplimiento de todos los requisitos y regulaciones pertinentes en cada una de las áreas evaluadas.

La importancia de la evaluación económica de proyectos hidroeléctricos radica en garantizar la viabilidad y rentabilidad financiera, evaluación de los costos y beneficios asociados al desarrollo y operación de la PCH, optimización de recursos, evaluación de riesgos económicos y atracción de financiamiento ya que es esencial la atracción de inversores sin embargo, requieren de conocer las perspectivas de rentabilidad y potencial de retorno de su inversión con lo cual un estudio económico les brinda tal información.

### **5.1. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA**

El funcionamiento del mercado eléctrico en El Salvador está basado en costos de producción. El Salvador posee un mercado competitivo en todas las actividades del sector. El Reglamento de Operación Basado en Costos de Producción (ROBCP) permite transparencia en su funcionamiento, reglas claras para todos los participantes y la divulgación de la información referente al mercado.

El ROBCP establece el despacho de generación basado en los costos variables de producción de cada generador. Para ello es necesario que el

operador del mercado conozca el costo de cada generador como resultado de una auditoría de costos obligatoria. La liquidación del mercado corresponde según el costo marginal.

El sector está compuesto por dos grandes áreas de negocios: El Mercado de Contratos y El Mercado Regulador del Sistema (oportunidad o spot).

Existen dos tipos de mercados:

Mercado de contratos: A partir del 1 de agosto de 2011 se activaron los contratos de largo plazo suscritos por obligación legal por las empresas distribuidoras por medio de procesos de libre competencia, bajo la supervisión del ente regulador SIGET.

Algunas de las ventajas que presenta este tipo de mercados son: en primer lugar, estabilizan los precios de la energía al usuario final, garantizan el suministro de energía a la demanda, los contratos son financieros y están suscritos entre los agentes generadores y las distribuidoras, garantizan un ingreso económico por parte de los generadores y funcionan independientemente del nivel de producción de energía real.

Mercado regulador del sistema (MRS): El MRS está basado en costos de producción, surge al mismo tiempo que el mercado de contratos, pero con características distintas. Permite comercializar la energía a precios variables, los que dependen de factores propios del sector como: demanda nacional, tasas de disponibilidad, potencias máximas de cada central, entre otros.

Características:

- El precio de la energía lo define la unidad marginal hora a hora, en base a los costos variables asociados a los combustibles y a la remuneración de pago por potencia.
- A todas las unidades se les paga el costo marginal, aclarando que no toda la energía se paga al costo marginal, pues existe energía comprometida en contratos.
- El precio de la energía del mercado spot varía hora a hora.

A continuación, se presenta el histórico de los últimos 10 años del precio promedio en el mercado regulador del sistema:

Tabla 5.1. Evolución del precio promedio mensual en el mercado regulador del sistema, 2013-2022 (\$/MWh) [36].

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC	TOTAL
2013	183.24	186.78	189.41	193.04	197.13	178.71	178.59	173.60	155.09	149.77	154.01	162.77	175.18
2014	163.80	172.16	177.51	181.30	178.38	172.41	185.51	189.77	152.11	136.46	139.46	127.13	164.67
2015	119.24	104.20	100.97	112.75	115.46	118.87	131.73	125.11	98.30	84.08	79.50	70.15	105.03
2016	65.85	62.07	66.10	74.53	86.45	86.52	85.72	80.45	79.72	104.55	100.36	89.22	81.80
2017	95.14	97.83	95.38	95.52	98.35	86.60	87.01	85.20	74.77	78.24	102.00	101.64	91.47
2018	101.78	103.84	103.84	107.91	113.20	111.41	136.61	128.73	104.13	119.88	122.00	101.21	112.88
2019	101.37	123.84	120.87	125.32	121.73	108.67	121.90	107.74	102.38	85.40	81.31	81.28	106.82
2020	85.84	89.85	75.00	54.31	54.44	61.99	73.38	72.92	60.60	69.24	60.22	68.16	68.83
2021	68.08	80.86	101.16	106.33	116.25	112.64	106.43	79.98	82.83	129.33	128.09	120.86	102.74
2022	129.24	146.25	159.56	169.80	132.44	105.87	106.00	88.62	80.22	82.35	106.82	97.28	117.04

Durante los años 2013 y 2014 se dieron los precios más altos de los últimos 10 años, teniendo un precio máximo de 197.13 US\$ por MWh que se puede notar en el mes de mayo 2013, durante los siguientes años, es decir, del 2015 a 2019, se tiene una variación promedio no mayor a US\$ 50 por MWh. Para el 2020 se tienen los menores precios por mes registrados debido a la situación económica a nivel mundial causada por la pandemia de COVID-19. Luego en 2022, la tendencia es ascendente en el primer trimestre de este año, debido a los inicios de una recuperación económica mundial y la situación inflacionaria de la misma economía.

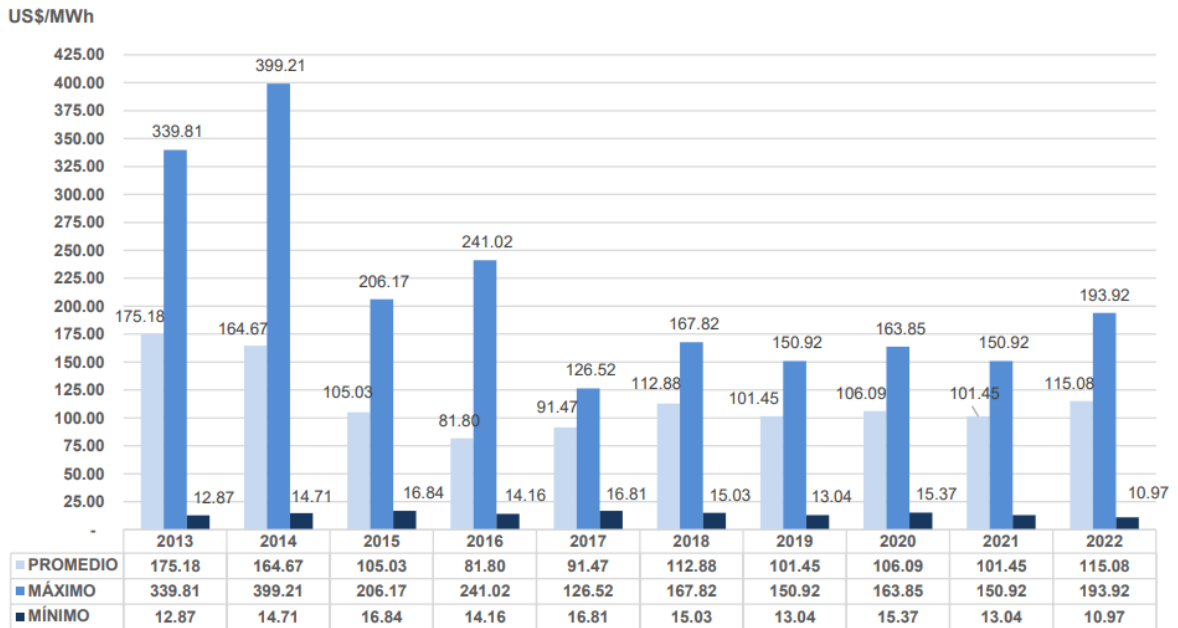


Fig. 5.1. Precios de la energía eléctrica en el mercado regulador del sistema, 2013-2022 (\$/MWh) [36]

## 5.2. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE OBRAS POR ALTERNATIVA PROPUESTA

Los costos por la implementación de un proyecto de PCH variarán en función de su envergadura, capacidad tecnológica con la cual se equipe la central, entre otros aspectos, siendo así que el costo por MWh producido dependerá de los costos de instalación, la cual debe ser amortizada a lo largo de la vida útil del proyecto (generalmente para este tipo de proyectos se considera de 50 años), a través de la venta de energía producida que depende del caudal de agua a turbinar. Los costos de inversión inicial dependen de los siguientes elementos:

- Maquinaria: turbinas, generadores, etc.
- Obra civil: accesos, obras de derivación, desarenador, cámara de carga, tubería forzada, casa de máquinas.
- Sistema eléctrico: líneas de transmisión, transformadores, sistemas de control, regulación y protección.

En anexo B se muestran las ecuaciones requeridas y utilizadas para el cálculo de costos económicos obtenidas del Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables.

Para la determinación de costos involucrados por PCH, se parte de las ecuaciones y costos presentadas por el Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables, sin embargo, para llevarlos al costo actual se aplica el porcentaje de inflación.

Tabla 5.2. Inflación de El Salvador % anual. Fuente: Banco Mundial<sup>16</sup>

Año	2,012	2,013	2,014	2,015	2,016	2,017	2,018	2,019	2,020	2,021	2,022	2,023
Inflación %	1.70	0.80	1.10	-0.70	0.60	1.00	1.10	0.10	-0.40	3.50	7.20	1.20
inflación acumulada %	1.70	2.51	3.64	2.92	3.53	4.57	5.72	5.82	5.40	9.09	16.94	18.35

Los datos de inflación desde el año 2012 a 2023 se muestran en tabla 5.2, la importancia de considerar la inflación para la evaluación económica financiera radica en que los costos considerados por parte del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en 2012 han sufrido variaciones, al aplicar el valor de inflación acumulada a la fecha se garantiza que estos costos se actualizan y se tomen mejores decisiones económicas al respecto.

Además, la inflación afecta significativamente los costos de proyectos a lo largo del tiempo, por ende, para realizar costeo y evaluaciones respecto a otros proyectos antes implementados de manera precisa y justa es necesario considerarla y evaluar el impacto de los costos en el contexto actual, asegurando que las comparaciones sean significativas y que se tenga en cuenta el impacto real de los costos en diferentes periodos.

<sup>16</sup> Banco Mundial. (2022). Inflación, precios al consumidor (%anual)-El Salvador. Recuperado el 14 de marzo de 2023 de <https://datos.bancomundial.org/indicador/FP.CPI.TOTL.ZG?end=2022&locations=SV-MX&start=1960&view=chart>

Alternativa I: en tabla 5.3. se resume los costos que involucra la construcción de PCH en el sitio Huiza II, considerando esta alternativa y el desglose de los costos se muestran en Anexo D, cuyos costos se determinan con ecuaciones planteadas en el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables aplicando la inflación actual y basados en la Ley de Incentivos Fiscales.

Tabla 5.3. Estimación de costos de alternativa I. Fuente: Elaboración propia

Descripción	Costo estimado US\$	Notas
1. Trabajos preparatorios		
(1) Calle de acceso	\$ 160,000.00	
(2) Campamento e instalación	\$ 43,712.31	5.0% del costo de obras civiles
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 203,712.31</b>	
2. Costo de mitigación ambiental	<b>\$ 8,742.46</b>	1.0% del costo de obras civiles
3. Obras civiles		
(1) Obras de Toma	\$ 52,466.10	
(2) Toma	\$ 24,366.74	
(3) Desarenador	\$ 47,572.07	
(4) Canaleta	\$ 354,127.18	
(5) Cámara de carga	\$ 79,372.09	
(6) Tubería forzada	\$ 4,491.49	
(7) Descarga	\$ 7,319.68	
(8) Casa de máquinas	\$ 118,459.67	
(9) Canal de descarga	\$ 11,221.98	
(10) Obras varias	\$ 174,849.25	25.0% de obras civiles (1-10)
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 874,246.27</b>	
4. Equipo Hidráulico		
(1) Compuerta y zaranda	\$ 69,561.41	
(2) Sistema hidráulico de válvulas	\$ 2,799.95	
(3) Tubería forzada	\$ 127,470.48	
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 199,831.84</b>	
5. Equipo Electromecánico	<b>\$ 432,901.61</b>	
6. Línea de Transmisión	<b>\$ 150,000.00</b>	
<b>Costo directo</b>	<b>\$ 1,866,634.55</b>	1+2+3+4+5+6
7. Honorarios, Administración e ingeniería	<b>\$ 53,199.09</b>	2.5% del costo directo
8. Contingencia	<b>\$ 18,666.35</b>	1.0% del costo directo
<b>Total:</b>	<b>\$ 1,941,299.93</b>	

Alternativa II: en tabla 5.4. se resume los costos que involucra la construcción de PCH en el sitio Huiza II, considerando esta alternativa y el desglose de los costos se muestran en Anexo E.

Tabla 5.4. Estimación de costos de alternativa II. Fuente: Elaboración propia

Descripción	Costo estimado US\$	Notas
1. Trabajos preparatorios		
(1) Calle de acceso	\$ 160,000.00	
(2) Campamento e instalación	\$ 36,063.61	5.0% del costo de obras civiles
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 196,063.61</b>	
2. Costo de mitigación ambiental	<b>\$ 7,212.72</b>	1.0% del costo de obras civiles
3. Obras civiles		
(1) Obras de Toma	\$ 52,466.10	
(2) Toma	\$ 23,616.70	
(3) Desarenador	\$ 47,572.07	
(4) Canaleta	\$ 282,673.07	
(5) Cámara de carga	\$ 79,372.09	
(6) Tubería forzada	\$ 1,573.00	
(7) Descarga	\$ 6,535.31	
(8) Casa de máquinas	\$ 71,987.40	
(9) Canal de descarga	\$ 11,221.98	
(10) Obras varias	\$ 144,254.43	25.0% de obras civiles (1-10)
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 721,272.17</b>	
4. Equipo Hidráulico		
(1) Compuerta y zaranda	\$ 51,504.01	
(2) Sistema hidráulico de válvulas	\$ 2,191.71	
(3) Tubería forzada	\$ 32,573.67	
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 86,269.39</b>	
5. Equipo Electromecánico	<b>\$ 302,516.05</b>	
6. Línea de Transmisión	<b>\$ 150,000.00</b>	
<b>Costo directo</b>	<b>\$ 1,461,142.23</b>	1+2+3+4+5+6
7. Honorarios, Administración e ingeniería	<b>\$ 41,642.56</b>	2.5% del costo directo
8. Contingencia	<b>\$ 14,611.42</b>	1.0% del costo directo
<b>Total:</b>	<b>\$ 1,519,587.92</b>	

Alternativa III: en tabla 5.5. se resume los costos que involucra la construcción de PCH en el sitio Huiza II, considerando esta alternativa y el desglose de los costos se muestran en Anexo F.

Tabla 5.5. Estimación de costos de alternativa III. Fuente: Elaboración propia

Descripción	Costo estimado US\$	Notas
1. Trabajos preparatorios		
(1) Calle de acceso	\$ 160,000.00	
(2) Campamento e instalación	\$ 26,424.96	5.0% del costo de obras civiles
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 186,424.96</b>	
2. Costo de mitigación ambiental	<b>\$ 5,284.99</b>	1.0% del costo de obras civiles
3. Obras civiles		
(1) Obras de Toma	\$ 52,466.10	
(2) Toma	\$ 24,364.83	
(3) Desarenador	\$ 47,572.07	
(4) Canaleta	\$ 135,645.35	
(5) Cámara de carga	\$ 79,372.09	
(6) Tubería forzada	\$ 1,776.89	
(7) Descarga	\$ 7,319.68	
(8) Casa de máquinas	\$ 63,060.37	
(9) Canal de descarga	\$ 11,221.98	
(10) Obras varias	\$ 105,699.84	25.0% de obras civiles (1-10)
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 528,499.21</b>	
4. Equipo Hidráulico		
(1) Compuerta y zaranda	\$ 52,773.96	
(2) Sistema hidráulico de válvulas	\$ 1,807.20	
(3) Tubería forzada	\$ 35,994.76	
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 90,575.92</b>	
5. Equipo Electromecánico	<b>\$ 245,818.96</b>	
6. Línea de Transmisión	<b>\$ 150,000.00</b>	
<b>Costo directo</b>	<b>\$ 1,204,796.85</b>	1+2+3+4+5+6
7. Honorarios, Administración e ingeniería	<b>\$ 34,336.71</b>	2.5% del costo directo
8. Contingencia	<b>\$ 12,047.97</b>	1.0% del costo directo
<b>Total:</b>	<b>\$ 1,252,988.73</b>	

La estimación de costos para las tres alternativas considera la sala de control, sistema SCADA, instrumentación, equipo de telemando entre otros como parte

de la casa de máquinas, además de ello se considera un 25% de todas las obras civiles como porcentaje para suplir posibles costos extras o imprevistos.

### **5.3. EVALUACIÓN ECONÓMICA**

La decisión final de invertir en un proyecto de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas se basa en la capacidad anticipada del proyecto de generar ganancias en el futuro. Para evaluar la factibilidad de la inversión en una PCH, es esencial analizar a profundidad su potencial de rentabilidad.

En el proceso de llevar a cabo una evaluación económica, se realiza el análisis minucioso de los costos y beneficios de un proyecto desde la perspectiva de la sociedad en su conjunto. Se parte de la premisa de que la implementación contribuye al desarrollo de la región, así como el progreso de esta, por consiguiente, en una evaluación económica se tiene en cuenta la valoración de los impactos sociales que el proyecto pueda generar, además de considerar el uso de métodos de estimación de costos e ingresos.

