

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



**DESARROLLO DE UNA PROPUESTA DE GUÍA
METODOLÓGICA PARA ESTUDIOS DE
PREFACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR.**

PRESENTADO POR:

HUGO BOANERGES ARDÓN AGUILAR

JUAN CARLOS MENJÍVAR MEJÍA

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO

CIUDAD UNIVERSITARIA, DICIEMBRE 2020

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

DOCTOR EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA

DIRECTOR:

ING. OSCAR EDUARDO MARROQUÍN

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:

**DESARROLLO DE UNA PROPUESTA DE GUÍA
METODOLÓGICA PARA ESTUDIOS DE
PREFACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES
HIDROELÉCTRICAS EN EL SALVADOR**

Presentado por:

HUGO BOANERGES ARDÓN AGUILAR

JUAN CARLOS MENJÍVAR MEJÍA

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docentes Asesores:

ING. FRANCISCO ALFREDO DE LEÓN

ING. RIGOBERTO VELÁSQUEZ PAZ

SAN SALVADOR, DICIEMBRE 2020

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docentes Asesores:

ING. FRANCISCO ALFREDO DE LEÓN

ING. RIGOBERTO VELÁSQUEZ PAZ

AGRADECIMIENTOS.

En la finalización de nuestro trabajo de grado damos gracias a Dios por habernos permitido alcanzar este logro, por estar con nosotros en cada momento y permitirnos finalizar satisfactoriamente nuestro trabajo.

Agradecemos el apoyo brindado por nuestros asesores Ing. Rigoberto Velásquez Paz y el Ing. Francisco de León, gracias por el acompañamiento brindado en todo el proceso de nuestro trabajo de grado. De igual manera agradecemos al Ing. Luis Salalá por acompañarnos en las primeras instancias de nuestro trabajo.

Agradecemos a la Escuela de Ingeniería Mecánica por todas las gestiones realizadas en beneficio de nuestro trabajo. De igual forma agradecemos a la Escuela de Ingeniería Química por facilitarnos el equipo necesario para efectuar las mediciones de caudal.

Agradecemos encarecidamente a Alejandro José Beltrán Cárcamo por su apoyo y por ser quién que puso a disposición a sus trabajadores en el recorrido del río, además, de habernos dado acceso a su propiedad para realizar las mediciones directamente del río.

Agradecemos a Omar Blanco por habernos ayudado a recorrer el río y a tomar las mediciones que se realizaron en las posteriores visitas.

Agradecemos al Ing. Mario Rodríguez por habernos brindado su ayuda y su experiencia en el tema relacionado con nuestro trabajo de graduación, sus observaciones fueron un gran aporte para el eficiente desarrollo de nuestro trabajo.

Agradecemos al Ministerio de Medio Ambiente por facilitarnos datos de precipitación, los cuales fueron vitales para el desarrollo de nuestro trabajo, en especial agradecemos a Débora Juárez y a Celina Kattan.

Hugo Ardón Aguilar
Juan Carlos Menjívar

Agradezco primeramente a Dios todopoderoso por haberme dado una segunda oportunidad de vida, por haberme dado paz en momentos difíciles, por escuchar mis oraciones y haberme regalado un niño sano.

Agradezco a mis padres por haberme ayudado a salir adelante, a mi querido padre y en especial a mi madre querida por ser un apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida, a mi abuelita que también estuvo conmigo y me dio su apoyo y afecto desde siempre, a mi tía que es parte fundamental de mi familia, a mi hermano por su apoyo incondicional, a mi compañera de vida y futura esposa por estar a mi lado y brindarme su cariño y afecto, y a mi hijo; por hacerme feliz en estos tiempos tan difíciles.

Agradezco a mi amigo y vecino el doctor Francisco Abel Hernández por haber detectado mi enfermedad a tiempo e interceder en los trámites de mi operación quirúrgica, y a toda su familia por haber estado conmigo en los momentos más difíciles de mi vida.

Juan Carlos Menjívar Mejía

Desde pequeño fui educado en la creencia de un ser supremo, un poder superior que está sobre todas las cosas, al cual dar las gracias por lo que recibimos diariamente, por ello al culminar esta etapa en mi formación académica le agradezco a DIOS por guiarme, cuidarme e iluminarme en toda mi etapa como estudiante.

Agradezco a mis padres Azucena Aguilar y Boanerges Ardón por todo el sacrificio que ambos realizaron para poder formarme académicamente, por todos sus consejos y apoyo incondicional en toda mi carrera universitaria.

A mis hermanos Sergio y Orquídea por siempre estar conmigo, compartiendo alegrías, tristezas y éxitos en toda mi etapa académica.

Gracias a mi primo Julio Morán Aguilar, por acompañarme prácticamente en toda mi vida estudiantil; desde el segundo grado hasta el tercer año de universidad, gracias por siempre apoyarme y ayudarme en cada momento que lo necesité.

Gracias a mi primo Douglas Aguilar, quien fue el que me motivó para estudiar Ingeniería Mecánica, gracias por todos sus consejos y su manera peculiar de demostrarme su afecto.

Gracias a Ismael y Celeste por siempre estar dispuestos a apoyarme cada vez que necesité trasladarme hasta San Salvador.

A toda mi familia, tíos, tías, primos, abuela, muchas gracias por estar siempre conmigo y apoyarme siempre.

Siempre he pensado que mis logros en gran porcentaje han sido gracias a mis amigos, por lo cual quiero agradecer de gran manera a David Pérez, Luis Chávez, Isaac Rivera, Henry Ayala, Daniel Ramos, Kenia Mejía,

Diana Márquez, Claudia Martínez y Estela Cabrera, por todos esos momentos compartidos mientras fuimos compañeros, por esas noches de estudio, y por su ayuda en gran parte de mi carrera universitaria.

Muchas gracias a mis compañeros de carrera Ricardo Navarrete, Julio Fórtiz, Gerardo Gochez y Kevin Cruz, con los cuales recorrí tantos kilómetros, tantas aventuras, tantas anécdotas, gracias por su apoyo en la etapa culmen de mi carrera, gracias por compartir sus conocimientos, por ayudarme en todo este proceso para al fin lograr el título añorado de Ingeniero Mecánico de la Universidad de El Salvador.

Gracias al Ing. Luis Salalá, por todas sus enseñanzas en las asignaturas en las cuales tuve la dicha de ser su alumno, además, gracias por acompañar inicialmente el proceso de mi trabajo de grado.

Gracias a Misael López y Ronald Recinos, quienes fueron mis compañeros de vivienda por muchos años, gracias por su apoyo y su ayuda durante todos esos años.

Muchas gracias a la Asociación Cultural “Paz y Bien”, quienes me apoyaron con su programa de becas, sin la cual se me hubiera dificultado mi estadía en la capital durante mi carrera.

En fin, muchas gracias a todas esas personas que de una u otra manera me apoyaron para llegar hasta donde estoy, *¡Gracias Totales!*

Hugo Ardón Aguilar

Desarrollo de una Propuesta de Guía Metodológica para Estudios de Prefactibilidad de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador.

Autores: Ardón Aguilar, Hugo Boanerges.

Menjívar mejía, Juan Carlos.

Docentes asesores: Ing. Rigoberto Velásquez Paz.

Ing. Francisco Alfredo de León.

Fecha: Diciembre 2020.

Número de páginas: 214.

Grado académico: Ingeniero Mecánico.

Resumen:

Se ha formulado una propuesta de guía metodológica para el fomento y desarrollo de estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas, la cual podrá ser implementada en cualquier cuenca hidrográfica de El Salvador, en la que se detallan los pasos a seguir para llevar a cabo la caracterización del recurso hídrico, selección del equipo electromecánico, estimación de la energía eléctrica a producir, diseño preliminar de obras civiles, estimación de costos totales y cálculo de indicadores económicos para evaluar la rentabilidad del proyecto, que, a su vez; define la estructura de un estudio de prefactibilidad de esta índole. También paralelamente se desarrolló un proyecto modelo en la que se obtuvo el acceso a una cuenca hidrográfica disponible en el departamento de Sonsonate, de la cual sirvió para basar los cálculos, ya que se logró tomar mediciones directamente del río y se obtuvieron datos actualizados de las precipitaciones mensuales, en la cuenca hidrográfica mencionada anteriormente; en un lapso de tiempo de diez años, proporcionados por el Ministerio de medio ambiente y recursos naturales de El Salvador, dichos cálculos sirvieron para la ejemplificación y desarrollo de la propuesta de guía metodológica para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas, finalizando con las conclusiones para el proyecto modelo haciendo uso de datos reales.

ÍNDICE.

AGRADECIMIENTOS.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XV
ÍNDICE DE ABREVIATURAS.....	XVI
INTRODUCCIÓN.....	XVIII
OBJETIVOS.....	XIX
OBJETIVO GENERAL.....	XIX
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	XIX
Capítulo 1. Generalidades.....	1
1.1. Fuentes energéticas.....	1
1.1.1. Principales recursos energéticos no renovables.....	4
1.1.2. Principales recursos energéticos renovables.....	4
1.1.3. Fuentes energéticas en El Salvador.....	7
1.2. Energía Hidráulica.....	9
1.3. Definición de Pequeña Central Hidroeléctrica.....	13
1.4. Funcionamiento de una PCH.....	14
1.5. Tipos de PCH.....	15
1.5.1. Centrales de agua fluyente.....	16
1.5.2. Centrales de embalse.....	17
1.5.3. Centrales en canales.....	18
1.6. Elementos principales de una PCH.....	19
1.6.1. Azud o Bocatoma.....	20
1.6.2. Canal abierto.....	20
1.6.3. Desarenador.....	21
1.6.4. Cámara de carga.....	21
1.6.5. Tubería Forzada.....	22
1.6.6. Casa de máquinas.....	22
1.7. Centrales Hidroeléctricas en El Salvador.....	23
Capítulo 2. Caracterización del recurso.....	27
2.1. Métodos para determinar salto.....	28
2.1.1. Método de nivel con manguera.....	29
2.1.2. Método de nivel de carpintero.....	30
2.1.3. Método del Inclinómetro.....	30
2.1.4. Método del GPS.....	32