Para la evaluación económica se tienen diversas metodologías tales como las que se describen a continuación:

- Valor presente Neto o Valor Actual Neto (VAN): consiste en calcular el valor presente de todos los flujos de efectivo generados por el proyecto de PCH. Si el VAN es positivo, el proyecto se considera rentable, por el contrario, si resulta negativo, significa que los costos superan a los ingresos y que el proyecto no resultaría rentable.
- Tasa interna de retorno (TIR): La TIR es la tasa de interés que hace que el VAN sea igual a cero, esta es la tasa a la cual el proyecto genera un rendimiento igual a la tasa de descuento utilizada. Una TIR superior a la tasa de descuento indica que el proyecto es rentable.

- Relación beneficio-costo (B/C): Compara los beneficios económicos del proyecto con los costos totales, una relación mayor que 1 indica que los beneficios superan a los costos, lo que sugiere que el proyecto es viable.

Además, de las metodologías financieras se requiere evaluar el proyecto en diversos escenarios posibles, para evaluar como el proyecto podría desempeñarse en diferentes condiciones económicas.

Las consideraciones de factibilidad de un proyecto de PCH depende en gran parte de su potencial de generación eléctrica, ya que de ello se obtienen mayores ingresos económicos, por ende, se podría considerar que un proyecto es viable, si su periodo de retorno de inversión es de máximo de 8 a 12 años [37] ya que se recupera los fondos en un periodo considerable, y además de ello debe ser congruente con los objetivos y expectativas del inversionista, entre otros factores.

El Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables, establece consideraciones para la evaluación económica de proyectos de PCHs, las cuales son aplicables actualmente considerando además la LIF, entre ellas:

- Considerar préstamo bancario por el 70.00%
- 30.00% de la inversión deberá ser amortiguada por capital propio.
- Tasa de interés bancario del 8.00%
- Periodo de financiamiento: 12 años (10 años más 2 años de gracia en el pago)
- En los costos de operación y mantenimiento anuales se considera la sumatorio del 5.00% de los ingresos brutos más \$0.35 por cada MWh de generación.
- Pago anual de seguro equivalente a \$1.50 por cada \$1,000.00 del costo de inversión y variable de acuerdo con los activos depreciables.

- Impuesto municipal \$0.216 por cada \$1,000.00 de costos de inversión.
- Los gastos administrativos se consideran con un aumento anual 2.00% a partir del segundo año.
- Pago anual a SIGET: \$0.51 por cada MWh generado.
- Impuesto sobre la renta: 25% a partir del undécimo año de operación.
- Además, se evalúan las consideraciones de la LIF respecto a proyectos de generación eléctrica.
- Impuesto de registro en el CNR \$11.43 por cada \$100,000.00 de costo de inversión (máximo de \$11,430.00)

Además, se realizan las consideraciones:

- I. Para el precio de venta del energía, se parte del histórico de los precios desde el año 2013 al 2022, tal como se muestra en la tabla 5.1, y se considera el precio promedio histórico del año 2022, ya que es el más reciente y año cerrado teniéndose que es de \$117.04/MWh<sup>17</sup>, en ese mismo sentido se parte de que la energía no se comercializa a través del mercado de contratos si no que en el mercado spot en el cual los precios de la energía son variable hora a hora, en el cual el precio de venta lo define la unidad marginal.
- II. La tasa de descuento se toma, de los análisis llevado a cabo por el Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de la Energías Renovables que corresponde al 10.00%
- III. El análisis de flujo de efectivo se realiza para 20 años, considerando además una vida útil de la PCH para 50 años.

---

<sup>17</sup> SIGET. (2023). Boletín de estadísticas eléctricas, No 24, año 2022, recuperado el 14 marzo 2024 de <https://www.siget.gob.sv/gerencias/electricidad/informe-de-mercado-y-estadisticas-electricas/estadisticas-electricas/>

### 5.3.1. FLUJO DE EFECTIVO DE LAS ALTERNATIVAS

El flujo de efectivo es la acumulación de recursos financieros líquidos para un periodo de tiempo definido para este estudio 20 años, y el cual desempeña un rol fundamental para calcular indicadores financieros significativos como el VAN, TIR, entre otros. Con este se realiza una proyección a lo largo de un periodo, anticipándose a las necesidades financieras a largo plazo, y considerando como, cuando se generan los ingresos, gastos o inversiones, y al depender de un préstamo se registra las amortizaciones de este garantizando así la factibilidad y gestión financiera de un proyecto.

Para todas las alternativas propuestas y desarrolladas para la posible implementación del proyecto de prefactibilidad de PCH en sitio Huiza II, se realizan los flujos de efectivo que se muestran en anexos del G al I, dando como resultados los indicadores financieros en tablas 5.6, 5.7 y 5.8.

Alternativa I:

Tabla 5.6. Indicadores financieros de alternativa I. Fuente: Elaboración propia

Indicador	Valor
Altura neta [m]	51.39
Generación eléctrica anual [MWh/año]	3655.12
Factor de planta	0.97
Costo de Proyecto de PCH (x1000 US\$)	\$ 1,941.07
Total, préstamo (x1000 US\$)	\$ 1,358.91
Tasa interna anual de préstamo	8.00%
Tasa de descuento	10.00%
Periodo de análisis (años)	20
Beneficios totales (x1000 US\$)	\$ 13,903.71
Costos totales (x1000 US\$)	\$ 6,908.64
Valor actual neto (x1000 US\$)	\$ 1,729.07
Tasa interna de retorno	25.49%
Beneficio-costo (B/C)	\$ 2.01
Beneficios-costos (x1000 US\$)	\$ 6,995.08
Vida útil del proyecto (años)	50
Periodo de retorno de Inversión (años)	4.1

La alternativa se destaca por su factibilidad económica, uno de los indicadores clave que respaldan esta conclusión es la TIR, que alcanza un 25.49%. Indicando que la inversión realizada en este proyecto genera un rendimiento anual efectivo que supera la tasa de descuento utilizada en el análisis. Otro indicador es el VAN, que se calcula en \$1,729,070.00 al ser un valor positivo los beneficios generados por el proyecto superan los costos totales. Esta condición es un indicativo claro de que el proyecto es económicamente viable y prometedor.

Al emplear la metodología beneficio-costos, se obtiene un valor de \$2.01. Esta relación, que supera la unidad, resalta el hecho de que los beneficios superan de manera significativa los costos asociados con el proyecto. En otras palabras, cada dólar invertido en la alternativa I no solo se recupera, sino que también genera una ganancia adicional de \$1.01. Esta relación es favorable dando evidencia sólida de la rentabilidad económica del proyecto.

#### Alternativa II:

Tabla 5.7. Indicadores financieros de alternativa II. Fuente: Elaboración propia

Indicador	Valor
Altura neta [m]	33.07
Generación eléctrica anual [MWh/año]	1281.067
Factor de planta	0.53
Costo de Proyecto de PCH (x1000 US\$)	\$ 1,519.59
Total, préstamo (x1000 US\$)	\$ 1,063.71
Tasa interna anual de préstamo	8.00%
Tasa de descuento	10.00%
Periodo de análisis (años)	20
Beneficios totales (x1000 US\$)	\$ 5,376.56
Costos totales (x1000 US\$)	\$ 4,509.50
Valor actual neto (x1000 US\$)	-\$ 506.15
Tasa interna de retorno	4.47%
Beneficio-costos (B/C)	1.19
Beneficios-costos (x1000 US\$)	\$ 867.06
Vida útil del proyecto (años)	50.00
Periodo de retorno de inversión (años)	19.5

El análisis económico de la alternativa II arroja un resultado desfavorable ya que el valor actual neto es negativo de -\$506,150.00. Esto indica que, durante el periodo de evaluación de 20 años, los costos asociados superan los ingresos proyectados, lo que resulta en una falta de rentabilidad de la alternativa. En este contexto, la recuperación de la inversión inicial se extiende a un periodo de alrededor de 20 años, lo cual excede significativamente el umbral típico de rentabilidad esperado para proyectos de Pequeñas Centrales hidroeléctricas.

También, es importante destacar que la TIR es inferior a la tasa de descuento utilizada, lo que indica que los flujos de efectivo futuros del proyecto no generan un rendimiento suficiente para compensar la inversión inicial y los costos asociados. En consecuencia, la conclusión es que la alternativa no se presenta como una opción factible en su forma actual.

#### Alternativa III:

Tabla 5.8. Indicadores financieros de alternativa III. Fuente: Elaboración propia

Indicador	Valor
Altura neta [m]	25.46
Generación eléctrica anual [MWh/año]	999.062
Factor de planta	0.54
Costo de Proyecto de PCH (x1000 US\$)	\$ 1,252.99
Total, préstamo (x1000 US\$)	\$ 877.09
Tasa interna anual de préstamo	8.00%
Tasa de descuento	10.00%
Periodo de análisis (años)	20
Beneficios totales (x1000 US\$)	\$ 4,233.75
Costos totales (x1000 US\$)	\$ 3,825.66
Valor actual neto (x1000 US\$)	-\$ 542.84
Tasa interna de retorno	2.94%
Beneficio-costos (B/C)	1.11
Beneficios-costos (x1000 US\$)	\$ 408.09
Vida útil del proyecto (años)	50.00
Periodo de retorno de inversión (años)	Mayor a 20 años

Similar a lo que se describe en alternativa II, sucede con la alternativa III en la cual el análisis económico arroja un resultado no favorable ya que el valor actual neto es negativo, por un valor de -\$542,840.00. Lo que indica que, durante el periodo de evaluación de 20 años, los costos superan los beneficios proyectados, resultando en una falta de rentabilidad de la alternativa. En este contexto, la recuperación de la inversión inicial se extiende a un periodo mayor de 20 años, lo cual excede en gran medida el umbral típico de rentabilidad esperado para proyectos de Pequeñas Centrales hidroeléctricas.

Además, a lo largo de los años subsiguientes inmediatos, los flujos de efectivo no presentan un rendimiento positivo debido a los costos operativos y de mantenimiento del proyecto, lo que conlleva pérdidas en lugar de ganancias, en conjunto estos resultados no respaldan la factibilidad económica de la alternativa.

También, es importante destacar que la TIR es inferior a la tasa de descuento utilizada, lo que indica que los flujos de efectivo futuros del proyecto no generan un rendimiento suficiente para compensar la inversión inicial y los costos asociados. En consecuencia, la conclusión es que la alternativa no se presenta como una opción factible en su forma actual.

Para las alternativas la estimación de los ingresos se realiza a partir del valor de generación de electricidad anual y considerando que se vende a través del mercado spot con un costo promedio de \$117.04, valor que puede variar durante los periodos posteriores.

#### **5.4. CONCLUSIÓN DE ALTERNATIVA SELECCIONADA EN BASE A ESTUDIO ECONÓMICO**

La evaluación económica de las tres alternativas propuestas anteriormente descarta las dos últimas basados en sus indicadores financieros por lo tanto la

alternativa viable en el sentido económico es la alternativa I, por consiguiente, esta alternativa emerge como la elección óptima considerando los análisis técnicos como los económicos. Uno de los indicadores es la TIR de 25.49% que indica con claridad que la inversión inicial en el proyecto se traduce en un rendimiento anual que supera la tasa de descuento empleada en el análisis.

El valor actual neto, importante en la evaluación económica, es de \$1,729,070.00 positivo lo que es indicativo crucial, que, en términos, de valor actualizado, los beneficios netos generados por el proyecto superan los costos a lo largo del tiempo. Esta condición, fundamental para la viabilidad económica, refuerza la solidez de alternativa I.

Al aplicar la metodología beneficio-costos se obtiene una relación de 2.01. Este valor, que supera la unidad, enfatiza que los beneficios superan considerablemente los costos asociados con el proyecto.

Desde la perspectiva técnica esta alternativa seleccionada también se presenta como una opción sólida. La viabilidad técnica del proyecto ha sido evaluada teniendo en cuenta la disponibilidad de los recursos necesarios, así como cumplimiento de aspectos medioambientales, legales sociales y económicos, prometiendo el desarrollo e implementación de la PCH en sitio Huiza II eficientemente.

Finalmente, la alternativa I, es la elección óptima respaldada por los indicadores financieros sólidos y una sólida viabilidad técnica, así como una rentabilidad económica atractiva. Todos estos factores confluyen para implementar una pequeña central hidroeléctrica basados en la alternativa I.

## 5.5. COMPARACIÓN DE COSTOS DE PCHs

Hay que destacar que en el país El Salvador se ha llevado a cabo proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas donde las cuales se encuentran en operación, por lo tanto, se comparan los costos implicados en la construcción de estas contra a los calculados en este documento para la alternativa que resultó como seleccionada, la comparación se realiza con el fin de evaluar si el proyecto es viable desde el punto económico y determinar si los costos pueden justificar la inversión, además de cumplir los objetivos económicos, facilitando la toma de decisiones informada, la asignación eficiente de recursos y la identificación de oportunidades de desarrollo. Se actualiza el costo de cada proyecto con el valor de inflación acumulada del 18.35%.

Tabla 5.9. Comparación de costos PCHs construidas en El Salvador [43]

Central	Tipo turbina	Potencia Instalada (kW)	Costo	Costo actualizado
La Chacara	Michell Banki	16.00	\$60,000	\$71,010.00
Miracapa	Michell Banki	34.00	\$120,000	\$142,020.00
Junquillo	Pelton	14.00	\$110,000	\$130,185.00
El Calambre	Pelton	58.00	\$150,000	\$177,525.00
El Naranjito	Michell Banki	34.00	\$90,000	\$106,515.00
Poza Honda	Kaplan	40.00	\$200,000	\$236,700.00

Al comparar los costos de las PCHs implementadas con los costos estimados para la alternativa seleccionada, se infiere que estos están dentro de los valores aceptables considerando la potencia instalada del proyecto. Lo cual brinda mayor certeza sobre la viabilidad de implementación de PCH en el sitio Huiza II. En promedio para las 6 PCHs descritas en la tabla 5.9 el costo promedio por kW instalado es de \$5,004.20.

Por consiguiente, se tiene la alternativa seleccionada involucra costos de \$1,941,299.93, con potencia instalada de 0.428 MW, dando como resultado un

costo de \$4,530.67 por kW instalado, así mismo, se destaca la instalación de turbinas Michell Banki y Pelton en las PCHs que se encuentran en operación, brindando certeza de la correcta selección de turbina.

## **5.6. FINANCIAMIENTO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE**

El financiamiento de proyectos suele utilizarse para proyectos de energía renovable y la característica importante de la financiación es que los activos, ingresos y gastos del proyecto se utilizan como garantía para pagar el préstamo si este no generase los suficientes ingresos económicos. Sin embargo, el financiamiento otorga acceso a capital que de otra forma no puede estar disponible, además, mejora el flujo de efectivo y lleva a concretar el proyecto.

Existen diversos organismos que dan financiamiento a proyectos de energía renovables proporcionando préstamos bancarios u otra forma de crédito, el BCIE (Banco Centroamericano de Integración Económica) es una de ellas el cual ya en el pasado ha apoyado iniciativas de El Salvador en cuanto promover la producción de energía a partir de fuentes renovables y contribuir a la reducción de emisiones de carbono y fomentar la resiliencia al cambio climático<sup>18</sup>.

Otra institución es BID (Banco Interamericano de Desarrollo) que ha brindado financiamiento a centrales hidroeléctricas desarrolladas en el país.

Además, instituciones nacionales como lo son la banca salvadoreña que brinda financiamiento a proyectos de generación eléctrica con el fin de garantizar desarrollo económico del país entre ellos BANDESAL (Banco de Desarrollo de El Salvador), y otras instituciones bancarias o sociedades económicas, legalmente establecidas en el país e inversionistas extranjeros entre ellos empresas ya

---

<sup>18</sup> BCIE. (2023). BCIE apoya importantes proyectos de generación de energía en El Salvador, recuperado de: <https://www.bcie.org/novedades/noticias/articulo/bcie-apoya-importantes-proyectos-de-generacion-de-energia-en-el-salvador>

dedicadas a este tipo de proyectos de generación de energía de fuentes renovables o que están explorando este campo.

### **5.7. SITIO PCH HUIZA II - DATOS TÉCNICOS**

Se presentan los datos técnicos de sitio Huiza II, para el cual se realizó los distintos análisis, resultando como seleccionado cumpliendo con la prefactibilidad técnica, social, ambiental y económica:

Sitio ubicado en las coordenadas geodésicas 13.5000, -89.2278, en el distrito de Huizúcar, municipio de la Libertad Este.

- Caudal de diseño: 0.90 m<sup>3</sup>/s
- Altura bruta: 60 m
- Altura neta: 51.39 m
- Área de cuenca: 38,130,423.41 m<sup>2</sup>
- Canaleta trapezoidal de conducción de agua desde la obra de toma a la cámara de carga de longitud aprox. de: 856.20 m, con 0.50 m de altura y ancho de 1.18 m
- Una tubería forzada que conectará a la unidad 1 y 2 de la PCH de longitud 167.31 m de espesor 7/16" de acero.
- 2 turbinas de acción Michell Banki con caudal de diseño 0.45 m<sup>3</sup>/s y velocidad específica de 221 rpm
- Generador síncrono de 1800 rpm y 4 polos
- Generación anual de: 3,655.12 MWh
- Costos totales de implementación de PCH: US\$ 1,941,299.93
- Ingresos anuales estimados para el primer año de operación de PCH: US\$ 427,800.00
- Potencia instalada: 428.48 kW.

## CONCLUSIONES

- La información bibliográfica recopilada mediante investigación permitió fundamentar conocimientos particulares sobre las PCHs, estableciendo metodologías, criterios y parámetros a tomar en consideración en su proceso de diseño, complementado con softwares de información geográfica para delimitación de cuenca de sitio y metodologías existentes como la aplicación de metodología precipitación esorrentía para determinación de régimen de caudales.
- La selección del sitio Huiza II a partir de los 209 propuestos por el Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables, se realiza mediante de metodología multicriterio la cual requiere de criterios de selección, que se les da un valor ponderativo según el contexto en evaluación, la selección de este sitio no implica que los demás no posean el potencial de ser considerados pero para ello se requiere de redactar nuevos criterios en función de la ubicación, aspecto social, legal, ambiental y económico, y de estudios exhaustivos que evalúen el entorno del o los sitios como tal.
- El estudio de prefactibilidad para la implementación de PCH en el sitio Huiza II, da como resultado la instalación de dos turbinas Michell-Banki con velocidad específica de 221 rpm, y generador síncrono de 1800 rpm de 4 polos, acople directo, sin embargo, se podría reducir la cantidad de unidades a una con el montaje de un sistema de transmisión, relacionando las velocidades del generador y turbina, ello implicaría mayores costos, entre estos de mantenimiento y montaje.
- La propuesta de tres alternativas en las cuales se varía la longitud de canal de derivación y altura bruta, a las que se les realiza un análisis económico

da como resultado una única alternativa factible, la alternativa I, las demás alternativas brindan resultados de generación y económicos que no brindan una excelente rentabilidad económica bajo los parámetros financieros evaluados, estas alternativas se podrían evaluar bajo otros aspectos técnicos tales como proponer la instalación de más de una turbina para aprovechar mayor rango de caudales.

- Para este estudio de prefactibilidad llevado a cabo para el sitio seleccionado Huiza II, resulta factible ya que el sitio presenta datos de rentabilidad relevante en el cual a partir del estudio técnico se dispone de una capacidad instalada de 428.48 kW, con dos turbinas de acción Michell Banki con un caudal de diseño de 0.45 m<sup>3</sup>/s, velocidad específica de 221 rpm y un valor de generación anual de 3,655.12 MWh además un generador síncrono de 1800 rpm de 4 polos.
- El costo total para la implementación de la PCH es de US\$ 1,941,299.93, tomando en cuenta la consideración de componentes, maquinas, redes de acceso, infraestructura, sin embargo, el costo puede variar respecto a la inflación del mercado y las leyes que establecen impuestos a productos importados, entre otros aspectos que no hayan sido considerados en este estudio de prefactibilidad. La rentabilidad de la PCH evaluada bajo metodologías como el VAN, TIR y B/C para un análisis de 20 años y vida útil de 50, da resultado de un valor actual neto de US\$ 1,729,070.00 y un beneficio costo arriba de 1, el tiempo de retorno de la inversión se evalúa en 4.1 años aproximadamente.

## RECOMENDACIONES

- Para el desarrollo de una PCH en el sitio Huiza II, se recomienda de estudios de un equipo multidisciplinario, para evaluar los diferentes aspectos del proyecto, todo ello para llevar a cabo el estudio de factibilidad, además, verificar y hacer la sensibilización de los resultados obtenidos en este estudio de prefactibilidad.
- Valorar y efectuar un análisis económico considerando la fabricación de las turbinas Michell Banki en El Salvador, a fin de maximizar beneficios totales y disminuir costos del proyecto de PCH en el sitio Huiza II, ya que se tiene antecedente de fabricación de turbinas de este tipo en el país.
- Los datos de precipitación, así como los diferentes datos para la aplicación de las metodologías de estudio deben ser los más recientes posibles para obtener una aproximación efectiva y cercana a la realidad, en la cual operará la PCH.
- Planificar los procesos legales a cumplir y demás procesos a seguir para el posterior desarrollo de estudio de proyecto de factibilidad, teniéndose así conocimiento de los aspectos relacionados con la generación de energía renovable y evitar problemas e imprevistos en caso de implementación de PCH, si el estudio de factibilidad da tal conclusión.
- Realizar un estudio de campo para los sitios evaluados a fin de obtener mejores resultados ya sea llevándose a cabo mediciones topográficas, de caudal entre otras para garantizar que la selección del sitio realizada vaya acorde a la realidad descrita a través de los análisis a partir de fuentes secundarias y con el software de posicionamiento geográfico.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Carta J. (2009). *Centrales de energía renovable*. Madrid: PEARSON EDUCATION S.V.
- [2] Expo Energía (2017, 22 mayo). *Desarrollo de la energía hidráulica*. Recuperado el 30 abril 2023 de <https://www.exposolucionesenenergia.com/blog/desarrollo-energia-hidraulica.php?m=>
- [3] JICA & CNE. (2012). *Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables*. El Salvador.
- [4] UNIDO, U. (2019). *World Small Hydropower Development Report 2019*. Recuperado el 02 de mayo 2023, <https://www.unido.org/sites/default/files/files/2020-05/Americas%20Book.pdf>.
- [5] SIGET. (2022). *Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones*. Recuperado el 02 de mayo de 2023 de [www.siget.gob.sv](http://www.siget.gob.sv)
- [6] Diaz, M. (2022, 04 febrero). *Cámara reitera prohibición de construir proyecto hidroeléctrico en el río Sensunapán*. Recuperado el 02 de mayo de 2023 de <https://gatoencerrado.news/2022/02/04/camara-reitera-prohibicion-de-construir-proyecto-hidroelectrico-en-el-rio-sensunapan/>
- [7] *Energía hidráulica*. Recuperado el 03 de mayo de 2023 de <https://www.kimerius.com/app/download/5780662668/Energ%C3%ADa+hidr%C3%A1ulica.pdf>
- [8] DGEHM. (2022). *Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas*. Recuperado el 05 de mayo de 2023 de <https://estadisticas.dgehm.gob.sv/>
- [9] Amaya, F., Hernández, D., & Villegas, D. (2009). *Estudio de las micro y miniplantas eléctricas hidráulicas*. San Salvador: Universidad de El Salvador.
- [10] ONUDI & ICSHP. (2019). *Informe Mundial sobre el Desarrollo de la Pequeña Central Hidroeléctrica*.
- [11] Ardón, H., Juan, M. (2020). *Desarrollo de una propuesta de guía metodológica para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas en El Salvador*. San Salvador: Universidad de El Salvador.
- [12] JICA & CNE. (2012). *Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables*.
- [13] SIG SAGA. (2022). *SAGA GIS*. Recuperado el 05 de mayo de 2023 de <https://sourceforge.net/projects/saga-gis/>
- [14] Mataix. C., (2009). *Turbomáquinas hidráulicas, turbinas hidráulicas, bombas, ventiladores*. Editorial ICAI Madrid
- [15] Coz, F., Sánchez, T., Viani, B., Segura, J., Rodríguez, L., Miranda, H., . . . Muñoz, I. (1995). *Manual de mini y microcentrales hidráulicas; una guía para el desarrollo de proyectos*.
- [16] Arce, J. L., & Paredes, C. (2012). *Evaluación del factor K para el cálculo del caudal mínimo técnico en centrales hidroeléctricas de tipo Francis*. Revista del Instituto Costarricense de Electricidad, 82(666), 9-19.
- [17] A., José, Andrada, T., & Martínez, C. (2013). *Energía Minihidráulica*. Recuperado el 10 de mayo de 2023 de [https://oa.upm.es/29925/1/INVE MEM\\_2013\\_136048.pdf](https://oa.upm.es/29925/1/INVE_MEM_2013_136048.pdf)
- [18] CEUPE Magazine. (2020). *Turbinas de reacción*. Recuperado el 10 de mayo de 2023 de <https://www.ceupe.com/blog/turbinas-de-reaccion.html>

- [19] Ente Vasco de la energía. (2020). *La energía Hidráulica*. Recuperado el 10 de mayo de 2023 de <https://www.eve.eus/Conoce-la-Energia/Que-sabes-de/La-energia-hidraulica?lang=es-es>
- [20] Merlos Ortiz, R. W. (julio de 2017). *DETERMINACIÓN DE CAUDAL ECOLOGICO PARA PCH EN EL SALVADOR, CON BASE A LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS POR EL MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES*. Recuperado el 20 de mayo de 2023 de [http://rd.udb.edu.sv:8080/jspui/bitstream/11715/1387/1/63454\\_tesis.pdf](http://rd.udb.edu.sv:8080/jspui/bitstream/11715/1387/1/63454_tesis.pdf).
- [21] Osorio, I. (2017). *Impactos ambientales, sociales y económicos de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en Antioquia*. Recuperado el 25 de mayo de 2023 de [https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11732/OsorioLondoño\\_Iverson\\_2017.pdf?sequence=1](https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/11732/OsorioLondoño_Iverson_2017.pdf?sequence=1)
- [22] MARN. (2023). *Ley de medio ambiente*. Recuperado el 25 de mayo de 2023 de <https://www.transparencia.gob.sv/institutions/alc-san-antonio-pajonal/documents/72747/download>
- [23] Ministerio de Cultura. (2020). *Solicitud de valoración cultural*. Recuperado el 30 de mayo de 2023 de <https://www.transparencia.gob.sv/institutions/276/documents/378365/download>
- [24] Amaya, C. (9 junio de 2021). *Cámara prohíbe al ministro López dar permiso ambiental para una octava hidroeléctrica del Rio Sensunapán*. Recuperado el 17 de septiembre de 2023 de <https://www.revistafactum.com/camara-prohibe-al-ministro-lopez-dar-permiso-ambiental-para-una-octava-hidroelectrica-del-rio-sensunapan/>
- [25] Couto, T. (18 de octubre de 2021). *Pequeñas centrales hidroeléctricas en la Amazonia: ¿Por qué científicos aseguran que son insostenibles, ineficientes e injustificables?* Recuperado el 30 de junio de 2023 de <https://www.nationalgeographicla.com/medio-ambiente/2021/10/pequenas-centrales-hidroelectricas-en-la-amazonia-por-que-cientificos-aseguran-que-son-insostenibles-ineficientes-e-injustificables>
- [26] Perez Alvarez, L., & Gomez Echeverri, S. (2022). *Limitaciones y obstáculos para el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos con potencias instaladas menores a 1 MW*. Recuperado el 10 de julio de 2023 de <https://revistas.uniandes.edu.co/index.php/rdi/article/view/7477/7865>
- [27] MARN. (2021). *Sistema de alerta temprana por inundaciones, Cuenca Rio Huiza*. Recuperado el 02 de septiembre de 2023 de <http://rcc.marn.gob.sv/bitstream/handle/123456789/315/DocumentoSATRioHuiza.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [28] OPS. (2005). *Guía para el diseño de desarenadores y sedimentadores*. Recuperado el 01 de octubre de 2023 de [https://sswm.info/sites/default/files/reference\\_attachments/OPS%202005b.%20Guía%20desarenadores%20y%20sedimentadores.pdf](https://sswm.info/sites/default/files/reference_attachments/OPS%202005b.%20Guía%20desarenadores%20y%20sedimentadores.pdf)
- [29] García, H & Nava, A. (2014). *Selección y dimensionamiento de turbinas hidráulicas para centrales hidroeléctricas*. Recuperado el 24 de octubre de [https://www.ingenieria.unam.mx/deptohidraulica/publicaciones/pdf\\_publicaciones/pdf\\_publicaciones/SELECYDIMENSIONAMIENTOdeTURBINAS.pdf](https://www.ingenieria.unam.mx/deptohidraulica/publicaciones/pdf_publicaciones/pdf_publicaciones/SELECYDIMENSIONAMIENTOdeTURBINAS.pdf)
- [30] Quituisaca, C. (2023). *Verificación mediante simulación de las características operativas de una pico turbina de aprovechamiento*. Recuperado el 24 de octubre

- de 2023 de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/25054/1/UPS-CT010586.pdf>
- [31] Ingeniería Rural. (2022). *El golpe de ariete*. Recuperado el 28 de octubre de 2023 de <https://hopelchen.tecnm.mx/principal/sylabus/fpdb/recursos/r114430.PDF>
- [32] Fortacero. (2021). *Placa de acero*. Recuperado el 24 de octubre de 2023 de [Placa de Hoja / Placa de Acero \(fortacero.com\)](https://fortacero.com)
- [33] Universidad Industrial de Santander. (2020). *Consideraciones de diseño de una turbina Mitchell-Banki*. Recuperado el 29 de octubre de 2023 de <https://www.redalyc.org/journal/5537/553768365003/html/>
- [34] Olade. (1980). *Manual de diseño estandarización y fabricación de equipos para pequeñas centrales hidroeléctricas, volumen I*. Recuperado el 29 de octubre de 2023 de <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0194.pdf>
- [35] MARN. (julio 2017). *Categorización de actividades obras y proyectos*. Recuperado el 02 de noviembre de 2023 de <https://cidoc.ambiente.gob.sv/documentos/categorizacion-de-actividades-obras-o-proyectos-conforme-a-la-ley-del-medio-ambiente/>
- [36] Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones. (2023). Boletín de estadísticas eléctricas No. 24 año 2022. Recuperado el 06 de noviembre de 2023 de <https://www.siget.gob.sv/gerencias/electricidad/informe-de-mercado-y-estadisticas-electricas/estadisticas-electricas/>
- [37] Ardón, H. & Menjívar, J. (diciembre, 2020). *Desarrollo de un propuesta metodológica para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas en El Salvador*. Universidad de El Salvador
- [38] Ortiz Flores, R. (2011). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.
- [39] Jimenez, G. (2015). *Prueba de una microturbina tipo Michel-Banki de baja potencia*. Medellín, Colombia. Universidad EAFIT
- [40] Carbonell, L. (09 febrero 2018). *Desarrollo de codos angulares*. Recuperado el 19 de noviembre de 2023 de <https://lorenzocarbonell.com/development-of-angular-cods/#:~:text=Para%20angulo%20E2%89%A4%2022.5%C2%BA,%E2%89%A4%2090%20%C2%BA%20-%3E%205%20gajos>
- [41] Toledo, A. (2009). *Estudio y experimento del fenómeno de golpe de ariete, debido al cierre de válvulas, para el laboratorio de hidráulica*. Recuperado 23 de diciembre de 2023 de [http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08\\_3018\\_C.pdf](http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_3018_C.pdf)
- [42] Olsson, A., Lopez, L. & Kurtz, H. *Determinación de la potencia del servomotor para el accionamiento del alabe regulador de caudal en turbina de flujo cruzado*. Recuperado el 23 de diciembre de 2023 de [https://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/65611/Documento\\_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://sedici.unlp.edu.ar/bitstream/handle/10915/65611/Documento_completo.pdf-PDFA.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [43] SICA, (2012). *Minicentrales hidroeléctricas comunitarias*. Recuperado el 23 de diciembre de 2023 de [https://www.sica.int/download/?pres\\_77272\\_1\\_05042013.pdf](https://www.sica.int/download/?pres_77272_1_05042013.pdf)
- [44] Mallitasig, O. & Tapia, L. (2022). *Modelación y diseño digital para microcentrales de generación hidroeléctrica*. Escuela Politécnica Nacional
- [45] Ferrada, A. (diciembre 2012). *Diseño de rodete de turbina hidráulica tipo Pelton para micro generación*. Universidad de Chile.