2.1.5.	Método del manómetro.....	33
2.1.6.	Método del Láser.....	33
2.1.7.	Estación total.....	34
2.2.	Métodos para determinar caudal.....	37
2.2.1.	Métodos Indirectos.....	38
2.2.2.	Métodos Directos.....	44
2.3.	Cálculo de caudal, método precipitación escorrentía.....	54
2.3.1.	Área de la cuenca.....	54
2.3.2.	Hidrograma.....	55
2.3.3.	Curva de Caudales Clasificados.....	56
2.3.4.	Cálculo de caudal óptimo.....	57
2.4.	Cálculo de caudal, método de CCC por departamento.....	63
2.5.	Determinación de caudal, método área y velocidad.....	64
Capítulo 3.	Obras Civiles.....	66
3.1.	Ubicación del proyecto modelo.....	67
3.2.	Estructuras de toma de agua.....	69
3.3.	Bocatoma.....	75
3.4.	Desarenador.....	83
3.4.1.	Diseño del Desarenador.....	88
3.5.	Canal de derivación.....	91
3.6.	Cámara de carga.....	98
3.7.	Tubería Forzada.....	104
3.7.1.	Material de la tubería.....	106
3.7.2.	Longitud de tubería.....	107
3.7.3.	Diámetro de tubería.....	108
3.7.4.	Espesor de la tubería.....	110
3.7.5.	Sistema de Apoyos.....	113
3.7.6.	Anclajes.....	114
3.7.7.	Diseño de tubería forzada.....	114
3.7.8.	Chimenea de equilibrio.....	116
Capítulo 4.	Equipo Electromecánico.....	123
4.1.	Casa de máquinas.....	123
4.2.	Turbinas Hidráulicas.....	125
4.2.1.	Turbinas de acción.....	126
4.2.2.	Turbinas de reacción.....	129

4.3.	Selección de Turbinas.....	133
4.4.	Generadores.....	135
4.4.1.	Generadores Síncronos.....	135
4.4.2.	Generador Asíncrono.....	137
Capítulo 5.	Estudio Técnico.....	138
5.1.	Estimación de pérdidas.....	138
5.2.	Estimación de energía a producir.....	139
5.3.	Factor de planta.....	142
Capítulo 6.	Estudio de Prefactibilidad.....	144
6.1.	Mercado eléctrico en El Salvador.....	145
6.2.	Evaluación Ambiental.....	148
6.3.	Estimación de Costos.....	156
6.3.1.	Métodos de estimación.....	158
6.4.	Estimación de costos del proyecto.....	165
6.5.	Evaluación Económica.....	166
6.5.1.	Flujo de Efectivo.....	171
6.5.2.	Determinación de Indicadores Financieros.....	176
	CONCLUSIONES.....	177
	RECOMENDACIONES.....	179
	BIBLIOGRAFÍA.....	180
	ANEXOS.....	182

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. Salto hidráulico.....	9
Figura 2. Ciclo hidrológico natural.....	10
Figura 3. Potencial eléctrico por continente	11
Figura 4. Principio de generación de Energía Hidroeléctrica.....	15
Figura 5. Central de agua fluyente.....	16
Figura 6. Central de agua fluyente.....	17
Figura 7. Central de regulación.....	17
Figura 8. Central en canal.....	19
Figura 9. Central paralela al canal.....	19
Figura 10. Elementos de una PCH.....	19
Figura 11. Azud, PCH Cucumacayán.....	20
Figura 12. Canal abierto, PCH Río Sucio.....	20
Figura 13. Desarenador, PCH Cucumacayán.....	21
Figura 14. Cámara de Carga.....	21
Figura 15. Tubería Forzada, PCH Río Sucio.....	22
Figura 16. Casa de máquinas.....	22
Figura 17. PCH pertenecientes a CECSA.....	24
Figura 18. Puntos para potencial hidroeléctrico por medio de una PCH.....	25
Figura 19. Método de nivel con manguera.....	29
Figura 20. Método del nivel de carpintero.....	30
Figura 21. Método del Inclínómetro.....	31
Figura 22. Transportador.....	31
Figura 23. Nivel de Abney.....	32
Figura 24. Método del manómetro.....	33
Figura 25. Medidor láser con nivel digital.....	34
Figura 26. Estación Total.....	35
Figura 27. Método de los polígonos de Thiessen.....	39
Figura 28. Estaciones meteorológicas delimitadas por polígonos de Thiessen.....	40
Figura 29. Mapa para aplicación de método Precipitación – Escorrentía.....	41
Figura 30. Curva de Caudales Clasificados, Sonsonate.....	43
Figura 31. Método volumétrico.....	45
Figura 32. Cálculo de sección transversal.....	46
Figura 33. Correntómetro para medición de velocidad en ríos.....	46
Figura 34. Método de solución de sal.....	48
Figura 35. Gráfico K vs Temperatura.....	49
Figura 36. Gráfico Conductividad vs Tiempo.....	50
Figura 37. Vertedero triangular.....	51
Figura 38. Vertedero rectangular.....	51
Figura 39. Vertedero trapezoidal.....	52
Figura 40. Cuenca, alternativa 1.....	54
Figura 41. Hidrograma, alternativa 1.....	56
Figura 42. Curva de Caudales Clasificados, alternativa 1.....	56
Figura 43. Línea de tendencia Curva de Caudales Clasificados, alternativa 1.....	57
Figura 44. Cuenca, alternativa 2.....	59
Figura 45. Hidrograma, alternativa 2.....	60
Figura 46. Línea de tendencia CCC, alternativa 2.....	60

Figura 47. CCC Alternativa 1.	62
Figura 48. CCC Alternativa 2.	62
Figura 49. Curva de Caudales Clasificados para cuenca de 100 km²	64
Figura 50. Cauce del río Mendoza y vegetación circundante.....	68
Figura 51. Posible configuración de la PCH.....	69
Figura 52. Ejemplo de no barraje en una bocatoma.	72
Figura 53. Toma lateral con espigón.....	72
Figura 54. Problemas en azudes mal diseñados.	73
Figura 55. Fuerzas hidráulicas que afectan el azud.	73
Figura 56. Barraje tipo tirol o bocatoma sumergida.	74
Figura 57. Reconocimiento de campo.....	75
Figura 58. Ruta aproximada del recorrido del río.	76
Figura 59. Perfil de elevación del río señalando para el punto 1.	77
Figura 60. Elementos comunes presentes en una bocatoma tipo tirol.	78
Figura 61. Ejemplo de desarenador.	83
Figura 62. Proceso de decantación de una partícula.	84
Figura 63. Diseño correcto de desarenador.	87
Figura 64. Dimensiones del desarenador, cotas expresadas en mm.	90
Figura 65. Inestabilidades del terreno.	92
Figura 66. Gráficos de estimación de ancho y altura.....	93
Figura 67. Conducción en túnel tipo baúl.	94
Figura 68. Acueducto utilizado para transportar agua.	95
Figura 69. Dimensiones de un canal ($m=0$, para canales rectangulares).....	95
Figura 70. Ubicación de chimenea de equilibrio.	99
Figura 71. Ubicación de tubería forzada en la cámara de carga.	100
Figura 72. Dimensiones de una cámara de carga.....	100
Figura 73. Perfil de la tubería forzada.	108
Figura 74. Variación del costo según diámetro y pérdidas.....	109
Figura 75. Sistema de apoyos y anclajes en tubería forzada.....	113
Figura 76. Esquema conceptual de una turbina hidráulica.	125
Figura 77. Esquema de una turbina Pelton.....	126
Figura 78. Curva de rendimiento de una turbina Pelton.....	127
Figura 79. Turbina de flujo cruzado.....	128
Figura 80. Curva de rendimiento de una turbina Michell-Banki.	128
Figura 81. Curva de rendimiento de una turbina Francis.	130
Figura 82. Esquema de una turbina Francis.	131
Figura 83. Esquema de una turbina Kaplan.	132
Figura 84. Curva de rendimiento de una turbina Kaplan.	132
Figura 85. Campo de utilización de diferentes tipos de turbinas.	134
Figura 86. Esquema de sistema de autoexcitación de un generador síncrono	136
Figura 87. Esquema de definición de diversos saltos.....	139
Figura 88. Gráfico de energías en función del caudal.....	140
Figura 89. Porcentaje de capacidad instalada por sector.	146
Figura 90. Empresas distribuidoras en territorio nacional.	147
Figura 91. Sedimentación del lecho del río en una presa.	150
Figura 92. Categorización de impacto ambiental.....	155

ÍNDICE DE TABLAS.

Tabla 1. Comparativa entre recursos renovables y no renovables.	3
Tabla 2. Resumen de energías renovables.	7
Tabla 3. Clasificación según potencia instalada.	13
Tabla 4. Clasificación según caída o salto.	14
Tabla 5. Listado de PCH en El Salvador.	23
Tabla 6. Comparativa entre métodos.	36
Tabla 7. Factor estimado, mensual y anual.	41
Tabla 8. Promedio Específico de Descargas.	44
Tabla 9. Ventajas y desventajas de los métodos de medición de caudal.	52
Tabla 10. Caudales mensuales alternativa 1.	55
Tabla 11. Caudales mensuales, alternativa 2.	59
Tabla 12. Alternativas analizadas.	61
Tabla 13. Resultados del método de CCC por departamento.	64
Tabla 14. Resultados de caudal por método de área y velocidad.	65
Tabla 15. Regiones Hidrográficas de El Salvador (según MAG).	68
Tabla 16. Clasificación de tomas de agua.	71
Tabla 17. Velocidad de sedimentación según diámetro.	85
Tabla 18. Diámetro de partícula según caída.	86
Tabla 19. Cálculo de alturas.	101
Tabla 20. Factor de Manning.	110
Tabla 21. Diámetro según el material de tubería.	114
Tabla 22. Caudal mínimo técnico de diferentes turbinas.	140
Tabla 23. Generación mensual de energía.	142
Tabla 24. Etapas de evaluación de Impacto Ambiental.	151
Tabla 25. Directrices para la verificación del impacto ambiental.	151
Tabla 26. Medidas de mitigación.	152
Tabla 27. Legislaciones y responsabilidad medioambiental.	153
Tabla 28. Pasos para la obtención de permiso ambiental.	155
Tabla 29. Porcentaje de costo por elemento.	157
Tabla 30. Ecuaciones para estimación de costos Método A.	158
Tabla 31. Ecuaciones para estimación de costos Método B.	159
Tabla 32. Variables para estimación de costos.	160
Tabla 33. Estimación de costo obra civil Método C.	161
Tabla 34. Estimación de costos hidráulicos, método C.	164
Tabla 35. Estimación costos electromecánicos.	165
Tabla 36. Estimación de costos del proyecto.	165
Tabla 37. Estimación Total de costos.	166
Tabla 38. Decisión del proyecto según VAN.	169
Tabla 39. Gastos Administrativos en una PCH.	171

ÍNDICE DE ABREVIATURAS.