## ANEXOS

### ANEXO A: LISTADO DE SITIOS PROPUESTOS POR EL PLAN MAESTRO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

No.	Proyecto de energía	Río	Departamento	Etapa en 2012	Potencial (MW)	Coord. Plan Maestro	
						Latitud	Longitud
1	El Calambre	Río El Calambre	Morazán	Construcción	0.058	13.9928	88.0804
2	Mirazalco	Río Sensunapan	Sonsonate	Construcción	3.370	13.8414	84.7456
3	Gualpuca	Río Gualpuca	Morazán	Financiamiento	1.000	13.8333	88.2333
4	Ilopango-Aguacayo	Lago de Ilopango	La Paz	Financiamiento	17.000	13.6311	89.0334
5	San Luis IV	Río Suquiapa	La Libertad	BID proceso	1.500	13.9942	89.4828
6	Sumpul	Río Sumpul	Chalatenango	Registro SIGET	16.200	13.8300	89.7300
7	Sucio, Los Tetuntes	Río Sucio	La Libertad	Registro SIGET	6.600	13.8822	89.2594
8	La Joya	Río Acahuapa	San Vicente	Registro SIGET	3.000	13.6248	88.7383
9	San Francisco	Río Tapuchina	Sonsonate	Registro SIGET	1.000	13.8482	89.7285
10	La Colmena (El Volcan)	Río El Volcan/Sn Juan	San Miguel	Registro SIGET	0.097	13.7339	88.2375
11	Qbrada la Cueva/Sn Jose	Qbrada La Cueva/Sn Jose	Morazán	Registro SIGET	0.065	13.7855	88.2146
12	Santa Rosa (El Riachuelo)	Río Riachuelo	San Miguel	Registro SIGET	0.038	13.8518	88.2707
13	Atehucias (Rehabilitacion)		Ahuachapan	Rehabilitacion	0.630	13.9228	89.8811
14	San Esteban	Río San Esteban	San Miguel	Rehabilitacion	0.751	13.5196	88.1829
15	Cucumacayan (Reconversion)	Río Sensunapan	Sonsonate	Reconversion	2.300	13.7500	89.7167
16	Acahuapa (Rehabilitacion)	Río Acahuapa	San Vicente	Rehabilitacion	0.120	13.6583	88.8157
17	Sapuyo (Rehabilitacion)		La Paz	Rehabilitacion	0.060	13.4941	88.8667
18	Chorreron Jiboa	Río Jiboa	La Paz	Factibilidad	2.000		
19	La Montañita		Morazán	Factibilidad	0.900	13.8167	88.2167
20	El Sapo	Río Sapo	Morazán	Factibilidad	0.600	13.9216	88.1056
21	San Luis III	Río Suquiapa	Santa Ana	Factibilidad	0.600	13.9942	89.4828
22	Sonzacate (Nahuizalco II)	Río Sensunapan	Sonsonate	Factibilidad	3.839	13.7567	89.7153
23	Potrerillos	Quebrada Las Lajas	Morazán	Factibilidad	0.320	13.8084	88.2417
24	Guanijquil - Poza Honda	Río Sapo	Morazán	Factibilidad	0.131	13.8500	88.1500
25	La Cabaña	Río Grande de San Miguel	Usulután	Factibilidad	0.980	13.3019	88.2885
26	La Loma	Río Osicala	Morazán	Factibilidad	0.055	13.8167	88.1333
27	El Progreso	Río Aruate	Morazán	Factibilidad	0.033	13.8797	88.2216
28	Araute	Río Aruate	Morazán	Factibilidad	0.033	13.8751	88.2245
29	Cumaro	Río Cumaro	Morazán	Factibilidad	0.040	13.9167	88.1333
30	El Naranjito	Río El Naranjito	Ahuachapan	Factibilidad	0.031	13.7050	89.9333
31	Quezalapa	Río Quezalapa	Cuscatlan/Cabañas	Diseños Basicos	1.050	13.8833	88.9667
32	Titihuapa I	Río Titihuapa	San Salvador/La Paz	Diseños Basicos	1.315	13.5883	89.1383
33	Titihuapa II	Río Titihuapa	San Salvador/La Paz	Diseños Basicos	0.900	13.5500	89.1333
34	San Simon I	Río San Simon	Usulután	Diseños Basicos	0.900	13.5619	88.5176
35	San Simon II	Río San Simon	Usulután	Diseños Basicos	0.915	13.5699	88.5362
36	San Simon III	Río San Simon	Usulután	Diseños Basicos	0.870	13.5833	88.5667
37	Titihuapa III	Río Titihuapa	Cabañas/San Vicente	Diseños Basicos	2.100	13.6067	88.6500
38	Titihuapa V	Río Titihuapa	Cabañas/San Vicente	Diseños Basicos	1.410	13.7665	88.6000
39	Cuyuapa	Río Cuyuapa	Sonsonate	Diseños Basicos	1.020	13.7500	88.8000
40	Suquiapa	Río Suquiapa	Santa Ana	Diseños Basicos	3.530	13.9833	89.4333
41	Grande Chalatenango	Río Grande de Chalatenango	Chalatenango	Diseños Basicos	1.630	14.7167	89.0833
42	Sucio III	Río Sucio	La Libertad/San Salvad	Diseños Basicos	2.025	13.9833	89.2833
43	Poloros		La Union	Diseños Basicos	2.025	13.8050	89.8033
44	Huiza II	Río Huiza	La Libertad/San Salvad	Diseños Basicos	2.100	13.5500	89.2333
45	Santo Domingo (Presa 1, 2 y 3)	Río Tepechapa/Río Cacahuata	Sonsonate	Prefactibilidad	1.540	13.7497	89.7838
46	Chacala Los Apantes (Presa 1 y 2)	Río Chacala/Río Los Apantes	Ahuachapan	Prefactibilidad	1.500	13.8037	89.8484
47	Santa Rita	Río Jiboa	La Paz	Prefactibilidad	8.357	13.6143	88.9630
48	Milingo (Reconversion)	Río Acelhuate	San Salvador	Prefactibilidad	0.800	13.7443	89.1619
49	Copinula I	Río Copinula	Ahuachapan	Prefactibilidad	0.603	13.7864	89.8444
50	San Jose Loma	Río Jiboa	La Paz	Prefactibilidad	1.901	13.5411	88.9845
51	Cara Sucia (Presa 1 y 2)	Río Mistepe/Río Maishtapula	Ahuachapan	Prefactibilidad	0.584	13.8286	89.9814
52	San Pedro II	Río San Pedro	Ahuachapan	Prefactibilidad	0.397	13.7603	89.8080
53	Copinula II	Río Copinula	Ahuachapan	Prefactibilidad	0.487	13.7482	89.8388
54	Qbda El Naranjito al Naranjo		Ahuachapan	Prefactibilidad	0.080	13.7050	89.9333
55	Qbda El Singual, al Cuyapo		Morazán	Prefactibilidad	0.058	13.8333	88.2333

No.	Proyecto de energía	Río	Departamento	Etapa en 2012	Potencial (MW)	Coord. Plan Maestro	
						Latitud	Longitud
56	Venecia Prusia	Río Sucio	San Salvador	Prefactibilidad	1.200		
57	Las Pilonas	Río Huiza	San Salvador	Prefactibilidad	1.100	13.5762	89.2177
58	Copinula	Río Copinula	Ahuachapan	Prefactibilidad	0.241	13.7862	89.8445
59	Santa Emilia I			Prefactibilidad	0.500		
60	Santa Emilia II			Prefactibilidad	0.500		
61	Torola	Río Torola	San Miguel	Inventario	4.321	13.8501	88.4663
62	Copinula III	Río Copinula	Ahuachapan	Inventario	0.462	13.7721	89.8431
63	La Calzadora I	Quebrada La Calzadora	Usulután	Inventario	0.432	13.5661	88.5000
64	Los Hervideros I	Río Los Hervideros	Ahuachapan	Inventario	0.993	13.9550	89.9534
65	Los Hervideros II (Presa 1 y 2)	Río El Molino/Río Nejapa	Ahuachapan	Inventario	0.435	13.9484	89.9264
66	Malancola	Río Jiboa	La Paz	Inventario	4.175	13.5695	88.9850
67	Grande de San Miguel, San Juan	Río Grande de San Miguel	Usulután	Inventario	4.500	13.2947	88.3068
68	Grande de San Miguel, San Jose	Río Grande de San Miguel	Usulután	Inventario	3.200	13.2947	88.3068
69	Chilama I (Presa 1 y 2)	Río Chilama/Río Siguapate	La Libertad	Inventario	2.623	13.6212	89.3309
70	Guayapa II	Río Guayapa	Ahuachapan	Inventario	0.447	13.8221	89.9345
71	La Calzadora II	Quebrada La Calzadora	Usulután	Inventario	0.475	13.5347	88.5294
72	El Jabio	Río Sensunapan	Sonsonate	Inventario	2.000	13.7532	88.2887
73	El Rosario II	Río El Rosario	Ahuachapan	Inventario	0.498	13.7754	89.8729
74	San Sebastian	Río Tihuapa	La Paz	Inventario	0.480	13.5544	89.1366
75	Chilama II	Río Chilama	La Libertad	Inventario	0.457	13.5929	89.3300
76	El Molino I	Río El Molino	Ahuachapan	Inventario	0.260	13.9325	89.8960
77	Guayapa I	Río Guayapa	Ahuachapan	Inventario	0.450	13.7955	89.9466
78	El Refugio	Río Las Lajas	La Libertad	Inventario	0.465	13.5569	89.2385
79	Los Toles	Río Los Toles	Ahuachapan	Inventario	0.428	13.9715	89.9386
80	El Peñón	Río Grande de San Vicente	La Libertad	Inventario	0.486	13.5855	89.3947
81	Guayapa V	Río Guayapa	Ahuachapan	Inventario	0.486	13.9476	89.9636
82	Río Frio/Agua Caliente	Río Frio/ Río Agua Caliente	Ahuachapan	Inventario	0.958	14.0387	89.8397
83	El Charreron	Río El Chorreron	La Libertad	Inventario	0.418	13.6178	89.3460
84	Santa Lucia	Río Tamanique	La Libertad	Inventario	0.966	13.5962	89.4202
85	El Rosario I	Río El Rosario	Ahuachapan	Inventario	0.423	13.7531	89.8731
86	Maishtapula	Río Maishtapula	Ahuachapan	Inventario	0.320	13.8444	89.9520
87	Asesesco (Presa 1 y 2)	Río Asesesco/Río Viejo	Cabañas	Inventario	0.435	13.8793	88.9226
88	Miramundo	Qda. Miramundo	Chalatenango	Inventario	0.480	14.3268	89.1353
89	Tilapa II	Río Grande de Chalatenango	Chalatenango	Inventario	1.925	14.2237	89.0976
90	El Faro (Presa 1 y 2)	Río Los Leones/Río La Maquina	La Libertad	Inventario	0.426	13.5990	89.3561
91	Santa Maria	Río Tihuapa	La Paz	Inventario	0.874	13.5893	89.1307
92	El Molino II	Río El Molino	Ahuachapan	Inventario	0.221	13.9060	89.8345
93	San Pedro I	Río San Pedro	Ahuachapan	Inventario	0.344	13.7386	89.8057
94	Ashuquema I	Río Ashuquema	Ahuachapan	Inventario	0.189	13.9420	89.9720
95	El Caoba	Río El Naranjo	Ahuachapan	Inventario	0.451	13.7948	89.9263
96	El Rosario IV	Río El Rosario	Ahuachapan	Inventario	0.313	13.8103	89.8788
97	Sunzacuapa III	Río Sunzacuapa	Ahuachapan	Inventario	0.184	13.7681	89.8283
98	Tizapa II	Río Tempisque	Cuscatlán	Inventario	0.418	13.7917	88.9461
99	San Isidro	Río Sensipa	La Libertad	Inventario	0.477	13.6160	89.4840
100	Cauta	Río Cauta	Ahuachapan	Inventario	0.191	13.8035	89.8641
101	Loma de San Juan	Río Huiza	San Salvador	Inventario	0.954	13.5449	89.2304
102	San Juan Buenavista	Río Aquiquisquillo	La Libertad	Inventario	0.918	13.5382	89.2479
103	Los Pozos	Río Los Pozos	Chalatenango	Inventario	0.827	14.3289	89.1455
104	Los Pueblos II	Río de Los Pueblos	Cabañas	Inventario	1.247	13.8643	88.6869
105	El Jicaro (Presa 1 y 2)	Río Chuluma/Grande de Sn Vicer	La Liberta	Inventario	0.496	13.5933	89.4021
106	Guarumo	Río Guarumo	Cabañas	Inventario	0.897	13.7670	88.8046
107	Guasoran	Río El Sauce	La Union	Inventario	12.500	13.6446	87.7524
108	El Diamante II	Río El Diamante	Ahuachapan	Inventario	0.218	13.7672	89.9006
109	Río Nejapa I	Río Nejapa	Ahuachapan	Inventario	0.132	13.9336	89.9175
110	Asuchio	Río Asuchio	La Libertad	Inventario	0.428	13.5618	89.3135
111	Agua Fria	Río Agua Fria	Cabañas	Inventario	0.974	13.8100	88.8215
112	Chilama III	Río Chilama	La Libertad	Inventario	0.934	13.5367	89.3142
113	Tehuachode	Río Chichicalapa	San Salvador	Inventario	0.339	13.5926	89.1514
114	Tizapa IV	Río Ajuluco	Cuscatlán	Inventario	0.265	13.7649	88.9248
115	Quezalate	Río Quezalate	La Libertad	Inventario	0.495	13.5989	89.2288
116	El Anonal	Río El Zonte	La Libertad	Inventario	0.481	13.5565	89.4540
117	Mizata I	Río Mizata	La Libertad	Inventario	0.421	13.5786	89.5516
118	Los Pueblos I	Río de Los Pueblos	Cabañas	Inventario	0.412	13.8726	88.7215
119	El Cutal	Río Teostribe	Chalatenango	Inventario	0.445	14.2258	89.0690
120	Tepechapa	Río Tepechapa	Cuscatlán	Inventario	0.232	13.7884	88.9756

No.	Proyecto de energía	Río	Departamento	Etapa en 2012	Potencial (MW)	Coord. Plan Maestro	
						Latitud	Longitud
121	El Silencio	Río Comalapa	La Paz	Inventario	0.287	13.5940	89.1084
122	Concepcion Los Planes	Río Comalapa	La Paz	Inventario	0.450	13.5674	89.0916
123	El Rosario V	Río El Rosario	Ahuachapan	Inventario	0.182	13.8182	89.8830
124	El Escalon	Río Aquiquisquillo	La Libertad	Inventario	0.420	13.5564	89.2489
125	Cuitapan	Río Cuitapan	San Salvador	Inventario	0.422	13.5969	89.1825
126	Río Ceniza (Presa 1 y 2)	Río Ceniza	Sonsonate	Inventario	0.330	13.7712	89.7030
127	Papaleguayo (Presa 1 y 2)	Río Papaleguayo/Río El Patashte	San Salvador	Inventario	0.278	13.5649	89.1588
128	Guayapa VI	Río Guayapa	Ahuachapan	Inventario	0.175	13.8328	89.9305
129	Cauta II	Río Cauta	Ahuachapan	Inventario	0.223	13.7754	89.8604
130	Guayapa II	Río Guayapa	Ahuachapan	Inventario	0.131	13.9284	89.9511
131	San Benito (Presa 1 y 2)	Río Huiza/Río Taxis	La Libertad	Inventario	0.483	13.5925	89.4340
132	Tecomate	Río Cuitapan	San Salvador	Inventario	0.421	13.5794	89.1882
133	Tilpa III	Río Grande de Chalatenango	Chalatenango	Inventario	0.480	14.2371	89.1150
134	San Rafael (Presa 1 y 2)	Río Los Trozos/Río Matapa	La Libertad	Inventario	0.232	13.6417	89.4770
135	Ayacachapa III	Río Ayacachapa	Sonsonate	Inventario	0.312	13.6506	89.5371
136	Ayacachapa II	Río Ayacachapa	Sonsonate	Inventario	0.448	13.9282	89.5561
137	Sunzacuapa I	Río Sunzacuapa	Ahuachapan	Inventario	0.197	13.7237	89.8238
138	Tilapa I	Río Grande de Chalatenango	Chalatenango	Inventario	1.025	14.2154	89.0780
139	Apancoyo II	Río Apancoyo	Sonsonate	Inventario	0.416	13.6516	89.5709
140	Tizapa III	Río Camalote	Cuscatlan	Inventario	0.198	13.7902	88.9363
141	Río Nejapa II	Río Nejapa	Ahuachapan	Inventario	0.126	13.9203	89.8979
142	El Rosario III	Río El Rosario	Ahuachapan	Inventario	0.195	13.7880	89.8750
143	Guayapa IV (Presa 1 y 2)	Río Guayapa/Qda. Los Chorros	Ahuachapan	Inventario	0.149	13.8455	89.9282
144	Mizata II	Río Mizata	La Libertad	Inventario	0.270	13.6137	89.5317
145	Sunzacuapa II	Río Sunzacuapa	Ahuachapan	Inventario	0.193	13.7414	89.8198
146	El Tablon	Qda El Aguacate	La libertad	Inventario	0.194	13.5633	89.3746
147	El Diamante I	Río El Diamante	Ahuachapan	Inventario	0.235	13.7310	89.9045
148	El Rosario VI	Río El Rosario	Ahuachapan	Inventario	0.165	13.8262	89.8863
149	Talquezalar	Río Talquezalar	Chalatenango	Inventario	0.421	14.2894	89.1316
150	El Cedro	Río Pepetapa	La Paz	Inventario	0.336	13.5974	89.0623
151	Guayapa III (Presa 1 y 2)	Río Guayapa	Ahuachapan	Inventario	0.093	13.9006	89.9135
152	Mizata III	Río Mizata	La Libertad	Inventario	0.215	13.6247	89.5190
153	Ayacachapa I	Río Ayacachapa	Sonsonate	Inventario	0.218	13.5938	89.5708
154	Comizapa	Río Comizapa	Cuscatlan	Inventario	0.152	13.8587	88.9861
155	Las Mesas	Río Naranjito	Ahuachapan	Inventario	0.089	13.7906	89.9111
156	San Ignacio	Río San Ignacio	Chalatenango	Inventario	0.441	14.3288	89.1968
157	Ashuquema II	Río Ashuquema	Ahuachapan	Inventario	0.120	13.9226	89.9544
158	El Matazano	Río El Shilo	La Libertad	Inventario	0.173	13.6098	89.5025
159	Siberia	Río Zonte	La Libertad	Inventario	0.240	13.5738	89.4538
160	Joya Verde	Río Taquillo	La Libertad	Inventario	0.178	13.5367	89.4899
161	Aguachapio III	Río Aguachapio	Ahuachapan	Inventario	0.112	13.7986	89.9593
162	Apancoyo III	Río Apancoyo	Sonsonate	Inventario	0.156	13.6631	89.5479
163	Tazula	Río Tazula	Sonsonate	Inventario	0.175	13.6682	89.5818
164	Metalio I	Río Metalio	Ahuachapan	Inventario	0.068	13.7157	89.8581
165	Aguachapio II	Río Aguachapio	Ahuachapan	Prefactibilidad	0.113	13.7850	89.9733
166	El Izcanal IV	Río Izcanal	Ahuachapan	Inventario	0.080	13.8160	89.9612
167	Los Ausoles	Río Los Ausoles	Ahuachapan	Inventario	0.068	13.9332	89.8165
168	Guayapa IV	Río Guayapa	Ahuachapan	Inventario	0.060	13.8750	89.9183
169	Mizata IV	Río Mizata	La Libertad	Inventario	0.191	13.6348	89.5063
170	El Izcanal III	Río Izcanal	Ahuachapan	Inventario	0.065	13.8001	89.9746
171	Quebrada Honda	Quebrada Honda	Chalatenango	Inventario	0.177	14.2323	89.2393
172	Tihuicha I	Río Tihuicha	Ahuachapan	Inventario	0.071	13.7397	89.8906
173	Río Nejapa III	Río Nejapa	Ahuachapan	Inventario	0.060	13.8808	89.8880
174	El Izcanal I	Río Izcanal	Ahuachapan	Inventario	0.058	13.7782	89.9959
175	La Soledad I	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapan	Inventario	0.070	13.8361	90.0161
176	El Sauce (Presa 1 y 2)	Río El Carrizo/Río de Cupa	La Libertad	Inventario	0.127	13.5444	89.5244
177	La Soledad II	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapan	Inventario	0.069	13.8511	90.0023
178	Metalio II	Río Metalio	Ahuachapan	Inventario	0.072	13.7531	89.8526
179	Taxispulco	Río Taxispulco	Ahuachapan	Inventario	0.063	13.7594	89.8017
180	Ashuquema III (Presa 1 y 2)	Río Ashuquema/Río Ishcanelo	Ahuachapan	Inventario	0.066	13.8865	89.9406
181	Río Chiquito	Río Chiquito	Cabañas	Inventario	0.046	13.7794	88.8428
182	Casa de Piedras	Río Casa de Piedra	San Salvador	Inventario	0.076	13.6277	89.2174
183	Tizapa V	Río Paso Hondo	Cuscatlan	Inventario	0.070	13.7607	88.9009
184	Los Milagros	Río San Antonio	Sonsonate	Inventario	0.065	13.7511	89.7414
185	El Quequeisque II	Río El Quequeisque	Ahuachapan	Inventario	0.068	13.8683	89.9955