A/T	Alcance de los Trabajos
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
B/C	Beneficio Costo
CCC	Curva de Caudales Clasificados
CECSA	Compañía Eléctrica Cucumacayán S.A. de C.V.
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa
CNE	Consejo Nacional de Energía
CO ₂	Dióxido de Carbono
DGFCR	Dirección General de Ordenamiento Forestal, Cuencas y Riego
EsIA	Estudio de Impacto Ambiental
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIS	Sistema de Información Geográfica
GPS	Sistema de Posicionamiento Global
JICA	Japan International Cooperation Agency
MAG	Ministerio de Agricultura y Ganadería
MARN	Ministerio de Medio ambiente y Recursos Naturales
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica.
PVC	Policloruro de Vinilo
RPS	Renovable Portfolio Standard
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
SABES	Saneamiento Básico, Educación Sanitaria y Energías Alternativas (nombre de una ONG)
SAGA	Sistema para Análisis Automatizados Geo Científicos
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Comunicaciones

SNET	Servicio Nacional de Estudios Territoriales
TIR	Tasa Interna de Rendimiento
TMAR	Tasa Mínima Atractiva de Retorno
UCA	Universidad Centroamericana José Simeón Cañas
UT	Unidad de Transacciones
VAN	Valor Actual Neto

INTRODUCCIÓN.

La generación de electricidad a base de recursos renovables ha tenido un gran auge en El Salvador en los últimos años. Proyectos hidroeléctricos, eólicos (en desarrollo) y fotovoltaicos han fortalecido de gran manera la capacidad instalada en el país, así como también han contribuido a la diversificación de la matriz energética.

Año con año la humanidad se acerca cada vez más al objetivo de generar electricidad a base de fuentes renovables, fuentes que sean capaces de auto regenerarse en períodos de tiempo cortos y que no tengan repercusión sobre el medio ambiente.

Por ello, el presente trabajo tiene como objetivo ser una herramienta que permita la realización de estudios de prefactibilidad para la ejecución de futuros proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en el Salvador. El presente trabajo consiste en la creación y desarrollo de una guía metodológica que muestre las actividades necesarias para la realización de estudios de prefactibilidad para pequeñas centrales hidroeléctricas, por lo cual se exponen diversas técnicas para la caracterización del recurso (salto y caudal), pasos para el diseño de las principales obras civiles se requieren para la construcción de una pequeña central hidroeléctrica (obra de toma, canal abierto, desarenador, cámara de carga, tubería forzada, etc.). También se muestra el proceso de selección del equipo electromecánico necesario para la generación de la electricidad, realizando una breve descripción del mismo. Posteriormente se realiza la estimación de energía a producir, lo que permitirá evaluar los ingresos que tendrá un proyecto de esta índole, ya que su fuente de ingresos será lo producido por la venta de energía, a menos que se considere la generación para autoconsumo. Además, también se plantean diferentes métodos para la estimación de costos, y el proceso para obtener indicadores económicos los cuales determinaran la rentabilidad del proyecto. Lo anteriormente expresado se ejemplifica en un proyecto modelo desarrollado paralelamente a la guía metodológica planteada.

OBJETIVOS.

OBJETIVO GENERAL.

- ❖ Formular una propuesta de guía metodológica para la ejecución de estudios de prefactibilidad que facilite el desarrollo de proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- ❖ Desarrollar un proyecto modelo para proporcionar un ejemplo de los resultados de la guía metodológica.
- ❖ Investigar e implementar diferentes métodos para poder caracterizar el recurso hídrico disponible.
- ❖ Determinar el caudal óptimo para la generación de energía.
- ❖ Elaborar un diseño preliminar de la obra civil del proyecto modelo a desarrollar.
- ❖ Seleccionar el equipo hidroeléctrico ideal según las condiciones obtenidas.
- ❖ Plantear métodos para estimar la generación anual de energía.
- ❖ Determinar el factor de planta del proyecto modelo.
- ❖ Plantear diferentes métodos para estimar los costos de las diversas obras civiles.
- ❖ Estimar los costos totales que implicaría la ejecución del proyecto.
- ❖ Calcular indicadores económicos para evaluar la rentabilidad del proyecto modelo.

Capítulo 1. Generalidades.

Desde tiempos inmemoriales la humanidad ha utilizado y transformado la energía para diversos trabajos y necesidades, la utilización de los recursos naturales como el agua o el viento se remonta hasta el siglo XV, dónde en la antigua Persia se utilizaban molinos de viento para moler diferentes tipos de grano. La rueda hidráulica tenía un uso similar al de los molinos de viento, de ella no se tiene conocimiento preciso de su creación, sin embargo, se conoce que los sistemas de irrigación existen hace al menos 5,000 años. A medida que fue avanzando el aprovechamiento de las diferentes energías; fue mucho más eficiente la realización de diferentes actividades, facilitando así los diversos trabajos realizados por el hombre.

1.1. Fuentes energéticas.

La principal fuente de energía que existe en la Tierra es la energía nuclear, es decir, la energía contenida en los núcleos de la materia que la conforma, seguida de energía electromagnética, producida por el sol, y energía gravitacional, originada por la interacción entre la Tierra el Sol y la Luna. La energía emitida por el Sol a la Tierra origina una serie de fenómenos en la atmósfera, en el agua y en la tierra, donde al final conforman las diferentes energías que se pueden explotar. Sobre la Tierra incide una energía solar de 1,559,280 TWh en un año, lo cual es aproximadamente 15,000 veces más que la consumida en todo el planeta en ese mismo período de tiempo (Carta González, Pérez, Santos, & Castro Gil, 2009).

Cabe destacar que el sol es el origen de todas las energías aprovechables en la Tierra (excepción de la energía geotérmica), tanto renovable como no renovable, recordando así el principio de conservación de la energía, es decir que como humanidad se consume energía solar transformada en diferentes tipos de energía.

De todas las capacidades energéticas de la tierra, solo unas pocas están disponibles con los conocimientos tecnológicos actuales para todos sus habitantes, en ese sentido se busca aprovechar estos conocimientos adquiridos para generar

energía a partir de los recursos naturales con que el planeta cuenta; ya sea de fuentes renovables o no renovables.

Un recurso energético es un elemento que se utiliza para producir energía, directa o indirectamente, por lo que posee un valor de producción económico y puede ser potencial, estar en uso o encontrarse en reservas. Los recursos naturales son un tipo de recursos que se encuentran en la naturaleza y que son utilizados en su estado natural o luego de ser procesados. Estos pueden ser renovables o no renovables, lo que significa que es posible regenerarlos o, en cambio, agotarse debido a su consumo.

La clasificación de los recursos naturales energéticos dependerá del criterio que se escoja para tal objetivo, la clasificación más utilizada a la hora de diferenciar los recursos naturales energéticos es la que los agrupa en recursos renovables o recursos no renovables. Esta clasificación se basa en su disponibilidad en el tiempo, su tasa de generación (o regeneración) y su ritmo de uso o consumo, es decir, se podría hablar de recursos naturales con un ciclo cronológico de renovación corto (renovables) o bien con un ciclo cronológico de renovación largo (no renovables). Se entiende por ciclo cronológico de un recurso el tiempo que se requiere para reemplazar su cantidad utilizada para una aplicación determinada.

Un recurso renovable es un recurso natural que se puede restaurar por procesos naturales a una velocidad superior a la del consumo por los seres humanos. La radiación solar, las mareas, el agua, el viento son recursos perpetuos que no corren peligro de agotarse a largo plazo. En sentido estricto, es renovable cualquier proceso que no altere el equilibrio térmico del planeta, que no genere residuos irre recuperables, y que la velocidad de su consumo no sea superior a la velocidad de regeneración de la fuente energética y de la materia prima utilizada en el mismo. Un recurso no renovable es considerado un recurso natural, el cual no puede ser producido, cultivado, regenerado o reutilizado a una escala tal que pueda sostener su tasa de consumo. Estos recursos frecuentemente existen en cantidades fijas o son consumidos mucho más rápido de lo que la naturaleza puede recrearlos.

Se denominan reservas a los contingentes de recursos que pueden ser extraídos con provecho. El valor económico (monetario) depende de su escasez y demanda y es un tema que preocupa a la economía. Su utilidad como recurso depende de su aplicabilidad, pero también del costo económico y del costo energético de su localización y explotación.

Tabla 1. Comparativa entre recursos renovables y no renovables.

Recurso	Ventajas	Desventajas
Renovables	<p>Son amigables con el medio ambiente.</p> <p>Requieren mínima intervención humana.</p> <p>Pueden llegar a ser ilimitados.</p>	<p>El costo de inversión inicial es elevado.</p> <p>Impredecibles.</p> <p>La generación de energía es limitada con la tecnología actual.</p>
No renovables	<p>Generan mucha energía a un costo relativamente bajo.</p> <p>En caso necesario, son de fácil extracción y manufactura.</p> <p>Se encuentran en buena cantidad.</p>	<p>Causan un impacto negativo al ambiente.</p> <p>En caso de agotarse, es imposible regenerarlos.</p> <p>Están disponibles en algunas regiones y no en otras.</p> <p>Su interdependencia puede crear conflictos geoeconómicos.</p>

Ambos tipos de recursos son utilizados generalmente en la producción de diferentes tipos de energía, presentando cada uno ventajas y desventajas particulares. Por otra parte, al hablar de recursos energéticos renovables y no renovables se dice que la energía proveniente de recursos energéticos renovables es un tipo de energía que proviene de la naturaleza y su uso, generalmente, no conlleva efectos negativos para el ambiente, en comparación con varios tipos de energía no renovable. Los recursos energéticos no renovables son aquellos recursos usados para obtener energía, siendo finitos y/o que se agotan sin poder regenerarse rápidamente.

1.1.1. Principales recursos energéticos no renovables.

El **petróleo** es un recurso energético no renovable que, a pesar de incrementar su valor con el tiempo, aún es relativamente económico, cuando se toma en cuenta su capacidad de generar energía. Los derivados del petróleo funcionan como combustible, por ejemplo, gasolina, diésel, entre otros.

La **energía nuclear** es una forma de energía no renovable que se obtiene de minerales como el uranio, este es minado y luego procesado químicamente por medio de fisión nuclear, lo que le lleva a liberar grandes cantidades de energía.

El **carbón mineral** también es un material muy utilizado, así como el petróleo, y que precisa ser extraído. Este es utilizado para generar energía eléctrica en plantas térmicas especializadas, el mayor problema que acarrea es su alto nivel de contaminación ambiental.

Otra forma de energía no renovable de gran uso es la que proviene del **gas natural**, específicamente el metano. Este se encuentra bajo capas de tierra, siendo necesario excavar para extraerlo. El metano es utilizado para generar electricidad, calor (en calefactores domésticos) y para cocinar.

1.1.2. Principales recursos energéticos renovables.

La **energía solar** es uno de los recursos energéticos renovables de mayor abundancia. La cantidad de energía que se puede obtener del sol para consumo humano es ilimitada, considerando las necesidades energéticas actuales. La energía emitida por el sol es variable en función de la hora del día, época del año y situación atmosférica, sin embargo, la energía solar es superior en zonas ecuatoriales y tropicales e inferior en zonas polares. El suroeste de los Estados Unidos, el Sahara y Arabia Saudita son los sitios con mayor potencial. De toda la energía producida por el Sol y que recibe la Tierra, tan solo el 1% puede ser utilizable.

Los sistemas solares fotovoltaicos y térmicos son los principales métodos de aprovechamiento del recurso, los primeros transforman la energía solar en energía eléctrica, aprovechando así el efecto fotovoltaico, en los denominados paneles solares. Los segundos transforman la energía solar en energía térmica, para el calentamiento de aire, agua u otras sustancias, otros sistemas más avanzados son capaces de producir energía eléctrica, a través de la utilización de un sistema de espejos que concentran la energía solar en punto en específico, con ello se pretende concentrar la mayor cantidad de energía para su posterior transformación en electricidad.

La **energía proveniente del viento**, denominada energía eólica, se obtiene gracias a grandes estructuras llamadas aerogeneradores, instalados en parques eólicos en donde existen corrientes constantes de vientos fuertes. Su origen se encuentra en la existencia sobre la Tierra de masas de aire a diferentes temperaturas, originadas por diferentes intensidades de radiación solar, a nivel global o local, las cuales producen corrientes ascendentes y descendentes, formando anillos de circulación del aire.

Por lo anterior se considera la energía eólica un porcentaje de la energía solar incidente sobre el planeta. Al igual que la energía solar, la energía eólica es variable en función de la hora del día y del día del año, así como también de la situación geográfica del sitio y topografía local. Por razones técnicas, es imposible extraer toda la energía cinética existente en una corriente de aire, a tal punto que se considera que un aerogenerador ideal no podrá brindar una eficiencia mayor al 57%.

La **energía geotérmica** es una forma de energía renovable que utiliza el calor que emana desde dentro de la Tierra, proveniente de su radiación interna. El aprovechamiento de la energía geotérmica se genera en las zonas donde el calor se aproxima a la superficie, normalmente en los denominados cinturones sísmicos. Los campos térmicos pueden clasificarse en dos grandes grupos: hipertérmicos y semi térmicos. En los primeros, el agua caliente, o en forma de vapor, alcanza la superficie, en los segundos, el agua o gases calientes no afloran. Los campos

hipertérmicos (que a veces se manifiestan como géiseres, fumarolas, barro caliente, fuentes termales, etc.) están conformados normalmente por agua de lluvia que alimenta el manto acuífero y que es calentada por el magma próximo.

Debido a la presión, el agua subterránea puede alcanzar los 200-300 °C y a medida que asciende se transforma en vapor al disminuir la presión. Si este vapor continúa hasta la superficie, se condensa en contacto con capas más frías, dando lugar a campos de agua caliente, o campos húmedos. Por el contrario, si el vapor queda atrapado en bolsas se dice que es un campo seco, en conjunto, el potencial energético del flujo geotérmico de la Tierra se estima en unos 30 TW.

La **biomasa** o energía a partir de la biomasa, es la energía solar almacenada en los seres vivos, vegetales o animales por medio del proceso de fotosíntesis (vegetales) y la digestión (comida) de estos vegetales por los animales. Se trata, por tanto, de un pequeño porcentaje de la energía solar que llega a la Tierra. En la práctica pueden suponerse tres fuentes de energía de la biomasa. De origen vegetal: biomasa natural, cultivos energéticos. De origen animal: excrementos y purines. De origen humano: los Residuos Sólidos Urbanos (RSU), procedentes de viviendas, comercios, fábricas, etc.

La energía de la biomasa se emplea directamente para producir calor por combustión de la misma (calefacción, cocción), o indirectamente para producir electricidad (evaporando agua y transformándola en energía mecánica con una turbina).

También se puede transformar la biomasa en combustibles líquidos (bioalcoholes) o gaseosos (biogás) para ser posteriormente quemados y convertidos en energía calorífica y posteriormente, en mecánica (automoción o generación eléctrica). A continuación, se presenta una tabla resumen respecto a las principales energías renovables, origen, potencial y principales tipos de forma de aprovechamiento de las mismas.

Tabla 2. Resumen de energías renovables.

Energía	Origen	Potencial	Aprovechamiento
Solar	Energía procedente del sol en forma de infrarrojo, luz visible y ultravioleta.	1,559,280 TWh en un año.	Sistemas solares térmicos y fotovoltaicos.
Eólica	Diferencias de temperaturas originadas por la radiación solar	Un viento de 8 m/s puede extraerse alrededor de 2,800 kWh por metro cuadrado en un año	Conversión directa de energía mecánica a energía eléctrica por medio de aerogeneradores.
Geotérmica	Calor acumulado en el magma en el interior de la Tierra	Se estima que el potencial energético es de aproximadamente 30 TW	Aprovechada para la calefacción, generación de energía eléctrica a través de turbinas de vapor.
Biomasa	Energía solar almacenada en los seres vivos, plantas y animales	---	Conversión de energía química a energía eléctrica, generalmente con un motor de combustión interna.

1.1.3. Fuentes energéticas en El Salvador.

Según el Consejo Nacional de Energía, se espera que en el país la demanda de energía eléctrica aumente en tasa del 4.7% anual en el escenario de referencia hacia el 2026. En el año de 2019 la generación de energía fue de 5,650.60 GWh, de la cual un 65.5% fue generada a base de energías renovables como la energía hidroeléctrica, geotérmica y biomasa, a pesar de ello existe una fuerte dependencia hacia la energía térmica, la cual se estima crezca año con año.

En El Salvador el consumo de petróleo depende en un 100% de la importación. La expansión en la introducción de energía renovable se vuelve cada vez más importante debido a la crisis de energía causada por el aumento acelerado de los precios del petróleo. Este enfoque encaja con la tendencia global, la cual prioriza la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Por otro lado, tras la liberalización del mercado de energía eléctrica en 1999 a través de la separación

de la generación y la transmisión, la tasa de uso de los combustibles fósiles ha aumentado. A pesar de los esfuerzos del gobierno de introducir fuentes de energía renovables por medio de productores estatales o privados, la tasa de introducción de energía renovable todavía es limitada (CNE & JICA, 2012).

En este contexto, la Asamblea Legislativa aprueba la creación del Consejo Nacional de Energía (CNE) en 2007 como institución rectora y normativa de la Política Energética Nacional para desarrollar políticas y estrategias para el desarrollo económico y social mediante el incremento de la producción, la productividad y el uso racional de los recursos energéticos.

En la Política Energética Nacional anunciada en junio de 2010, se destacaron como los más importantes los siguientes seis puntos:

- Diversificación de la matriz energética y fomento a las fuentes de energía renovables.
- Fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético y protección al usuario.
- Promoción de una cultura de eficiencia y ahorro energético.
- Ampliación de cobertura y tarifas sociales preferentes.
- Innovación y desarrollo tecnológico.
- Integración Energética Regional.

En vista de la necesidad de la introducción de energías renovables en los sectores público y privado, el gobierno de El Salvador hizo una solicitud al gobierno de Japón para la formulación de un plan maestro de energías renovables en El Salvador, que incluye la determinación de los potenciales de cada fuente de energía y la preparación de los lineamientos necesarios para la promoción de las energías renovables. En respuesta a la solicitud, el JICA desarrolló un estudio de planificación detallada en marzo de 2010, a fin de confirmar si era posible la implementación de la cooperación en el desarrollo de este estudio técnico. Este se desarrolla en base al Alcance de los Trabajos (A/T) concluidas entre el CNE y JICA en Julio de 2011 (CNE & JICA, 2012).

1.2. Energía Hidráulica.

Un hidrosistema requiere de un caudal de agua y una diferencia de altura (conocida como "salto", Figura 1) para producir potencia útil. Se trata de un sistema de conversión de energía, es decir, se toma energía en forma de energía potencial y se entrega energía en forma de electricidad o energía mecánica en un eje. Ningún sistema de conversión puede entregar la misma cantidad de energía útil como la que absorbe, pues una parte de la energía se pierde en el sistema mismo en forma de fricción, calor, ruido, etc.

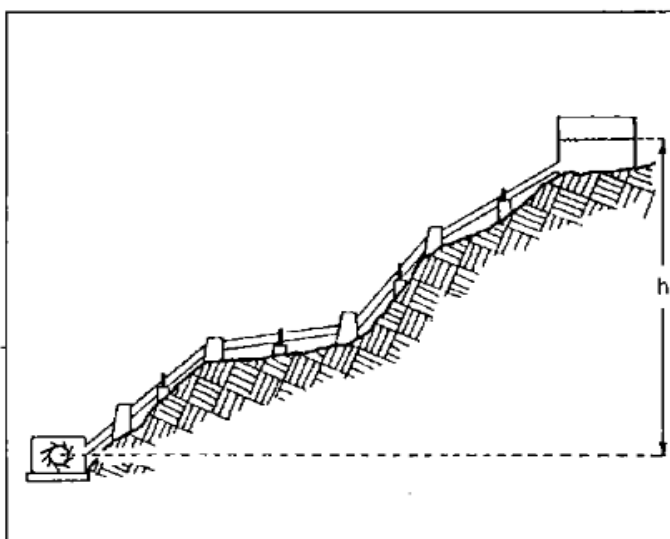


Figura 1. Salto hidráulico.