No.	Proyecto de energía	Río	Departamento	Etapa en 2012	Potencial (MW)	Coord. Plan Maestro	
						Latitud	Longitud
186	El Izcanal II	Río Izcanal	Ahuachapan	Inventario	0.045	13.7924	89.9876
187	La Soledad IV (Presa 1 y 2)	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapan	Inventario	0.070	13.8681	89.9722
188	Tizapa I	Río El Rosario	Cuscatlan	Inventario	0.068	13.8001	88.9611
189	Telescalique	Río Telescalique	Sonsonate	Inventario	0.071	13.6267	89.5878
190	Los Infiernillos	Qda Los Infiernillos	Chalatenango	Inventario	0.067	14.2763	89.0697
191	La Soledad III	Río San Francisco La Soledad	Ahuachapan	Inventario	0.044	13.8559	89.0697
192	El Quequeishque I	Río Quequeisque	Ahuachapan	Inventario	0.060	13.8550	90.0095
193	Ayacachapa IV (Presa 1 y 2)	Río Estasuche/Río Cacaguayo	Sonsonate	Inventario	0.063	13.6133	89.5533
194	Sunzapua I	Río Sunzapua	Sonsonate	Inventario	0.068	13.6085	89.5990
195	Ojushico I	Río Ojushico	Sonsonate	Inventario	0.060	13.6013	89.5935
196	Sihuapilapa I	Río Sihuapilapa	Sonsonate	Inventario	0.044	13.5648	89.5780
197	Ojushico II	Río Ojushico	Sonsonate	Inventario	0.067	13.6159	89.5744
198	Aguachapio I	Río Aguachapio	Ahuachapan	Inventario	0.040	13.8213	89.9448
199	Apancoyo I (Presa 1 y 2)	Río Apancoyo/Río Telescalique	Sonsonate	Inventario	0.034	13.6347	89.5904
200	Chagalapa I	Río Chagalapa	Ahuachapan	Inventario	0.030	13.8606	90.0259
201	Cuilapa	Río Cuilapa	Ahuachapan	Inventario	0.031	13.7669	89.9507
202	Sunzapua II	Río Sunzapua	Sonsonate	Inventario	0.036	13.6193	89.5865
203	Chagalapa II	Río Chagalapa	Ahuachapan	Inventario	0.042	13.8701	90.0058
204	Río Frio	Río Frio	Sonsonate	Inventario	0.031	13.7425	89.7486
205	Tianmica	Río Tianmica	Ahuachapan	Inventario	0.029	13.8783	90.0395
206	Tihuicha II	Río Tihuicha	Ahuachapan	Inventario	0.005	13.7531	89.8910
207	Huiscoyol	Río Huiscoyol	Ahuachapan	Inventario	0.005	13.8573	90.0152
208	Sihuapilapa II	Qda El Tambor	Sonsonate	Inventario	0.004	13.5758	89.5634
209	Quebrada Seca	Quebrada Seca	Sonsonate	Inventario	0.003	13.5806	89.6045

Fuente: Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables

## ANEXO B: ECUACIONES DE ESTIMACIÓN DE COSTOS

- Obras civiles

Elemento	Ecuación	Costo Unitario
<b>Obra de toma</b>		
Volumen de excavación	$V_e = 8.69(H_d * L_i)^{1.14} [m^3]$	\$3.93/m <sup>3</sup>
Volumen dique temporal	$V_{sd} = 3L_i * H_d [m^3]$	\$16.30/m <sup>3</sup>
Volumen de concreto	$V_c = 16.1(H_d^2 * L_i)^{0.695}$	\$247.40/m <sup>3</sup>
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.0274V_c^{0.830} [ton]$	\$2260.00/m <sup>3</sup>
<b>Toma</b>		
Volumen de excavación	$V_e = 171 \left( \frac{D_t}{2} * Q_{eq} \right)^{0.666} [m^3]$	\$3.93/m <sup>3</sup>
Volumen de concreto	$V_c = 147 \left( \frac{D_t}{2} * Q_{eq} \right)^{0.47} [m^3]$	\$236.40/m <sup>3</sup>
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.0145V_c^{0.830} [ton]$	\$2260.00/m <sup>3</sup>
<b>Desarenador</b>		
Volumen de excavación	$V_e = 515Q_{eq}^{1.07} [m^3]$	\$3.93/m <sup>3</sup>
Volumen de concreto	$V_c = 169Q_{eq}^{0.936} [m^3]$	\$236.40/m <sup>3</sup>
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.0120V_c^{0.847} [ton]$	\$2260.00/m <sup>3</sup>
<b>Canal abierto</b>		
Volumen de excavación	$V_e = 6.22A_c^{1.04} * L_c [m^3]$	\$3.93/m <sup>3</sup>
Costo del material	$L_c$	\$338.85/m
<b>Cámara de Carga</b>		
Volumen de excavación	$V_e = 808Q_{eq}^{0.697} [m^3]$	\$3.93/m <sup>3</sup>
Volumen de concreto	$V_c = 197Q_{eq}^{0.716} [m^3]$	\$236.40/m <sup>3</sup>
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.051V_c [ton]$	\$2260.00/m <sup>3</sup>
<b>Tubería Forzada</b>		
Volumen de excavación	$V_e = 10.9D^{1.33} * L_{tuberia} [m^3]$	\$3.93/m <sup>3</sup>
<b>Descarga</b>		
Volumen de excavación	$V_e = 9.87D_d^{1.69} * L_d [m^3]$	\$3.93/m <sup>3</sup>
Volumen de concreto	$V_c = 2.87D_d^{1.70} * L_d [m^3]$	\$236.40/m <sup>3</sup>
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.029V_c [ton]$	\$2260.00/m <sup>3</sup>

<b>Casa de máquinas</b>		
Volumen de excavación	$V_e = 97.8 \left( Q_{eq} \times H_u^{\frac{2}{3}} \times n_t^{0.5} \right)^{0.727} [m^3]$	\$3.93/m <sup>3</sup>
Volumen de concreto	$V_c = 28.1 \left( Q_{eq} \times H_u^{\frac{2}{3}} \times n_t^{0.5} \right)^{0.795} [m^3]$	\$236.40/m <sup>3</sup>
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.046V_c^{1.05} [ton]$	\$2260.00/m <sup>3</sup>
<b>Canal de descarga</b>		
Volumen de excavación	$V_e = 395(R \times Q_{eq})^{0.479} [m^3]$	\$3.93/m <sup>3</sup>
Volumen de concreto	$V_c = 40.4(R \times Q_{eq})^{0.684} [m^3]$	\$236.40/m <sup>3</sup>
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.278V_c^{0.61} [ton]$	\$2260.00/m <sup>3</sup>
<b>Paso de acceso</b>		
Calle de acceso	$L_a [ km]$	\$200000.00/km

Fuente: Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables

- Costos hidráulicos

Elemento	Ecuación	Costo Unitario
<b>Obra de toma</b>		
Peso de compuerta	$W_g = 0.1454Q_f^{0.692}$	\$2200.00/ton
<b>Toma</b>		
Peso compuerta	$W_g = 12.7 \left( \frac{D_t}{2} * Q_{eq} \right)^{0.533}$	\$2200.00/ton
Peso de Zaranda	$W_s = 0.701 \left( \frac{D_t}{2} * Q_{eq} \right)^{0.582}$	\$3900.00/ton
<b>Desarenador</b>		
Peso de compuerta	$W_g = 0.910Q_{eq}^{0.613}$	\$2200.00/ton
Peso de Zaranda	$W_s = 0.879Q_{eq}^{0.785}$	\$3900.00/ton
<b>Tubería Forzada</b>		
Peso tubería	$W_p = 7.85 * \pi * D * \left( \frac{e_{nominal}}{1000} \right) * 1.15 * L_{tuberia}$	\$3900.00/ton
<b>Otros</b>	18.35% inflación al 2,023	

Fuente: Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables

- Costos electromecánicos y líneas de transmisión

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario
Turbina y generador	$C = 0.7452P^{0.8546}$	<i>kW</i>	\$600.00
Sistema de control	$C = 24000n$	<i>u</i>	\$24,000.00
Piezas y repuestos obligatorios	$C = (15.484P) + 3589$	<i>kW</i>	\$39.28
Montaje, prueba y puesta en marcha	$C = (51.824P) + 16269$	<i>kW</i>	\$55.81
Misceláneos	$C = (4.3077P) + 1355.1$	<i>kW</i>	\$16.29
Línea de transmisión	$C = 50000L$	<i>km</i>	\$50,000.00

Fuente: Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables

### ANEXO C: PARÁMETROS PARA ESTIMACIÓN DE COSTOS DE PCH

Descripción	Abreviatura	Valor	Unidades	Notas	Otros
Area de captación	A	<b>38.1300</b>	<i>km<sup>2</sup></i>	--	Area de cuenca de captacion de precipitaciones.
Caudal de diseño/equipamiento	$Q_{eq}$	<b>0.8976</b>	$\frac{m^3}{s}$	--	Caudal de equipamiento de PCH
Altura de toma	$H_d$	<b>1.0000</b>	<i>m</i>	Valor asumido	--
Ancho de cresta	$L_i$	<b>25.3893</b>	<i>m</i>	$L_i = \frac{28.28571 \times Q_{eq}}{H_d^2}$	Valor calculado en base a parametros de PCH
Coef. de inundación	<i>a</i>	<b>17.0000</b>	--	Valor asumido	Coef. Regional para inund. Varía de 17-84
Inundación de diseño	$Q_f$	<b>353.6137</b>	$\frac{m^3}{s}$	$Q_f = (a \times A^{4-0.05-1}) \times A$	Valor calculado en base a parametros de PCH
Diametro de toma	$D_t$	<b>0.6201</b>	<i>m</i>	$D_t = \sqrt{\frac{4 \times Q_{eq}}{\pi \times V_{ftuajo}}}$	Velocidad de flujo varia para cada alternativa, A1=2.973, A2=3.397 y A3=2.973
Longitud de canaleta	$L_c$	<b>856.2000</b>	<i>m</i>	--	Longitud de canaleta varia para cada alternativa, A1=856.2, A2=683.44 y A3=327.96
Area transversal de canaleta	$A_c$	<b>0.4488</b>	<i>m<sup>2</sup></i>	--	--
Diametro de tubería forzada	<i>D</i>	<b>0.6200</b>	<i>m</i>	--	El diametro de tubería forzada varia para cada alternativa, A1=0.62, A2=0.58 y A3=0.62
Salto Util	$H_u$	<b>55.2200</b>	<i>m</i>	--	Valor de salto util varia para cada alternativa A1=55.22, A2=36.19 y A3=28.17
Espesor de tubería forzada	$e_{nominal}$	<b>11.1100</b>	<i>mm</i>	--	Espesor de tubería varia para cada alternativa: A1=11.11 mm, A2=7.93 mm y A3=7.93 mm
Longitud de tubería forzada	$L_{tubería}$	<b>167.3100</b>	<i>m</i>	--	Longitud de tubería de cada alternativa: A1=167.31, A2=64.03 y A3=66.19
Diametro de tubería de descarga	$D_d$	<b>0.3100</b>	<i>m</i>	$D_d = 0.5D$	--
Longitud de descarga	$L_d$	<b>50.0000</b>	<i>m</i>	Valor asumido	--
Numero de turbinas	$n_t$	<b>2.0000</b>	<i>u</i>	--	--
Radio Hidraulico	<i>R</i>	<b>0.2545</b>	<i>m</i>	--	--
Acceso	$L_a$	<b>0.8000</b>	<i>km</i>	Valor estimado	--
Lineas de transmision	<i>L</i>	<b>3.0000</b>	<i>km</i>	Valor estimado	--
Potencia Instalada	$P_{instalada}$	<b>428.4800</b>	<i>kW</i>	--	La potencia instalada varia por cada alternativa: A1=428.48, A2=275.73 y A3=212.28

Fuente: Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables

## ANEXO D: COSTOS DE ALTERNATIVA I

- Estimación de costos de obras civiles

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario	Total
<b>Obra de toma</b>				<b>\$ 52,466.10</b>
Volumen de excavación	346.99	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 1,363.68
Volumen de dique temporal	76.17	m <sup>3</sup>	\$ 16.30	\$ 1,241.53
Volumen de concreto	152.43	m <sup>3</sup>	\$ 247.40	\$ 37,710.06
Peso de varilla de refuerzo	1.78	ton	\$ 2,260.00	\$ 4,016.03
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 8,134.80
<b>Toma</b>				<b>\$ 24,366.74</b>
Volumen de excavación	72.95	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 286.71
Volumen de concreto	80.58	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 19,049.85
Peso de varilla de refuerzo	0.55	ton	\$ 2,260.00	\$ 1,252.16
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 3,778.03
<b>Desarenador</b>				<b>\$ 47,572.07</b>
Volumen de excavación	458.78	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 1,803.01
Volumen de concreto	154.22	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 36,458.21
Peso de varilla de refuerzo	0.86	ton	\$ 2,260.00	\$ 1,934.87
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 7,375.98
<b>Canaleta</b>				<b>\$ 354,127.18</b>
Volumen de excavación	2314.73	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 9,096.89
Costo del material	856.20	m	\$ 338.85	\$ 290,123.37
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 54,906.92
<b>Camara de carga</b>				<b>\$ 79,372.09</b>
Volumen de excavación	749.39	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 2,945.12
Volumen de concreto	182.34	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 43,104.34
Peso de varilla de refuerzo	9.30	ton	\$ 2,260.00	\$ 21,016.10
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 12,306.53
<b>Tubería forzada (aire libre)</b>				<b>\$ 4,491.49</b>
Volumen de excavación	965.67	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 3,795.09
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 696.40
<b>Descarga</b>				<b>\$ 7,319.68</b>
Volumen de Excavación	68.18	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 267.97
Volumen de concreto	19.60	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 4,632.49
Peso de varilla de refuerzo	0.57	ton	\$ 2,260.00	\$ 1,284.32
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 1,134.91
<b>Casa de máquinas</b>				<b>\$ 118,459.67</b>
Volumen de Excavación	812.81	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 3,194.35
Volumen de concreto	284.69	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 67,301.57
Peso de varilla de refuerzo	13.10	ton	\$ 2,260.00	\$ 29,596.75
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 18,367.00
<b>Canal de descarga</b>				<b>\$ 11,221.98</b>
Volumen de Excavación	194.74	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 765.32
Volumen de concreto	20.23	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 4,782.74
Peso de varilla de refuerzo	1.74	ton	\$ 2,260.00	\$ 3,933.97
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 1,739.95
<b>Acceso</b>				<b>\$ 160,000.00</b>
Calle de acceso	0.80	km	\$ 200,000.00	\$ 160,000.00
			<b>Subtotal:</b>	<b>\$ 859,397.01</b>

- Estimación de costos de equipos hidráulicos y electromecánicos y líneas de transmisión.