Las centrales y pequeñas centrales hidroeléctricas transforman esa energía en electricidad, aprovechando la diferencia de altura existente entre dos puntos. La energía se transforma primero en energía mecánica en la turbina hidráulica, ésta activa el generador, que transforma en segundo paso la energía mecánica en energía eléctrica.

La superficie terrestre está cubierta en un 71% de agua. La energía hidroeléctrica proviene indirectamente de la energía del sol, responsable del ciclo hidrológico natural (Figura 2).

La radiación que procede de las fusiones nucleares que se producen en el sol calienta la superficie terrestre, ríos, lagos y océanos, provocando la evaporación del

agua. El aire caliente transporta el agua evaporada en forma de nubes y niebla a distintos puntos del planeta, donde cae nuevamente en forma de lluvia y nieve. Una parte de la energía solar permanece almacenada en el agua de los ríos, los lagos y los glaciares.



Figura 2. Ciclo hidrológico natural.

El índice de consumo mundial de energía es miles de veces inferior a los flujos de energía que recibe la Tierra procedente del Sol.

La energía hidroeléctrica, que indirectamente proviene de la energía solar, comparte las ventajas de ser autóctona, limpia e inagotable como el resto de las energías renovables. La producción anual media de energía hidroeléctrica a nivel mundial es de 2,600 TWh (Figura 3), lo que representa aproximadamente el 19% del total de la energía eléctrica producida. La potencia hidroeléctrica instalada en todo el mundo asciende a 700 GW (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006).

A gran escala esta fuente de energía tiene un campo de expansión limitado, ya que en los países más desarrollados la mayoría de los ríos importantes ya cuentan con una o varias centrales, y en los países en vías de desarrollo los grandes proyectos pueden chocar con obstáculos de carácter financiero, ambiental y social.

A menor escala, la generación de electricidad con pequeñas centrales hidroeléctricas sí ofrece posibilidades de crecimiento, debido a la diversidad de caudales que aún son susceptibles de ser aprovechados con las nuevas tecnologías.

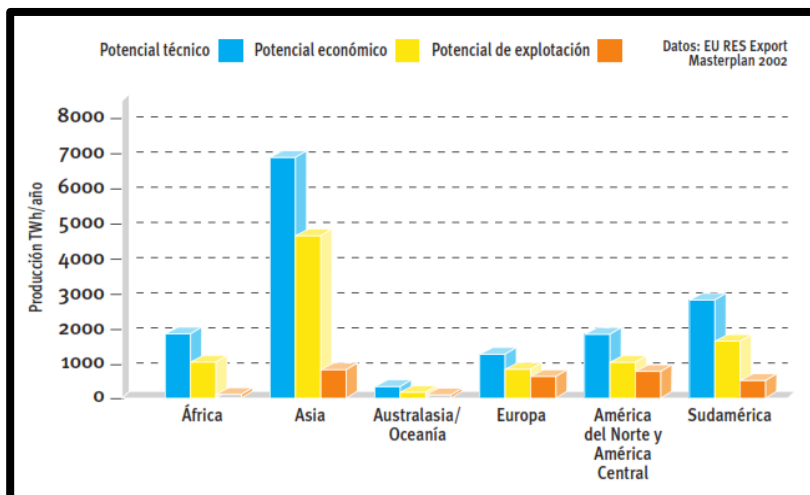


Figura 3. Potencial eléctrico por continente

Un sistema de generación en gran escala produce, por lo general, más de 10 MW de potencia; los sistemas de mini generación son una pequeña contribución en el suministro a la red, particularmente en el rango de 300 kW a 10 MW. Algunas veces los valores extremos de este rango suelen recibir el nombre de "generación en pequeña escala". Los sistemas de micro generación son aún más pequeños y, por lo general, no suministran energía eléctrica a las redes nacionales. Se usan en áreas apartadas a donde no llega la red y, en algunos casos, proveen de electricidad a pequeñas industrias y comunidades rurales.

En muchos casos, los sistemas de micro hidrogenación no generan electricidad, por ejemplo, los molinos de granos a menudo son accionados directamente por el eje de una turbina. En una instalación es bastante común que se accionen al mismo tiempo un generador eléctrico y una máquina de procesamiento. En muchos países hay una necesidad creciente de electricidad como apoyo a la industria y las autoridades gubernamentales se enfrentan a los elevadísimos costos de la extensión de las redes de electricidad.

Con frecuencia la generación hidroeléctrica a pequeñas escala constituye una alternativa económica a la red, pues con este tipo de generación se ahorra el costo de las líneas de transmisión y, por otro lado, los sistemas de extensión de la red están dotados de equipo muy costoso, además de los costos de personal.

Desde los comienzos de la producción de electricidad, la hidráulica ha sido, y sigue siendo, la primera fuente renovable utilizada para su generación. Hoy en día la hidroelectricidad (suma de la convencional y de la pequeña) representa en la Unión Europea, de acuerdo con las cifras del Libro Blanco, el 13% del total, reduciendo consiguientemente en más de 67 millones las toneladas de CO_2 emitidas por año.

Ahora bien, así como los aprovechamientos hidroeléctricos convencionales, en los que la importancia de la obra civil y la necesaria inundación de grandes áreas para acumular el agua y crear la necesaria altura de salto, dan lugar a importantes impactos en el entorno, los pequeños aprovechamientos se integran fácilmente en el ecosistema más sensible.

Entre las ventajas que presenta la generación de energía a partir del agua se encuentran:

- ✚ Se trata de una energía renovable de alto rendimiento energético.
- ✚ Debido al ciclo del agua su disponibilidad es casi inagotable.
- ✚ Es una energía limpia puesto que no produce emisiones tóxicas durante su funcionamiento.

Entre las ventajas económicas que presenta la generación de energía a partir del agua se encuentran:

- La eliminación de combustibles. El coste de operar una planta hidráulica es casi inmune a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles como el petróleo, el carbón o el gas natural. Además, no hay necesidad de importar combustibles de otros países.
- Las plantas hidráulicas también tienden a tener vidas económicas más largas que las plantas eléctricas que utilizan combustibles. Hay plantas hidroeléctricas que siguen operando después de 50 a 99 años.

- Las plantas hidroeléctricas no queman combustibles, por lo cual no producen directamente dióxido de carbono. Muy poco dióxido de carbono es producido durante el período de construcción de las plantas, especialmente en comparación a las emisiones de una planta térmica que quema combustibles.

1.3. Definición de Pequeña Central Hidroeléctrica.

Las pequeñas centrales hidroeléctricas son centrales de generación hidroeléctrica, con una potencia de generación baja. En su mayoría se construyen en zonas aisladas y no representan gran importancia para el sistema de interconexión nacional ya que su área de influencia es muy reducida.

Una Pequeña Central Hidroeléctrica se puede definir como el conjunto de obras civiles y estructuras hidráulicas generales y específicas que, complementadas con su correspondiente equipo electromecánico, aprovechan las energías potencial y cinética del agua para producir energía eléctrica.

Esta energía es conducida por diferentes líneas de transmisión a los centros de consumo, en donde se utiliza en alumbrado público y residencial, operación de aparatos electrodomésticos y demás necesidades eléctricas de la zona en donde se lleva a cabo el proyecto.

Estas pequeñas centrales hidroeléctricas tienen la desventaja de proporcionar un suministro de energía variable, puesto que los cambios climáticos y meteorológicos pueden hacer variar el flujo de agua, y por tanto la cantidad de agua disponible.

La Organización Latinoamericana de Energía OLADE clasifica las PCH de acuerdo a la potencia instalada como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Clasificación según potencia instalada.

Potencia (kW)	Tipo
0-50	Micro central
50-500	Mini Central
500-5000	Pequeña central

Fuente: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, construcción paso a paso.

Según la caída se clasifican de la siguiente manera:

Tabla 4. Clasificación según caída o salto.

Tipo	Baja (m)	Media (m)	Alta (m)
Micro	$H < 15$	$15 < H < 50$	$H > 50$
Mini	$H < 20$	$20 < H < 100$	$H > 100$
Pequeña	$H < 25$	$20 < H < 130$	$H > 130$

Fuente: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, construcción paso a paso.

En la “Guía para el desarrollo Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador” el cual es un documento elaborado por CNE (Consejo Nacional de Energía) y el JICA (Japan International Cooperation Agency), manifiesta que una Pequeña Central Hidroeléctrica es aquella que genera menos de **20 MW** de potencia.

1.4. Funcionamiento de una PCH.

El funcionamiento de una PCH consiste en el aprovechamiento de la energía potencial y cinética contenida en el recurso hídrico, es decir que aprovecha los mantos acuíferos que se encuentran en un nivel distinto con respecto a un punto determinado, las PCH transforman esa energía en energía eléctrica.

Las diferencias entre las PCH y las Centrales Hidroeléctricas convencionales son bastante notorias, sin embargo, utilizan el mismo método para la transformación de la energía hidráulica. A continuación, se describe el proceso de transformación de energía en una PCH:

La masa de agua contenida aguas arriba se hace descender mediante la tubería de presión o tubería forzada, la cual dirige la masa de agua hacia la turbina haciéndola girar a una determinada velocidad, transformando así la energía hidráulica (potencial y cinética) en energía mecánica de rotación, la turbina activa el generador que transforma la energía mecánica proporcionada por la turbina en energía eléctrica, el transformador se encarga de elevar el voltaje al requerido en la línea de transmisión, la cual se encarga de transportar la energía eléctrica a los diferentes usuarios.

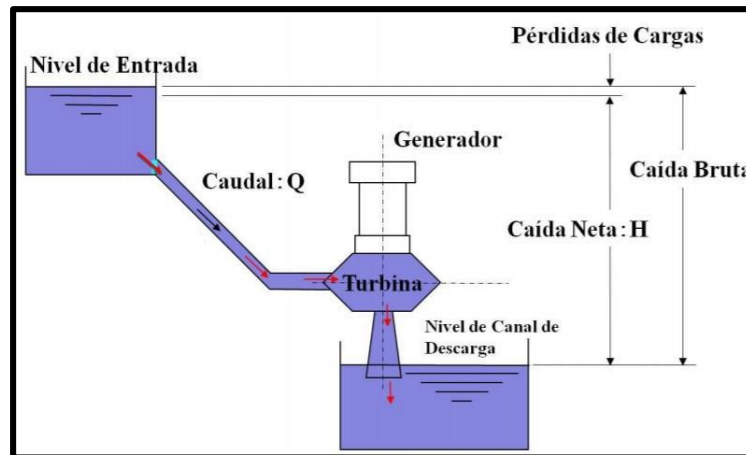


Figura 4. Principio de generación de Energía Hidroeléctrica.