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario	Total
<b>Obra de toma</b>				<b>\$ 18,559.62</b>
Peso de compuerta	8.44	ton	\$ 2,200.00	\$ 18,559.62
<b>Toma</b>				<b>\$ 15,429.18</b>
Peso de compuerta	6.42	ton	\$ 2,200.00	\$ 14,130.52
Peso de zaranda	0.33	ton	\$ 3,900.00	\$ 1,298.66
<b>Desarenador</b>				<b>\$ 5,023.09</b>
Peso de compuerta	0.85	ton	\$ 2,200.00	\$ 1,873.72
Peso de zaranda	0.81	ton	\$ 3,900.00	\$ 3,149.37
<b>Tubería forzada</b>				<b>\$ 127,470.48</b>
Peso de tubería	32.68	ton	\$ 3,900.00	\$ 127,470.48
<b>Otros</b>		18.35% inflación		<b>\$ 30,549.52</b>
			<b>Subtotal:</b>	<b>\$ 197,031.89</b>

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario	Total
Turbina y generador	428.48	kW	\$ 600.00	\$ 361,177.51
Sistema de control	1.00	u	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00
Piezas y repuestos obligatorios	428.48	kW	\$ 39.28	\$ 16,830.69
Montaje, prueba y puesta en marcha	428.48	kW	\$ 55.81	\$ 23,913.47
Miscelaneos	428.48	kW	\$ 16.29	\$ 6,979.94
Línea de transmisión	3.00	km	\$ 50,000.00	\$ 150,000.00
		18.35% inflación de costos		\$ 106,962.45
			<b>Subtotal:</b>	<b>\$ 689,864.06</b>

## ANEXO E: COSTOS DE ALTERNATIVA II

- Estimación de costos de obras civiles

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario	Total
<b>Obra de toma</b>				<b>\$ 52,466.10</b>
Volumen de excavación	346.99	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 1,363.68
Volumen de dique temporal	76.17	m <sup>3</sup>	\$ 16.30	\$ 1,241.53
Volumen de concreto	152.43	m <sup>3</sup>	\$ 247.40	\$ 37,710.06
Peso de varilla de refuerzo	1.78	ton	\$ 2,260.00	\$ 4,016.03
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 8,134.80
<b>Toma</b>				<b>\$ 23,616.70</b>
Volumen de excavación	69.78	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 274.23
Volumen de concreto	78.09	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 18,460.80
Peso de varilla de refuerzo	0.54	ton	\$ 2,260.00	\$ 1,219.94
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 3,661.74
<b>Desarenador</b>				<b>\$ 47,572.07</b>
Volumen de excavación	458.78	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 1,803.01
Volumen de concreto	154.22	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 36,458.21
Peso de varilla de refuerzo	0.86	ton	\$ 2,260.00	\$ 1,934.87
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 7,375.98
<b>Canaleta</b>				<b>\$ 282,673.07</b>
Volumen de excavación	1847.68	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 7,261.37
Costo del material	683.44	m	\$ 338.85	\$ 231,583.64
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 43,828.06
<b>Camara de carga</b>				<b>\$ 79,372.09</b>
Volumen de excavación	749.39	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 2,945.12
Volumen de concreto	182.34	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 43,104.34
Peso de varilla de refuerzo	9.30	ton	\$ 2,260.00	\$ 21,016.10
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 12,306.53
<b>Tubería forzada (aire libre)</b>				<b>\$ 1,573.00</b>
Volumen de excavación	338.20	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 1,329.11
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 243.89
<b>Descarga</b>				<b>\$ 6,535.31</b>
Volumen de Excavación	60.92	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 239.40
Volumen de concreto	17.50	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 4,135.96
Peso de varilla de refuerzo	0.51	ton	\$ 2,260.00	\$ 1,146.66
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 1,013.29
<b>Casa de máquinas</b>				<b>\$ 71,987.40</b>
Volumen de Excavación	514.79	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 2,023.11
Volumen de concreto	172.77	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 40,841.96
Peso de varilla de refuerzo	7.95	ton	\$ 2,260.00	\$ 17,960.79
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 11,161.54
<b>Canal de descarga</b>				<b>\$ 11,221.98</b>
Volumen de Excavación	194.74	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 765.32
Volumen de concreto	20.23	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 4,782.74
Peso de varilla de refuerzo	1.74	ton	\$ 2,260.00	\$ 3,933.97
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 1,739.95
<b>Acceso</b>				<b>\$ 160,000.00</b>
Calle de acceso	0.80	km	\$ 200,000.00	\$ 160,000.00
			<b>Subtotal:</b>	<b>\$ 737,017.74</b>

- Estimación de costos de equipos hidráulicos y electromecánicos y líneas de transmisión.

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario	Total
<b>Obra de toma</b>				<b>\$ 18,559.62</b>
Peso de compuerta	8.44	ton	\$ 2,200.00	\$ 18,559.62
<b>Toma</b>				<b>\$ 14,885.18</b>
Peso de compuerta	6.20	ton	\$ 2,200.00	\$ 13,636.05
Peso de zaranda	0.32	ton	\$ 3,900.00	\$ 1,249.12
<b>Desarenador</b>				<b>\$ 5,023.09</b>
Peso de compuerta	0.85	ton	\$ 2,200.00	\$ 1,873.72
Peso de zaranda	0.81	ton	\$ 3,900.00	\$ 3,149.37
<b>Tubería forzada</b>				<b>\$ 32,573.67</b>
Peso de tubería	8.35	ton	\$ 3,900.00	\$ 32,573.67
<b>Otros</b>			18.35% inflación de costos	<b>\$ 13,036.13</b>
<b>Subtotal:</b>				<b>\$ 84,077.68</b>

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario	Total
Turbina y generador	275.73	kW	\$ 600.00	\$ 247,805.24
Sistema de control	1.00	u	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00
Piezas y repuestos obligatorios	275.73	kW	\$ 39.28	\$ 10,830.67
Montaje, prueba y puesta en marcha	275.73	kW	\$ 55.81	\$ 15,388.49
Miscelaneos	275.73	kW	\$ 16.29	\$ 4,491.64
Línea de transmisión	3.00	km	\$ 50,000.00	\$ 150,000.00
18.35% inflación de costos				\$ 83,036.70
<b>Subtotal:</b>				<b>\$ 535,552.75</b>

## ANEXO F: COSTOS DE ALTERNATIVA III

- Estimación de costos de obras civiles

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario	Total
<b>Obra de toma</b>				<b>\$ 52,466.10</b>
Volumen de excavación	346.99	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 1,363.68
Volumen de dique temporal	76.17	m <sup>3</sup>	\$ 16.30	\$ 1,241.53
Volumen de concreto	152.43	m <sup>3</sup>	\$ 247.40	\$ 37,710.06
Peso de varilla de refuerzo	1.78	ton	\$ 2,260.00	\$ 4,016.03
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 8,134.80
<b>Toma</b>				<b>\$ 24,364.83</b>
Volumen de excavación	72.95	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 286.68
Volumen de concreto	80.58	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 19,048.34
Peso de varilla de refuerzo	0.55	ton	\$ 2,260.00	\$ 1,252.08
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 3,777.73
<b>Desarenador</b>				<b>\$ 47,572.07</b>
Volumen de excavación	458.78	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 1,803.01
Volumen de concreto	154.22	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 36,458.21
Peso de varilla de refuerzo	0.86	ton	\$ 2,260.00	\$ 1,934.87
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 7,375.98
<b>Canaleta</b>				<b>\$ 135,645.35</b>
Volumen de excavación	886.64	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 3,484.49
Costo del material	327.96	m	\$ 338.85	\$ 111,129.25
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 21,031.62
<b>Camara de carga</b>				<b>\$ 79,372.09</b>
Volumen de excavación	749.39	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 2,945.12
Volumen de concreto	182.34	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 43,104.34
Peso de varilla de refuerzo	9.30	ton	\$ 2,260.00	\$ 21,016.10
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 12,306.53
<b>Tubería forzada (aire libre)</b>				<b>\$ 1,776.89</b>
Volumen de excavación	382.03	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 1,501.39
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 275.50
<b>Descarga</b>				<b>\$ 7,319.68</b>
Volumen de Excavación	68.18	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 267.97
Volumen de concreto	19.60	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 4,632.49
Peso de varilla de refuerzo	0.57	ton	\$ 2,260.00	\$ 1,284.32
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 1,134.91
<b>Casa de máquinas</b>				<b>\$ 63,060.37</b>
Volumen de Excavación	455.93	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 1,791.79
Volumen de concreto	151.28	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 35,763.64
Peso de varilla de refuerzo	6.96	ton	\$ 2,260.00	\$ 15,727.53
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 9,777.42
<b>Canal de descarga</b>				<b>\$ 11,221.98</b>
Volumen de Excavación	194.74	m <sup>3</sup>	\$ 3.93	\$ 765.32
Volumen de concreto	20.23	m <sup>3</sup>	\$ 236.40	\$ 4,782.74
Peso de varilla de refuerzo	1.74	ton	\$ 2,260.00	\$ 3,933.97
Otros	18.35% inflación de costos			\$ 1,739.95
<b>Acceso</b>				<b>\$ 160,000.00</b>
Calle de acceso	0.80	km	\$ 200,000.00	\$ 160,000.00
			<b>Subtotal:</b>	<b>\$ 582,799.37</b>

- Estimación de costos de equipos hidráulicos y electromecánicos y líneas de transmisión.

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario	Total
<b>Obra de toma</b>				<b>\$ 18,559.62</b>
Peso de compuerta	8.44	ton	\$ 2,200.00	\$ 18,559.62
<b>Toma</b>				<b>\$ 15,427.79</b>
Peso de compuerta	6.42	ton	\$ 2,200.00	\$ 14,129.25
Peso de zaranda	0.33	ton	\$ 3,900.00	\$ 1,298.53
<b>Desarenador</b>				<b>\$ 5,023.09</b>
Peso de compuerta	0.85	ton	\$ 2,200.00	\$ 1,873.72
Peso de zaranda	0.81	ton	\$ 3,900.00	\$ 3,149.37
<b>Tubería forzada</b>				<b>\$ 35,994.76</b>
Peso de tubería	9.23	ton	\$ 3,900.00	\$ 35,994.76
<b>Otros</b>	18.35% inflación de costos			<b>\$ 13,763.46</b>
<b>Subtotal:</b>				<b>\$ 88,768.72</b>

Elemento	Cantidad	Unidades	Costo Unitario	Total
Turbina y generador	212.28	kW	\$ 600.00	\$ 198,175.22
Sistema de control	1.00	u	\$ 24,000.00	\$ 24,000.00
Piezas y repuestos obligatorios	212.28	kW	\$ 39.28	\$ 8,338.36
Montaje, prueba y puesta en marcha	212.28	kW	\$ 55.81	\$ 11,847.35
Miscelaneos	212.28	kW	\$ 16.29	\$ 3,458.04
Línea de transmisión	3.00	km	\$ 50,000.00	\$ 150,000.00
18.35% inflación de costos				\$ 72,632.78
<b>Subtotal:</b>				<b>\$ 468,451.74</b>

## ANEXO G: FLUJO DE EFECTIVO ALTERNATIVA I

Cap. Planta (MW)	Energía (MWh/año)	Factor de Operación	Tasa de escalación	Costo de planta (x1000 US\$)	Costo O/M	% prestamo	Prestamo Bancario (x1000 US\$)	Periodo de Amortización n	Tasa Int. Anual prestamo	Exención de Impuestos (años)	Impuesto sobre la RENTA	Tasa Descuento	Altura neta
0.42848	3655.124	0.97	4.00%	\$ 1,941.30	5.00%	70%	\$ 1,358.91	10	8.00%	10	25.00%	10.00%	51.39

Salarios operadores	Personas	Costo unitario (US\$mes)	Total
Ingenieros	1	\$ 1,200.00	\$ 1,200.00
Operadores	2	\$ 500.00	\$ 1,000.00
Vigilantes	1	\$ 400.00	\$ 400.00
Residente	1	\$ 450.00	\$ 450.00
Anual			\$36,600.00

Año	Precio Unitario	Generación	Ingresos Operación	Costo capital planta generadora	Costo de Operación y Mantt.	Seguros	Depreciación	Costo Subtotal	Utilidad Bruta	Salarios	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro comercial (CNR)	Costo total operación
	(\$/MWh)	(MWh/año)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0		0.00		-\$ 291.19										
0		0.00		-\$ 291.19										
1	\$ 117.04	3655.12	\$ 427.80	\$ -	\$ 22.67	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 64.41	\$ 363.39	\$ 36.60	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 80.62
2	\$ 121.72	3655.12	\$ 444.91	\$ -	\$ 23.52	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 65.26	\$ 379.64	\$ 37.33	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 81.35
3	\$ 126.59	3655.12	\$ 462.70	\$ -	\$ 24.41	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 66.15	\$ 396.55	\$ 38.45	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 82.47
4	\$ 131.65	3655.12	\$ 481.21	\$ -	\$ 25.34	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 67.08	\$ 414.13	\$ 39.61	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 83.62
5	\$ 136.92	3655.12	\$ 500.46	\$ -	\$ 26.30	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 68.04	\$ 432.42	\$ 40.79	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 84.81
6	\$ 142.40	3655.12	\$ 520.48	\$ -	\$ 27.30	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 69.04	\$ 451.44	\$ 42.02	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 86.04
7	\$ 148.09	3655.12	\$ 541.30	\$ -	\$ 28.34	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 70.08	\$ 471.22	\$ 43.28	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 87.30
8	\$ 154.02	3655.12	\$ 562.95	\$ -	\$ 29.43	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 71.16	\$ 491.79	\$ 44.58	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 88.59
9	\$ 160.18	3655.12	\$ 585.47	\$ -	\$ 30.55	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 72.29	\$ 513.18	\$ 45.91	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 89.93
10	\$ 166.58	3655.12	\$ 608.89	\$ -	\$ 31.72	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 73.46	\$ 535.43	\$ 47.29	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 91.31
11	\$ 173.25	3655.12	\$ 633.24	\$ -	\$ 32.94	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 74.68	\$ 558.56	\$ 48.71	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 92.73
12	\$ 180.18	3655.12	\$ 658.57	\$ -	\$ 34.21	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 75.95	\$ 582.63	\$ 50.17	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 94.19
13	\$ 187.38	3655.12	\$ 684.91	\$ -	\$ 35.53	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 77.26	\$ 607.65	\$ 51.68	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 95.69
14	\$ 194.88	3655.12	\$ 712.31	\$ -	\$ 36.89	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 78.63	\$ 633.68	\$ 53.23	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 97.24
15	\$ 202.68	3655.12	\$ 740.80	\$ -	\$ 38.32	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 80.06	\$ 660.75	\$ 54.82	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 98.84
16	\$ 210.78	3655.12	\$ 770.44	\$ -	\$ 39.80	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 81.54	\$ 688.90	\$ 56.47	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 100.49
17	\$ 219.21	3655.12	\$ 801.25	\$ -	\$ 41.34	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 83.08	\$ 718.17	\$ 58.16	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 102.18
18	\$ 227.98	3655.12	\$ 833.30	\$ -	\$ 42.94	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 84.68	\$ 748.62	\$ 59.91	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 103.92
19	\$ 237.10	3655.12	\$ 866.64	\$ -	\$ 44.61	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 86.35	\$ 780.29	\$ 61.70	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 105.72
20	\$ 246.59	3655.12	\$ 901.30	\$ -	\$ 46.34	\$ 2.91	\$ 38.83	\$ 88.08	\$ 813.22	\$ 63.56	\$ 41.93	\$ 1.86	\$ 0.22	\$ 107.57
Total		73102.48	\$12,738.93	-\$ 582.39	\$ 662.53	\$ 58.24		\$ 1,497.29					\$ 4.44	\$ 1,854.62

VAN (x1000 US\$)	\$ 1,729.07
TIR	25.49%
B/C	\$ 2.01
B-C (x1000 US\$)	\$ 6,995.08

Costo total	Beneficio Operación	Interes	Beneficios antes de impuesto	Impuesto RENTA	Ingreso Neto menos impuestos	Flujo Efectivo	Valor residual	Amortizacion de capital	Ingreso neto	Ingreso acumulado	Beneficio Total	Costo Total
(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
$o = n + h$	$p = i - n$	$q$	$r = p - q$	$s = r \times 25\%$ Después de 12 años	$t = r - s$	$u = g + t$	$v = 30 \times \frac{cost. proy}{50}$	$w$	$x = -w + v + u$	$y$	--	--
									-\$ 291.19	-\$ 291.19	\$ -	\$ 291.19
		\$ 54.36	-\$ 54.36	\$ -	-\$ 54.36	-\$ 54.36	\$ -	\$ -	-\$ 345.55	-\$ 636.75	\$ -	\$ 636.75
\$ 145.03	\$ 282.77	\$ 108.71	\$ 174.06	\$ -	\$ 174.06	\$ 212.88	\$ -	\$ 135.89	\$ 76.99	-\$ 559.75	\$ 427.80	\$ 350.80
\$ 146.61	\$ 298.29	\$ 97.84	\$ 200.45	\$ -	\$ 200.45	\$ 239.28	\$ -	\$ 135.89	\$ 103.39	-\$ 456.37	\$ 444.91	\$ 341.52
\$ 148.62	\$ 314.08	\$ 86.97	\$ 227.11	\$ -	\$ 227.11	\$ 265.94	\$ -	\$ 135.89	\$ 130.05	-\$ 326.32	\$ 462.70	\$ 332.66
\$ 150.70	\$ 330.51	\$ 76.10	\$ 254.41	\$ -	\$ 254.41	\$ 293.24	\$ -	\$ 135.89	\$ 157.35	-\$ 168.97	\$ 481.21	\$ 323.87
\$ 152.85	\$ 347.61	\$ 65.23	\$ 282.38	\$ -	\$ 282.38	\$ 321.21	\$ -	\$ 135.89	\$ 185.32	\$ 16.34	\$ 500.46	\$ 315.14
\$ 155.08	\$ 365.40	\$ 54.36	\$ 311.05	\$ -	\$ 311.05	\$ 349.87	\$ -	\$ 135.89	\$ 213.98	\$ 230.32	\$ 520.48	\$ 306.50
\$ 157.38	\$ 383.92	\$ 43.49	\$ 340.43	\$ -	\$ 340.43	\$ 379.26	\$ -	\$ 135.89	\$ 243.37	\$ 473.69	\$ 541.30	\$ 297.93
\$ 159.76	\$ 403.19	\$ 32.61	\$ 370.58	\$ -	\$ 370.58	\$ 409.40	\$ -	\$ 135.89	\$ 273.51	\$ 747.21	\$ 562.95	\$ 289.44
\$ 162.22	\$ 423.25	\$ 21.74	\$ 401.50	\$ -	\$ 401.50	\$ 440.33	\$ -	\$ 135.89	\$ 304.44	\$ 1,051.64	\$ 585.47	\$ 281.03
\$ 164.77	\$ 444.12	\$ 10.87	\$ 433.24	\$ -	\$ 433.24	\$ 472.07	\$ -	\$ 135.89	\$ 336.18	\$ 1,387.82	\$ 608.89	\$ 272.71
\$ 167.41	\$ 465.83	\$ -	\$ 465.83	\$ 116.46	\$ 349.38	\$ 388.20	\$ -	\$ -	\$ 388.20	\$ 1,776.03	\$ 633.24	\$ 245.04
\$ 170.14	\$ 488.44	\$ -	\$ 488.44	\$ 122.11	\$ 366.33	\$ 405.15	\$ -	\$ -	\$ 405.15	\$ 2,181.18	\$ 658.57	\$ 253.42
\$ 172.96	\$ 511.96	\$ -	\$ 511.96	\$ 127.99	\$ 383.97	\$ 422.79	\$ -	\$ -	\$ 422.79	\$ 2,603.97	\$ 684.91	\$ 262.12
\$ 175.88	\$ 536.43	\$ -	\$ 536.43	\$ 134.11	\$ 402.33	\$ 441.15	\$ -	\$ -	\$ 441.15	\$ 3,045.12	\$ 712.31	\$ 271.16
\$ 178.90	\$ 561.90	\$ -	\$ 561.90	\$ 140.48	\$ 421.43	\$ 460.25	\$ -	\$ -	\$ 460.25	\$ 3,505.38	\$ 740.80	\$ 280.55
\$ 182.03	\$ 588.41	\$ -	\$ 588.41	\$ 147.10	\$ 441.31	\$ 480.13	\$ -	\$ -	\$ 480.13	\$ 3,985.51	\$ 770.44	\$ 290.30
\$ 185.26	\$ 615.99	\$ -	\$ 615.99	\$ 154.00	\$ 461.99	\$ 500.82	\$ -	\$ -	\$ 500.82	\$ 4,486.33	\$ 801.25	\$ 300.43
\$ 188.61	\$ 644.70	\$ -	\$ 644.70	\$ 161.17	\$ 483.52	\$ 522.35	\$ -	\$ -	\$ 522.35	\$ 5,008.68	\$ 833.30	\$ 310.96
\$ 192.07	\$ 674.56	\$ -	\$ 674.56	\$ 168.64	\$ 505.92	\$ 544.75	\$ -	\$ -	\$ 544.75	\$ 5,553.43	\$ 866.64	\$ 321.89
\$ 195.66	\$ 705.65	\$ -	\$ 705.65	\$ 176.41	\$ 529.23	\$ 568.06	\$ 1,164.78	\$ -	\$ 1,732.84	\$ 7,286.27	\$ 2,066.08	\$ 333.24
\$ 3,351.92								\$ 1,358.91	\$ 7,286.27	\$ 40,899.60	\$ 13,903.71	\$ 6,908.64
								VAN	\$ 1,729.07			

## ANEXO H: FLUJO DE EFECTIVO ALTERNATIVA II

Cap. Planta (MW)	Energía (MWh/año)	Factor de Operación	Tasa de escalación	Costo de planta (x1000 US\$)	Costo O/M	% prestamo	Prestamo Bancario (x1000 US\$)	Periodo de Amortización n	Tasa Int. Anual prestamo	Exención de Impuestos (años)	Impuesto sobre la RENTA	Tasa Descuento	Altura neta
0.27573	1281.067	0.53	4.00%	\$ 1,519.59	5.00%	70%	\$ 1,063.71	10	8.00%	10	25.00%	10.00%	33.07

Salarios operadores	Personas	Costo unitario (US\$mes)	Total
Ingenieros	1	\$ 1,200.00	\$ 1,200.00
Operadores	2	\$ 500.00	\$ 1,000.00
Vigilantes	1	\$ 400.00	\$ 400.00
Residente	1	\$ 450.00	\$ 450.00
			Anual
			\$36,600.00

Año	Precio Unitario	Generación	Ingresos Operación	Costo capital planta generadora	Costo de Operación y Mantt.	Seguros	Depreciación	Costo Subtotal	Utilidad Bruta	Salarios	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro comercial (CNR)	Costo total operación
	(\$/MWh)	(MWh/año)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0		0.00		-\$ 227.94										
0		0.00		-\$ 227.94										
1	\$ 117.04	1281.07	\$ 149.94	\$ -	\$ 7.95	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 40.62	\$ 109.32	\$ 36.60	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 70.25
2	\$ 121.72	1281.07	\$ 155.93	\$ -	\$ 8.25	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 40.92	\$ 115.02	\$ 37.33	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 70.98
3	\$ 126.59	1281.07	\$ 162.17	\$ -	\$ 8.56	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 41.23	\$ 120.94	\$ 38.45	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 72.10
4	\$ 131.65	1281.07	\$ 168.66	\$ -	\$ 8.88	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 41.55	\$ 127.11	\$ 39.61	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 73.26
5	\$ 136.92	1281.07	\$ 175.40	\$ -	\$ 9.22	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 41.89	\$ 133.51	\$ 40.79	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 74.44
6	\$ 142.40	1281.07	\$ 182.42	\$ -	\$ 9.57	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 42.24	\$ 140.18	\$ 42.02	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 75.67
7	\$ 148.09	1281.07	\$ 189.72	\$ -	\$ 9.93	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 42.61	\$ 147.11	\$ 43.28	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 76.93
8	\$ 154.02	1281.07	\$ 197.31	\$ -	\$ 10.31	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 42.98	\$ 154.32	\$ 44.58	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 78.23
9	\$ 160.18	1281.07	\$ 205.20	\$ -	\$ 10.71	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 43.38	\$ 161.82	\$ 45.91	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 79.56
10	\$ 166.58	1281.07	\$ 213.41	\$ -	\$ 11.12	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 43.79	\$ 169.62	\$ 47.29	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 80.94
11	\$ 173.25	1281.07	\$ 221.94	\$ -	\$ 11.55	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 44.22	\$ 177.73	\$ 48.71	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 82.36
12	\$ 180.18	1281.07	\$ 230.82	\$ -	\$ 11.99	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 44.66	\$ 186.16	\$ 50.17	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 83.82
13	\$ 187.38	1281.07	\$ 240.05	\$ -	\$ 12.45	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 45.12	\$ 194.93	\$ 51.68	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 85.33
14	\$ 194.88	1281.07	\$ 249.65	\$ -	\$ 12.93	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 45.60	\$ 204.05	\$ 53.23	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 86.88
15	\$ 202.68	1281.07	\$ 259.64	\$ -	\$ 13.43	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 46.10	\$ 213.54	\$ 54.82	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 88.47
16	\$ 210.78	1281.07	\$ 270.03	\$ -	\$ 13.95	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 46.62	\$ 223.41	\$ 56.47	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 90.12
17	\$ 219.21	1281.07	\$ 280.83	\$ -	\$ 14.49	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 47.16	\$ 233.67	\$ 58.16	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 91.81
18	\$ 227.98	1281.07	\$ 292.06	\$ -	\$ 15.05	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 47.72	\$ 244.34	\$ 59.91	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 93.56
19	\$ 237.10	1281.07	\$ 303.74	\$ -	\$ 15.64	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 48.31	\$ 255.44	\$ 61.70	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 95.35
20	\$ 246.59	1281.07	\$ 315.89	\$ -	\$ 16.24	\$ 2.28	\$ 30.39	\$ 48.91	\$ 266.98	\$ 63.56	\$ 32.82	\$ 0.65	\$ 0.17	\$ 97.21
Total		25621.34	\$ 4,464.81	-\$ 455.88	\$ 232.21	\$ 45.59		\$ 885.63					\$ 3.47	\$ 1,647.27

VAN (x1000 US\$)	-\$ 506.15
TIR	4.47%
B/C	\$ 1.19
B-C (x1000 US\$)	\$ 867.06

Costo total	Beneficio Operación	Interes	Beneficios antes de impuesto	Impuesto RENTA	Ingreso Neto menos impuestos	Flujo Efectivo	Valor residual	Amortizacion de capital	Ingreso neto	Ingreso acumulado	Beneficio Total	Costo Total
(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
$o = n + h$	$p = i - n$	$q$	$r = p - q$	$s = r \times 25\%$ Después de 12 años	$t = r - s$	$u = g + t$	$v = 30 \times \frac{cost. proy}{50}$	$w$	$x = -w + v + u$	$y$	--	--
									-\$ 227.94	-\$ 227.94	\$ -	\$ 227.94
		\$ 42.55	-\$ 42.55	\$ -	-\$ 42.55	-\$ 42.55	\$ -	\$ -	-\$ 270.49	-\$ 498.42	\$ -	\$ 498.42
\$ 110.87	\$ 39.07	\$ 85.10	-\$ 46.03	\$ -	-\$ 46.03	-\$ 15.64	\$ -	\$ 106.37	-\$ 122.01	-\$ 620.43	\$ 149.94	\$ 271.94
\$ 111.90	\$ 44.04	\$ 76.59	-\$ 32.55	\$ -	-\$ 32.55	-\$ 2.16	\$ -	\$ 106.37	-\$ 108.53	-\$ 728.96	\$ 155.93	\$ 264.46
\$ 113.33	\$ 48.84	\$ 68.08	-\$ 19.24	\$ -	-\$ 19.24	\$ 11.15	\$ -	\$ 106.37	-\$ 95.22	-\$ 824.18	\$ 162.17	\$ 257.39
\$ 114.81	\$ 53.85	\$ 59.57	-\$ 5.72	\$ -	-\$ 5.72	\$ 24.67	\$ -	\$ 106.37	-\$ 81.70	-\$ 905.88	\$ 168.66	\$ 250.36
\$ 116.33	\$ 59.07	\$ 51.06	\$ 8.01	\$ -	\$ 8.01	\$ 38.40	\$ -	\$ 106.37	-\$ 67.97	-\$ 973.84	\$ 175.40	\$ 243.37
\$ 117.91	\$ 64.51	\$ 42.55	\$ 21.96	\$ -	\$ 21.96	\$ 52.36	\$ -	\$ 106.37	-\$ 54.02	-\$ 1,027.86	\$ 182.42	\$ 236.44
\$ 119.53	\$ 70.18	\$ 34.04	\$ 36.14	\$ -	\$ 36.14	\$ 66.54	\$ -	\$ 106.37	-\$ 39.83	-\$ 1,067.69	\$ 189.72	\$ 229.55
\$ 121.21	\$ 76.09	\$ 25.53	\$ 50.57	\$ -	\$ 50.57	\$ 80.96	\$ -	\$ 106.37	-\$ 25.41	-\$ 1,093.11	\$ 197.31	\$ 222.72
\$ 122.94	\$ 82.25	\$ 17.02	\$ 65.24	\$ -	\$ 65.24	\$ 95.63	\$ -	\$ 106.37	-\$ 10.74	-\$ 1,103.85	\$ 205.20	\$ 215.94
\$ 124.73	\$ 88.67	\$ 8.51	\$ 80.17	\$ -	\$ 80.17	\$ 110.56	\$ -	\$ 106.37	\$ 4.19	-\$ 1,099.67	\$ 213.41	\$ 209.22
\$ 126.58	\$ 95.37	\$ -	\$ 95.37	\$ 23.84	\$ 71.52	\$ 101.92	\$ -	\$ -	\$ 101.92	-\$ 997.75	\$ 221.94	\$ 120.03
\$ 128.48	\$ 102.34	\$ -	\$ 102.34	\$ 25.58	\$ 76.75	\$ 107.15	\$ -	\$ -	\$ 107.15	-\$ 890.61	\$ 230.82	\$ 123.67
\$ 130.45	\$ 109.60	\$ -	\$ 109.60	\$ 27.40	\$ 82.20	\$ 112.59	\$ -	\$ -	\$ 112.59	-\$ 778.01	\$ 240.05	\$ 127.46
\$ 132.48	\$ 117.18	\$ -	\$ 117.18	\$ 29.29	\$ 87.88	\$ 118.27	\$ -	\$ -	\$ 118.27	-\$ 659.74	\$ 249.65	\$ 131.38
\$ 134.57	\$ 125.07	\$ -	\$ 125.07	\$ 31.27	\$ 93.80	\$ 124.19	\$ -	\$ -	\$ 124.19	-\$ 535.55	\$ 259.64	\$ 135.45
\$ 136.74	\$ 133.29	\$ -	\$ 133.29	\$ 33.32	\$ 99.97	\$ 130.36	\$ -	\$ -	\$ 130.36	-\$ 405.19	\$ 270.03	\$ 139.67
\$ 138.97	\$ 141.85	\$ -	\$ 141.85	\$ 35.46	\$ 106.39	\$ 136.78	\$ -	\$ -	\$ 136.78	-\$ 268.41	\$ 280.83	\$ 144.04
\$ 141.28	\$ 150.78	\$ -	\$ 150.78	\$ 37.70	\$ 113.09	\$ 143.48	\$ -	\$ -	\$ 143.48	-\$ 124.93	\$ 292.06	\$ 148.58
\$ 143.66	\$ 160.08	\$ -	\$ 160.08	\$ 40.02	\$ 120.06	\$ 150.45	\$ -	\$ -	\$ 150.45	\$ 25.52	\$ 303.74	\$ 153.29
\$ 146.12	\$ 169.77	\$ -	\$ 169.77	\$ 42.44	\$ 127.33	\$ 157.72	\$ 911.75	\$ -	\$ 1,069.47	\$ 1,095.00	\$ 1,227.65	\$ 158.17
\$ 2,532.90								\$ 1,063.71	\$ 1,095.00	-\$ 13,711.49	\$ 5,376.56	\$ 4,509.50
								VAN	-\$ 506.15			