1.5. Tipos de PCH.

Las PCH están muy condicionadas por las características topográficas que presente la locación donde serán ubicadas. La topografía del terreno incide de gran manera tanto en el diseño de la obra civil como en la selección de la maquinaria. Según el emplazamiento de la PCH se realiza la siguiente clasificación.

- ✓ **Centrales de agua fluyente:** también conocidas como centrales de filo de agua, desvían una parte del caudal del río (aproximadamente un 85% del caudal nominal del río), el cual se traslada hasta transformar su energía hidráulica en energía eléctrica, una vez terminado este proceso el caudal desviado se regresa al cauce del río.
- ✓ **Centrales de embalse:** también son conocidas como centrales de pie de presa o centrales de regulación, estas centrales se sitúan debajo de los embalses destinados a usos hidroeléctricos u otros usos, aprovechando el desnivel creado por la propia presa (Carta González, Pérez, Santos, & Castro Gil, 2009).
- ✓ **Centrales en canales:** este tipo de centrales están construidas sobre canales que transportan grandes caudales con saltos pequeños, por ello en este tipo de centrales se utiliza generalmente turbinas de tipo bulbo, ideales para estas condiciones de funcionamiento.

1.5.1. 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. El agua, una vez que entrega su energía a la turbina, se evacúa por una canal de descarga regresando el caudal de nuevo al cauce del río.



Figura 5. Central de agua fluyente

En ciertos casos es necesario la construcción de una pequeña presa en la toma de agua para elevar el plano de ésta y así facilitar su entrada en el canal de derivación para luego conducir hasta la cámara de carga, donde está conectada la tubería forzada que conduce la masa de agua con la mayor pendiente posible hasta el edificio de la central, donde se encuentran las turbinas, los generadores eléctricos y demás equipo necesario para su regulación y control.

En general la característica común en este tipo de centrales es su dependencia directa de la hidrología, ya que no poseen capacidad de regulación de caudal que pasará por la turbina ya que este es variable en el transcurso del año.

Las centrales de agua fluyente cuentan con un salto neto prácticamente constante, es decir que su potencia será condicionada directamente por el caudal que pasa por el río. Si el caudal del río es menor al caudal mínimo técnico la central dejará de producir.

Un método para disminuir las pérdidas en la altura y poder mantener la altura hidráulica, es conservar los elementos por donde circula el agua desviada del río con una pendiente entre 0.1% y 1%, con ello se conseguirá que la velocidad de

circulación sea mínima, ya que la pérdida de carga es proporcional al cuadrado de la velocidad.

La central de filo de agua, son las que se sitúan directamente en el cauce del río en el que se ha ganado altura mediante la construcción de un azud, en este caso no es necesario el canal de derivación, cámara de carga ni tubería forzada.

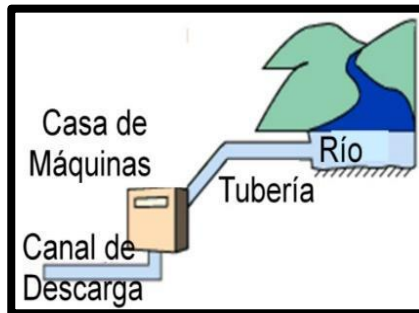


Figura 6. Central de agua fluyente

1.5.2. Centrales de embalse.

Las centrales de embalse también son conocidas como centrales de pie de presa o centrales de regulación. La principal característica de este tipo de centrales, es su capacidad de almacenar las aportaciones de agua de un río a través de la utilización de embalses, de esta manera pueden regular el caudal de agua que se envía a las turbinas con el objetivo de equilibrar la generación de energía con la demanda. En este tipo de centrales hidroeléctricas se acumula un volumen considerable de líquido "aguas arriba" de las turbinas mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Del volumen acumulado depende la cantidad que puede pasar por las turbinas (CNE & JICA, 2012).

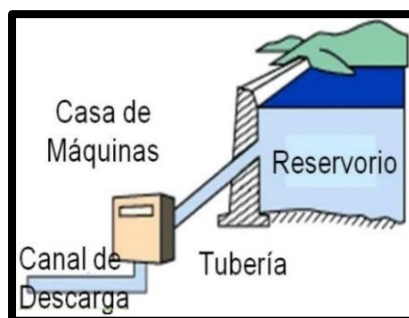


Figura 7. Central de regulación.

La toma de agua en las centrales de regulación se encuentra situada en la propia presa y a una altura determinada, la masa de agua contenida por arriba de la toma se le conoce como zona útil ya que esta masa de agua es la que posteriormente pasará a la turbina. La masa de agua contenida por debajo de la toma se le conoce como zona muerta, simplemente es agua que no pasará a la turbina. Este diseño es común apreciarlo en las grandes centrales hidroeléctricas convencionales.

En este tipo de centrales el volumen de agua almacenado generalmente es pequeño, por lo cual se aprovecha en horas nocturnas para poder llenar el embalse, el cual es vaciado en horas diurnas para la producción de energía.

1.5.3. Centrales en canales.

Existe la posibilidad de obtener energía eléctrica implementando una central hidroeléctrica en una red de agua existente. Son factibles para su utilización en las redes de distribución de agua potable, los canales de irrigación y, eventualmente, de navegación, y las estaciones de tratamiento de aguas residuales (ESHA, 2006). Estos aprovechamientos tienen la ventaja de que muchas de las estructuras ya existen, lo que hace que el coste de la inversión sea mucho menor, el impacto ambiental asociado es prácticamente nulo y los trámites administrativos para la obtención de permisos se simplifican.

En nuestro país no es posible implementar este tipo de central hidroeléctrica ya que no se cuentan con canales o estructuras lo suficientemente grandes como para albergar una, caso contrario en otros países, como España; donde fue posible instalar una central hidroeléctrica en el canal de riego de Aragón y Cataluña.

En este tipo de centrales se distinguen 2 alternativas:

- Realizar la instalación de la central en el propio canal, aprovechando el desnivel del mismo. En el caso que la turbina se pare ya sea por bajo caudal o por mantenimiento, se debe instalar un bypass para permitir suministrar agua para riego.

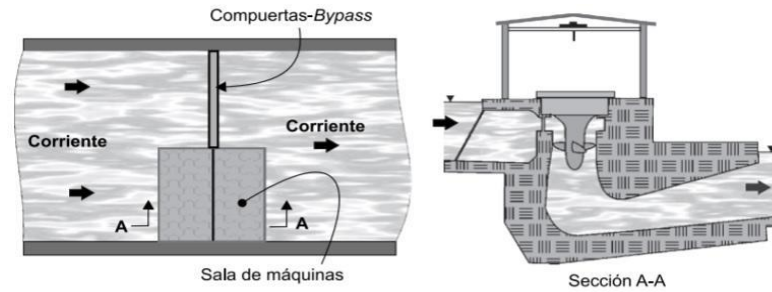


Figura 8. Central en canal.

- La central se instala paralela al canal de riego, además se construye una toma lateral del canal para alimentar una tubería forzada instalada paralela al canal. Una vez que se ha aprovechado la energía del agua se vuelve a integrar al canal.

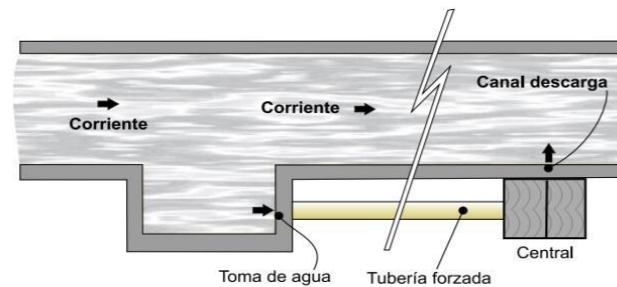


Figura 9. Central paralela al canal.

1.6. Elementos principales de una PCH.

Una PCH se compone por los siguientes elementos principales:

- Azud
- Desarenador
- Canal abierto
- Cámara de carga
- Tubería de forzada
- Casa de Máquinas

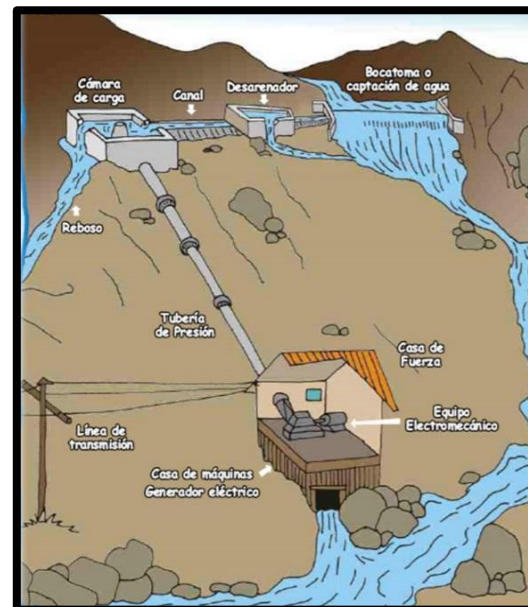


Figura 10. Elementos de una PCH.

1.6.1. Azud o Bocatoma.

El azud es un muro que se construye transversalmente a la corriente del río, generalmente es de una altura relativamente pequeña. El objetivo del azud es provocar una elevación considerable en el nivel del río, luego desvía parte del caudal hacia la obra de toma de la central. La masa de agua que no es desviada se conoce como **caudal ecológico**, el cual equivale a un 15% del caudal nominal del río.



Figura 11. Azud, PCH Cucumacayán.

1.6.2. Canal abierto.

El canal abierto es un conducto libre que se encuentra generalmente a presión atmosférica, el canal transporta la corriente de agua desde el desarenador hasta la cámara de carga. Los canales que transportan el agua de la toma a la cámara de carga pueden realizarse a cielo abierto, enterrados o en conducción a presión.



Figura 12. Canal abierto, PCH Río Sucio.

1.6.3. Desarenador.

El desarenador es un elemento de la obra civil de una PCH, su objetivo es el de retener los sedimentos que se transportan en la corriente de agua. El funcionamiento del desarenador se basa en el aumento de su sección transversal a medida se avanza en su longitud, esto permite que la velocidad de la corriente de agua disminuya y los sedimentos que esta trae se almacenen en el fondo del mismo. Se recomienda que cada cierto tiempo se evacúen los sedimentos almacenados para así evitar un colapso en el desarenador.



Figura 13. Desarenador, PCH Cucumacayán.

1.6.4. Cámara de carga.

La cámara de carga está ubicada entre el canal abierto y la tubería forzada, su función principal es proporcionar un volumen necesario para la puesta en marcha de la turbina. Cuando la conducción entre desarenador y cámara de carga se realiza en presión, esta última será completamente cerrada a excepción de la chimenea de equilibrio, la cual funciona para contrarrestar las variaciones de presión que se puedan generar.



Figura 14. Cámara de Carga.

1.6.5. Tubería Forzada.

La tubería forzada se encarga de transportar el flujo de agua bajo presión hasta la turbina. La tubería forzada se puede ubicar sobre el terreno o bajo tierra, esto según la orografía del terreno y de factores medioambientales.



Figura 15. Tubería Forzada, PCH Río Sucio.

1.6.6. Casa de máquinas.

La casa de máquinas es la locación que resguarda todo el equipo necesario para la transformación de la energía hidráulica a energía eléctrica, por ejemplo: turbinas, generadores, alternadores, sistemas de control, cuadros eléctricos etc.



Figura 16. Casa de máquinas.

1.7. Centrales Hidroeléctricas en El Salvador.

En El Salvador durante el período de lluvia, cuando el recurso hídrico es abundante, la energía eléctrica generada por las centrales hidroeléctricas es inyectada a la red antes que la energía eléctrica generada a partir de otros recursos, ya que tiene un menor costo de producción. En cambio, durante el período de escasez de agua, el déficit de energía eléctrica es cubierto por las centrales que utilizan los derivados del petróleo para la generación de electricidad. El uso de los hidrocarburos para la generación de energía eléctrica eleva el precio de venta de la misma. A finales del año 2012 se pueden contabilizar en el país un total de 20 centrales, de las cuales 4 pertenecen al mercado mayorista (Guajoyo, Cerrón Grande, 5 de noviembre y 15 de septiembre), aportando a la matriz energética un total de 472.6 MW, los 16 restantes se consideran Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, las cuales suman una potencia instalada de 15.25 MW, sumando así una generación de electricidad a partir del recurso hídrico de 487.85 MW. En la siguiente tabla se presentan las 16 PCH que funcionan actualmente en El Salvador.

Tabla 5. Listado de PCH en El Salvador.

Nº	Central Generadora	Localización	Capacidad Instalada	Estatil / Privada
1	Río Sucio	Santa Ana	2.50 MW	Estatil - CECSA
2	Cucumacayán	Sonsonate	2.30 MW	Estatil - CECSA
3	Milingo	San Salvador	0.80 MW	Estatil - CECSA
4	San Luis II	Santa Ana	0.74 MW	Estatil - CECSA
5	Bululú	Sonsonate	0.70 MW	Estatil - CECSA
6	Atehuasías	Ahuachapán	0.60 MW	Estatil - CECSA
7	San Luis I	Santa Ana	0.60 MW	Estatil - CECSA
8	Cutumay Camones	Santa Ana	0.40 MW	Estatil - CECSA
9	Sonsonate	Sonsonate	0.20 MW	Estatil - CECSA
10	Nahuizalco	Sonsonate	2.80 MW	Privada – SENSUNAPAN
11	Papaloate	Sonsonate	2.00 MW	Privada – Papaloate
12	La Calera	Sonsonate	1.50 MW	Privada – De Matheu y Cia.
13	Carolina	Morazán	0.05 MW	Privada - Autoconsumo
14	Miracapa	Morazán	0.03 MW	Privada - Autoconsumo
15	La Chacra	Morazán	0.02 MW	Privada - Autoconsumo
16	El Junquillo	Morazán	0.01 MW	Privada - Autoconsumo

Fuente: Consejo Nacional de Energía.

La Compañía Eléctrica Cucumacayán S.A. de C.V. (CECSA) se constituyó como compañía pública en 1954, por inversionistas privados. La administración de la empresa fue transferida a CEL en 1986 y operó bajo el nombre de Compañía Eléctrica Cucumacayán Administración. CEL formalizó la compra de la planta Cucumacayán por Decreto Legislativo en 1994 y se estableció como Compañía Eléctrica Cucumacayán S. A. (CECSA).

CECSA cuenta con 9 pequeñas centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada total de 8.84 MW (Figura 17). El potencial hidroeléctrico total en El Salvador es de 2,258 MW este valor supera en gran medida a la capacidad instalada en 2017 (1852.80 MW). El potencial de las pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20 MW en el país es de 180.8 MW.

De acuerdo a los estudios previos, la producción de energía anual promedio de los sitios con potencial hidroeléctrico se estima en 7,624 GWh/año en total y 756 GWh/año para las pequeñas centrales hidroeléctricas menores de 20 MW. Estas energías anuales estimadas incluyen valores calculados asumiendo un factor de planta del 50%.



Figura 17. PCH pertenecientes a CECSA.

Los sitios potenciales analizados para el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas (< 20 MW) en El Salvador se muestran en la Figura 18. En total se identificaron 209 sitios.

La capacidad total se estima en 180.8 MW y la energía anual promedio estimada es de 756 GWh/año (CNE & JICA, 2012). La mayoría de sitios potenciales están ubicados en la región occidental, especialmente en los departamentos de Ahuachapán, Sonsonate y en la zona oriental en el departamento de La Paz.

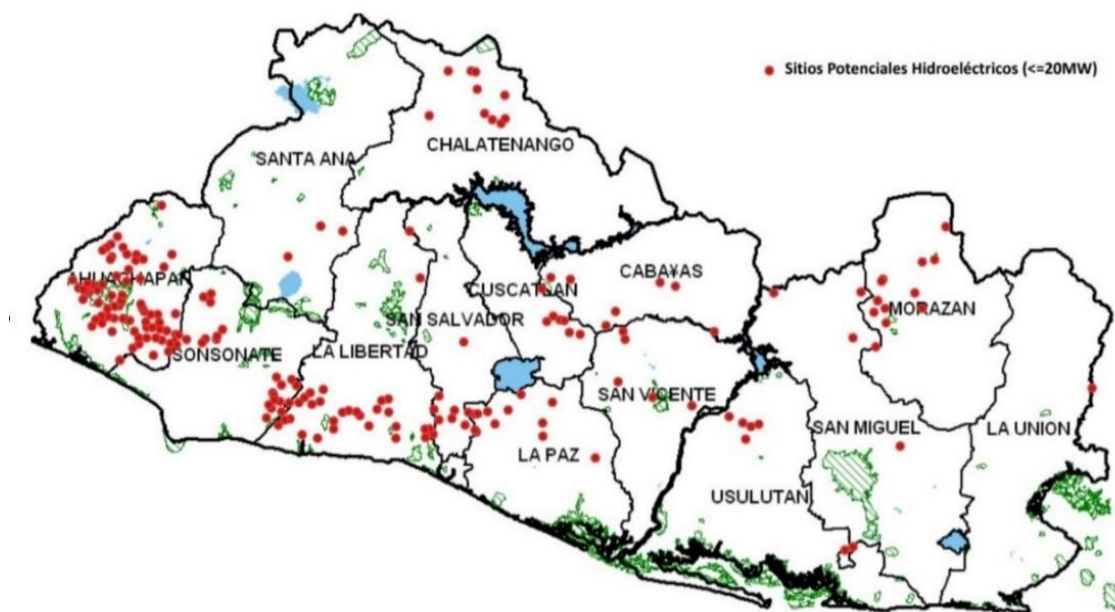


Figura 18. Puntos para potencial hidroeléctrico por medio de una PCH.

Según el **CNE** en su **Plan Maestro de Energías Renovables**, identifica las siguientes barreras en el momento de la implementación de las PCH en El Salvador.

1. Falta de subsidios o fondos por parte del Gobierno Central a fin de que los desarrolladores puedan llevar a cabo los estudios y/o desarrollar pequeñas centrales hidroeléctricas.
2. Falta de datos hidrológicos (el número de estaciones hidrológicas es limitado y los períodos de observación son cortos en algunas estaciones).
3. El alto costo de los datos hidrológicos proporcionados por el Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET).

4. Es necesario actualizar los potenciales de energía hidroeléctrica, los costos y valores económicos en cada uno de los sitios potenciales ya que la última encuesta del potencial hidroeléctrico data de 1989 (hace más de 20 años), la cual fue realizada a nivel nacional por parte de la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) y la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas (UCA).
5. El número de consultores e ingenieros expertos en energía hidroeléctrica en El Salvador es limitado.
6. La complejidad de los diversos procedimientos y el tiempo que conlleva obtener los permisos: del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) y de conexión a la red de distribución, etc.
7. Falta de mecanismos para incentivar el desarrollo de energías renovables, tales como "Renovable Portfolio Standard" (RPS).
8. Los aspectos socio-culturales de la zonas donde se realiza el desarrollo de los proyectos tiene tendencias muy marcadas a no permitir el desarrollo de estos proyectos , tal es el caso del proyecto hidroeléctrico Sumpul ubicado en el norte de Chalatenango , es una zona muy delicada socialmente ya que ellos son excombatientes de la guerrilla y se oponen rotundamente al desarrollo de este proyecto y ellos alegan que es porque el río es el recuerdo de sus mártires y que no permitirán la construcción por el simple hecho de no tocar el río.

Capítulo 2. Caracterización del recurso.

El procedimiento de caracterizar el recurso con el cual se cuenta, es una de las actividades de mayor importancia durante el diseño de una PCH, se parte de la potencia que puede entregar el fluido a la turbina generadora, potencia representada en la siguiente ecuación: $P = \gamma QH$, dónde: γ es el peso específico del agua, considerado de $9.81 \frac{kN}{m^3}$, Q y H son el caudal y salto respectivamente, con el que se cuenta en el lugar de implementación de la PCH, por lo cual para caracterizar el recurso se debe conocer con cuánto caudal se cuenta, así como también cuál es el salto para la generación.