### ANEXO I: FLUJO DE EFECTIVO ALTERNATIVA III

Cap. Planta (MW)	Energía (MWh/año)	Factor de Operación	Tasa de escalación	Costo de planta (x1000 US\$)	Costo O/M	% prestamo	Prestamo Bancario (x1000 US\$)	Periodo de Amortización n	Tasa Int. Anual prestamo	Exención de Impuestos (años)	Impuesto sobre la RENTA	Tasa Descuento	Altura neta
0.21228	999.062	0.54	4.00%	\$ 1,252.99	5.00%	70%	\$ 877.09	10	8.00%	10	25.00%	10.00%	25.46

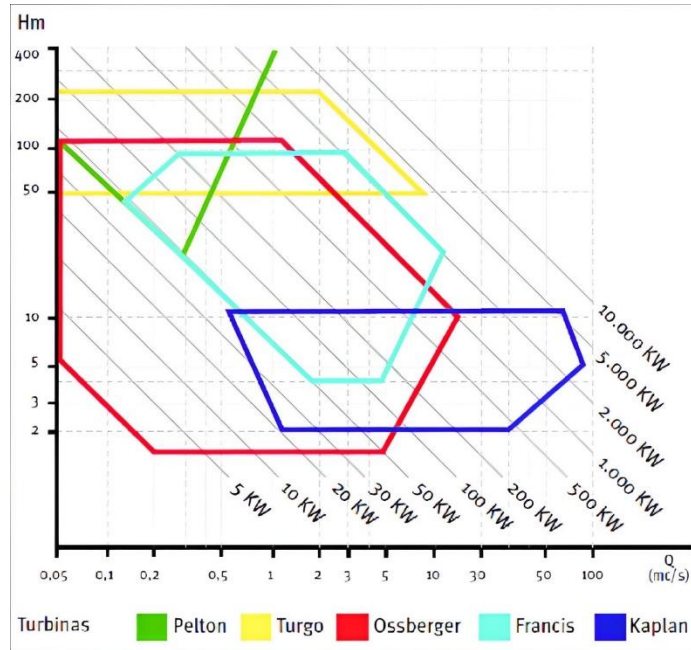
Salarios operadores	Personas	Costo unitario (US\$mes)	Total
Ingenieros	1	\$ 1,200.00	\$ 1,200.00
Operadores	2	\$ 500.00	\$ 1,000.00
Vigilantes	1	\$ 400.00	\$ 400.00
Residente	1	\$ 450.00	\$ 450.00
Anual			\$36,600.00

Año	Precio Unitario	Generación	Ingresos Operación	Costo capital planta generadora	Costo de Operación y Mantt.	Seguros	Depreciación	Costo Subtotal	Utilidad Bruta	Salarios	Impuestos de alcaldía	Anualidad SIGET	Registro comercial (CNR)	Costo total operación
	(\$/MWh)	(MWh/año)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
0		0.00		-\$ 187.95										
0		0.00		-\$ 187.95										
1	\$ 117.04	999.06	\$ 116.93	\$ -	\$ 6.20	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 33.14	\$ 83.79	\$ 36.60	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 64.32
2	\$ 121.72	999.06	\$ 121.61	\$ -	\$ 6.43	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 33.37	\$ 88.24	\$ 37.33	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 65.05
3	\$ 126.59	999.06	\$ 126.47	\$ -	\$ 6.67	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 33.61	\$ 92.86	\$ 38.45	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 66.17
4	\$ 131.65	999.06	\$ 131.53	\$ -	\$ 6.93	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 33.87	\$ 97.67	\$ 39.61	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 67.32
5	\$ 136.92	999.06	\$ 136.79	\$ -	\$ 7.19	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 34.13	\$ 102.66	\$ 40.79	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 68.51
6	\$ 142.40	999.06	\$ 142.26	\$ -	\$ 7.46	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 34.40	\$ 107.86	\$ 42.02	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 69.73
7	\$ 148.09	999.06	\$ 147.95	\$ -	\$ 7.75	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 34.69	\$ 113.27	\$ 43.28	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 71.00
8	\$ 154.02	999.06	\$ 153.87	\$ -	\$ 8.04	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 34.98	\$ 118.89	\$ 44.58	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 72.29
9	\$ 160.18	999.06	\$ 160.03	\$ -	\$ 8.35	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 35.29	\$ 124.74	\$ 45.91	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 73.63
10	\$ 166.58	999.06	\$ 166.43	\$ -	\$ 8.67	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 35.61	\$ 130.82	\$ 47.29	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 75.01
11	\$ 173.25	999.06	\$ 173.09	\$ -	\$ 9.00	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 35.94	\$ 137.14	\$ 48.71	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 76.43
12	\$ 180.18	999.06	\$ 180.01	\$ -	\$ 9.35	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 36.29	\$ 143.72	\$ 50.17	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 77.89
13	\$ 187.38	999.06	\$ 187.21	\$ -	\$ 9.71	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 36.65	\$ 150.56	\$ 51.68	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 79.39
14	\$ 194.88	999.06	\$ 194.70	\$ -	\$ 10.08	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 37.02	\$ 157.67	\$ 53.23	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 80.94
15	\$ 202.68	999.06	\$ 202.49	\$ -	\$ 10.47	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 37.41	\$ 165.07	\$ 54.82	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 82.54
16	\$ 210.78	999.06	\$ 210.58	\$ -	\$ 10.88	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 37.82	\$ 172.77	\$ 56.47	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 84.19
17	\$ 219.21	999.06	\$ 219.01	\$ -	\$ 11.30	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 38.24	\$ 180.77	\$ 58.16	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 85.88
18	\$ 227.98	999.06	\$ 227.77	\$ -	\$ 11.74	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 38.68	\$ 189.09	\$ 59.91	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 87.62
19	\$ 237.10	999.06	\$ 236.88	\$ -	\$ 12.19	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 39.13	\$ 197.75	\$ 61.70	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 89.42
20	\$ 246.59	999.06	\$ 246.35	\$ -	\$ 12.67	\$ 1.88	\$ 25.06	\$ 39.61	\$ 206.75	\$ 63.56	\$ 27.06	\$ 0.51	\$ 0.14	\$ 91.27
Total		19981.24	\$ 3,481.96	-\$ 375.90	\$ 181.09	\$ 37.59		\$ 719.88					\$ 2.86	\$ 1,528.61

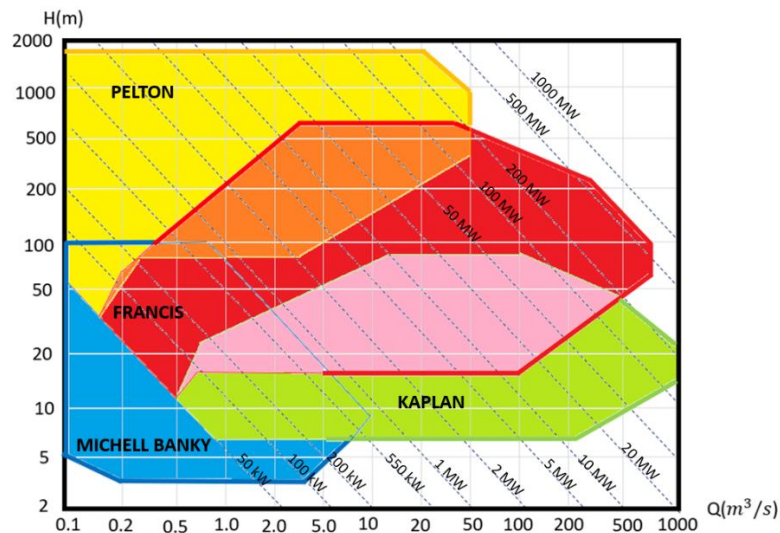
VAN (x1000 US\$)	-\$ 542.84
TIR	2.94%
B/C	\$ 1.11
B-C (x1000 US\$)	\$ 408.09

Costo total	Beneficio Operación	Interes	Beneficios antes de impuesto	Impuesto RENTA	Ingreso Neto menos impuestos	Flujo Efectivo	Valor residual	Amortizacion de capital	Ingreso neto	Ingreso acumulado	Beneficio Total	Costo Total
(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)	(x1000 US\$)
$o = n + h$	$p = i - n$	$q$	$r = p - q$	$s = r \times 25\%$ Después de 12 años	$t = r - s$	$u = g + t$	$v = 30 \times \frac{cost. proy}{50}$	$w$	$x = -w + v + u$	$y$	--	--
									-\$ 187.95	-\$ 187.95	\$ -	\$ 187.95
		\$ 35.08	-\$ 35.08	\$ -	-\$ 35.08	-\$ 35.08	\$ -	\$ -	-\$ 223.03	-\$ 410.98	\$ -	\$ 410.98
\$ 97.45	\$ 19.48	\$ 70.17	-\$ 50.69	\$ -	-\$ 50.69	-\$ 25.63	\$ -	\$ 87.71	-\$ 113.34	-\$ 524.32	\$ 116.93	\$ 230.27
\$ 98.42	\$ 23.19	\$ 63.15	-\$ 39.96	\$ -	-\$ 39.96	-\$ 14.90	\$ -	\$ 87.71	-\$ 102.61	-\$ 626.93	\$ 121.61	\$ 224.22
\$ 99.78	\$ 26.69	\$ 56.13	-\$ 29.44	\$ -	-\$ 29.44	-\$ 4.38	\$ -	\$ 87.71	-\$ 92.09	-\$ 719.02	\$ 126.47	\$ 218.57
\$ 101.19	\$ 30.34	\$ 49.12	-\$ 18.77	\$ -	-\$ 18.77	\$ 6.28	\$ -	\$ 87.71	-\$ 81.42	-\$ 800.45	\$ 131.53	\$ 212.95
\$ 102.64	\$ 34.15	\$ 42.10	-\$ 7.95	\$ -	-\$ 7.95	\$ 17.11	\$ -	\$ 87.71	-\$ 70.60	-\$ 871.05	\$ 136.79	\$ 207.39
\$ 104.14	\$ 38.13	\$ 35.08	\$ 3.04	\$ -	\$ 3.04	\$ 28.10	\$ -	\$ 87.71	-\$ 59.61	-\$ 930.65	\$ 142.26	\$ 201.87
\$ 105.68	\$ 42.27	\$ 28.07	\$ 14.21	\$ -	\$ 14.21	\$ 39.26	\$ -	\$ 87.71	-\$ 48.44	-\$ 979.10	\$ 147.95	\$ 196.40
\$ 107.28	\$ 46.60	\$ 21.05	\$ 25.55	\$ -	\$ 25.55	\$ 50.61	\$ -	\$ 87.71	-\$ 37.10	-\$ 1,016.20	\$ 153.87	\$ 190.98
\$ 108.92	\$ 51.11	\$ 14.03	\$ 37.07	\$ -	\$ 37.07	\$ 62.13	\$ -	\$ 87.71	-\$ 25.58	-\$ 1,041.78	\$ 160.03	\$ 185.60
\$ 110.62	\$ 55.81	\$ 7.02	\$ 48.79	\$ -	\$ 48.79	\$ 73.85	\$ -	\$ 87.71	-\$ 13.86	-\$ 1,055.63	\$ 166.43	\$ 180.28
\$ 112.37	\$ 60.72	\$ -	\$ 60.72	\$ 15.18	\$ 45.54	\$ 70.60	\$ -	\$ -	\$ 70.60	-\$ 985.04	\$ 173.09	\$ 102.49
\$ 114.18	\$ 65.83	\$ -	\$ 65.83	\$ 16.46	\$ 49.37	\$ 74.43	\$ -	\$ -	\$ 74.43	-\$ 910.61	\$ 180.01	\$ 105.58
\$ 116.04	\$ 71.17	\$ -	\$ 71.17	\$ 17.79	\$ 53.37	\$ 78.43	\$ -	\$ -	\$ 78.43	-\$ 832.17	\$ 187.21	\$ 108.77
\$ 117.97	\$ 76.73	\$ -	\$ 76.73	\$ 19.18	\$ 57.55	\$ 82.61	\$ -	\$ -	\$ 82.61	-\$ 749.56	\$ 194.70	\$ 112.09
\$ 119.95	\$ 82.53	\$ -	\$ 82.53	\$ 20.63	\$ 61.90	\$ 86.96	\$ -	\$ -	\$ 86.96	-\$ 662.61	\$ 202.49	\$ 115.53
\$ 122.00	\$ 88.58	\$ -	\$ 88.58	\$ 22.15	\$ 66.44	\$ 91.50	\$ -	\$ -	\$ 91.50	-\$ 571.11	\$ 210.58	\$ 119.09
\$ 124.12	\$ 94.89	\$ -	\$ 94.89	\$ 23.72	\$ 71.17	\$ 96.23	\$ -	\$ -	\$ 96.23	-\$ 474.88	\$ 219.01	\$ 122.78
\$ 126.30	\$ 101.47	\$ -	\$ 101.47	\$ 25.37	\$ 76.10	\$ 101.16	\$ -	\$ -	\$ 101.16	-\$ 373.72	\$ 227.77	\$ 126.61
\$ 128.55	\$ 108.32	\$ -	\$ 108.32	\$ 27.08	\$ 81.24	\$ 106.30	\$ -	\$ -	\$ 106.30	-\$ 267.42	\$ 236.88	\$ 130.58
\$ 130.88	\$ 115.48	\$ -	\$ 115.48	\$ 28.87	\$ 86.61	\$ 111.67	\$ 751.79	\$ -	\$ 863.46	\$ 596.04	\$ 998.15	\$ 134.69
\$ 2,248.49								\$ 877.09	\$ 596.04	-\$ 14,395.14	\$ 4,233.75	\$ 3,825.66
								VAN	-\$ 542.84			

## ANEXO J: GRÁFICOS DE SELECCIÓN DE TURBINAS HIDRAÚLICAS



Fuente: Palomeque, V., Valdez, I., Jara, N., & Reinoso, F. (2020)<sup>19</sup>



Fuente: Ente Vasco de la energía. (2020)<sup>20</sup>

<sup>19</sup> Palomeque, V., Valdez, I., Jara, N., & Reinoso, F. (2020). *Diseño de una minicentral hidroeléctrica*, recuperado de [https://www.researchgate.net/publication/342328500\\_Diseño\\_de\\_una\\_mini\\_central\\_hidroelectric\\_a](https://www.researchgate.net/publication/342328500_Diseño_de_una_mini_central_hidroelectric_a)

<sup>20</sup> Ente Vasco de la energía. (2020). *La energía Hidráulica*. Recuperado el 10 de mayo de 2023 de <https://www.eve.eus/Conoce-la-Energia/Que-sabes-de/La-energia-hidraulica?lang=es-es>

## ANEXO K: SOLICITUD DE DATOS DE PRECIPITACIÓN



**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA**  
**ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA**

Ciudad Universitaria, 04 de octubre de 2023.

Ref. EIM-FIA/ 044-2021

Ingeniero  
Luis Eduardo Menjívar  
Director General de Observatorio de  
Amenazas y Recursos Naturales del MARN  
Presente.

Estimado Ing. Luis Eduardo Menjívar:

Sirva la presente para desearle éxito en el desempeño de sus funciones, aprovecho la oportunidad para dirigirme a usted, en mi calidad de Director Interino de la Escuela de Ingeniería Mecánica de la Facultad de Ingeniería y Arquitectura, de la Universidad de El Salvador, con el propósito de solicitarle su colaboración para que se nos pueda proporcionar información relativa a las precipitaciones lluviosas, mensuales registradas en las estaciones meteorológicas, durante los últimos 20 años:

- San Salvador - Ilopango
- Cuscatlán - Cojutepeque
- La Libertad - San Andrés
- La Libertad - San Andrés
- La Libertad - Chiltiupán
- Cabañas - Cerrón Grande

La información solicitada, será utilizada, exclusivamente para llevar a cabo investigación y análisis como parte del Trabajo de Graduación denominado: **ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA INSTALACIÓN DE PCH EN UNO DE LOS SITIOS PROPUESTOS POR EL "PROYECTO DEL PLAN MAESTRO PARA EL DESARROLLO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES"**. El cual está siendo desarrollado por los estudiantes:

- ✓ Br. José Tomas Cruz Orellana
- ✓ Br. Javier Cruz Galdámez
- ✓ Br. Erick Francisco Olivares Hernández

Por último, agradezco de antemano su amable atención a la presente y sin otro particular, me despido.

Atentamente,

"HACIA LA LIBERTAD POR LA CULTURA"

**Ing. Francisco Alfredo De León Torres**  
Director Interino de la Escuela de Ingeniería Mecánica