También en el diseño de una PCH, uno de los aspectos de análisis son las condiciones físicas del lugar en donde se quiere implementarla, ya que de estas dependerá la potencia y la confiabilidad del servicio que se pueda generar, uno de los inconvenientes que se ha encontrado en la implementación de las PCH es el aspecto económico, ya que se conoce que el costo de inversión inicial en los proyectos hidroeléctricos es muy alto, sin embargo, a largo plazo son los más rentables, además del financiamiento, el tiempo de construcción y puesta en marcha son algunas de las dificultades que este tipo de proyectos ha encontrado en el camino (Criollo Cabrera & Quezada Damián, 2011).

Para determinar si existen las condiciones naturales para la instalación de la PCH, es necesario realizar un análisis de pre factibilidad del proyecto el cual consistirá en:

- Inventario.
- Reconocimiento.
- Prefactibilidad.

Inventario: en la parte del inventario se realiza una inspección del área en el cual se quiere implementar la pequeña central para determinar el potencial teórico o bruto del sitio y analizar la posibilidad de implementar una pequeña central, además de determinar el potencial; también hay que determinar las necesidades energéticas del área de incidencia de la pequeña central.

Reconocimiento: luego de haber ejecutado el inventario, se debe realizar un reconocimiento con más profundidad del sitio para determinar caudales, saltos geodésicos, lugares de emplazamiento y analizar la parte física del sector.

Pre factibilidad: una vez seleccionado el sitio del emplazamiento para la PCH, en el estudio de pre factibilidad se debe realizar un dimensionamiento de las obras civiles de los aparatos de la PCH para determinar en mejor medida la viabilidad del proyecto.

Básicamente los requerimientos de una PCH no son diferentes a los de una central de generación a gran escala los requerimientos son:

- Caudal de agua
- Salto geodésico

A continuación, se detallan algunos métodos utilizados para la determinación del caudal y del salto.

2.1. Métodos para determinar salto.

Por lo general, es constante para estudios de este tipo en zonas aisladas, disponer de poca información o prácticamente ninguna; por tal motivo se debe recurrir a complementar con visitas de campo y mediciones directamente de la zona. Una vez se ha delimitado la zona donde se realizará el proyecto, es conveniente hacer una descripción de la zona en donde se especifique la localización general y la localización específica de dicho proyecto. Para desarrollar el proyecto modelo del estudio, se requieren mapas con la mayor información posible de la ubicación del proyecto, vías de acceso, relieve, curvas de nivel, etc. En tal sentido la realización del presente estudio en su fase inicial recomienda realizar las siguientes etapas:

- ✓ Búsqueda de información cartografía, con el fin de ubicar el proyecto y caracterizar la zona.
- ✓ Visita al campo para corroborar la información de la oficina con la real del campo.

- ✓ Levantamiento topográfico, para complementar la información restante, que no sea obtenida en mapas cartográficos.

La información para seguir adelante con el proyecto se obtiene de trabajos desarrollados en la zona que se ha delimitado para el proyecto, a través de un levantamiento topográfico, proporcional a la importancia del proyecto y a la información disponible. La caída neta del aprovechamiento se puede determinar con métodos sencillos hasta llegar al uso de equipo de topografía; algunos de estos métodos son:

- Método de nivel con manguera.
- Método de nivel del carpintero.
- Método del Inclinómetro.
- Método del barómetro
- Método del manómetro.
- Método del láser.
- Estación Total.

2.1.1. Método de nivel con manguera.

Es un método bastante sencillo, ya que los elementos para su implementación son una manguera y unas escalas, el personal no necesariamente debe ser calificado, sin embargo, se debe de poseer cierta agilidad para su ejecución; la forma de su aplicación se muestra en la Figura 19.

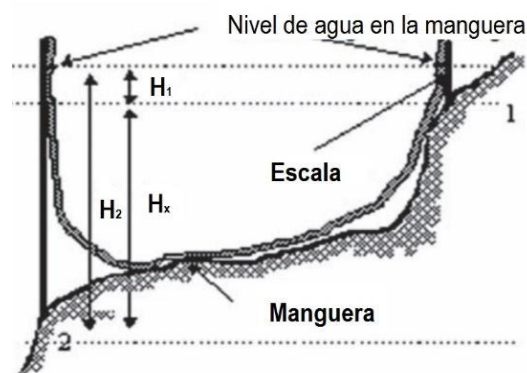


Figura 19. Método de nivel con manguera.

Este método también permite el trazo de curvas de nivel en el plano cartográfico al seguir puntos sobre el relieve que se encuentran sobre una cota, bien sea la indicada por el punto 1 o el 2, como está indicado en la Figura 19, en este caso el desnivel está dado por la resta entre H_2 y H_1 representado por H_x .

2.1.2. Método de nivel de carpintero.

Es un método que emplea el mismo principio del método de la manguera, con la diferencia que en este se utiliza un nivel de carpintero, al método se le debe anexar para su implementación una regla para sostener el nivel o en su defecto un hilo de nylon, su aplicación práctica se indica en la Figura 20.

La altura se determina de igual forma como se ha descrito en el procedimiento anterior, al igual que las curvas de nivel.

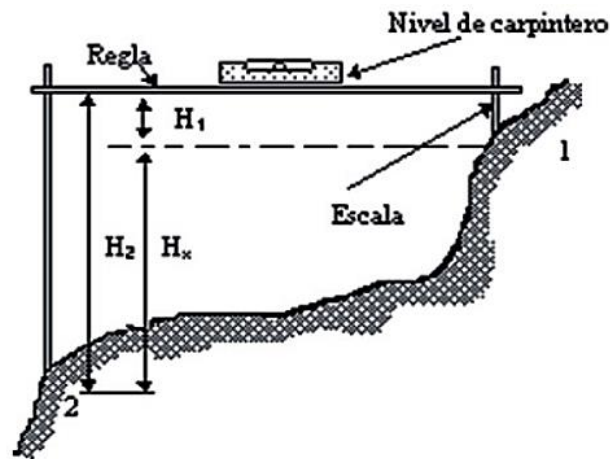


Figura 20. Método del nivel de carpintero.

2.1.3. Método del Inclinómetro.

Este método requiere de algunos cálculos matemáticos para determinar la altura. La Figura 21 nos muestra los parámetros que se requieren conocer para determinar la altura entre los puntos 1 y 2, y su implementación práctica.

Estos parámetros son: los valores de las escalas de apoyo, en el caso, H_1 y H_2 , los ángulos θ_1 y θ_2 , y la distancia L_x , que es la longitud entre los puntos 1 y 2, representada por la cuerda de nylon.

Conocidos estos datos se determina la altura de la siguiente manera:

- Se calcula el promedio entre los ángulos.
- Apoyados en la expresión trigonométrica del seno y el valor de L_x se determina la altura H .
- La altura entre los puntos 1 y 2 es la diferencia entre $(H_x + H_3)$ y H_1
- La altura total del aprovechamiento será la suma de éstas.

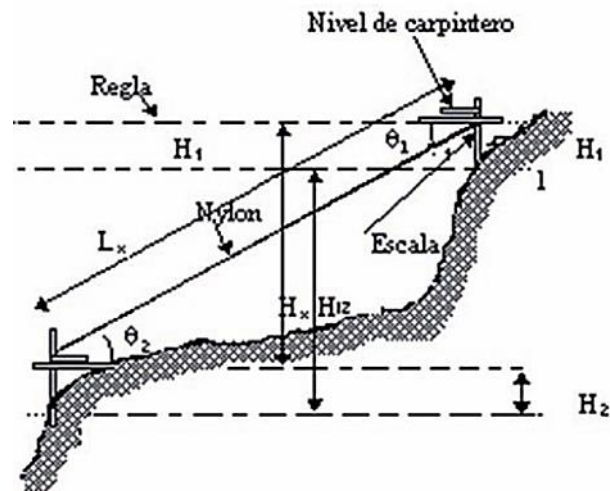


Figura 21. Método del Inclinómetro.

Para facilitar la lectura se ha complementado el nivel con un transportador, que permite en forma más rápida, determinar el ángulo, una apreciación de éste se observa en la Figura 20 y un inclinómetro que se muestra en la Figura 23.

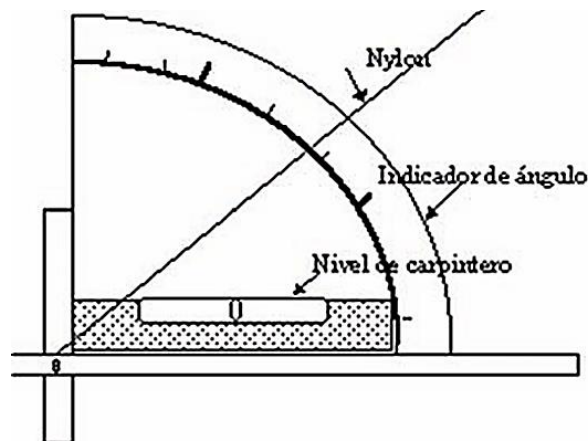


Figura 22. Transportador.

Con este nivel se pueden realizar las siguientes operaciones:

- Lanzar visuales horizontales, para ello se pone en ceros el índice del círculo vertical, se ajusta el tornillo de fijación y luego se toma la visual hasta que ésta quede bisecada por el hilo horizontal.
- Determinar la pendiente o ángulo vertical de una línea; en este caso se da vista y haciendo girar el índice solidario con la burbuja se hace que ésta quede centrada, o sea que se vea bisecada por el hilo horizontal; se lee en el círculo la pendiente o ángulo vertical que tiene la visual.
- Lanzar visuales inclinadas con una pendiente o ángulo vertical dados; en este caso se marca dicha pendiente o ángulo vertical en el círculo vertical (teniendo en cuenta si es positiva o negativa) y se baja o levanta la visual hasta que la burbuja quede bisecada por el hilo horizontal.



Figura 23. Nivel de Abney.

2.1.4. Método del GPS.

En la actualidad, el método del GPS es uno de los más usados y precisos, aunque esto último va a depender del aparato que se esté utilizando para realizar las mediciones de alturas necesarias, ya que este método indica la posición de una persona o lugar mediante la triangulación de los 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.

2.1.5. Método del manómetro.

Es un método bastante sencillo, mide la presión de una columna de agua y toma su equivalente en metros, su representación gráfica se puede observar en la Figura 24. Como se observa, en este método se requiere de un tubo plástico, en el cual se encuentra una columna de agua, al final de ella se coloca un profundímetro que nos indicará la presión ejercida por ésta, en su equivalente en metros, de acuerdo con la siguiente expresión.

$$H = \frac{p}{9.8} [m]$$

Dónde: p es la lectura de la presión en kPa y H es la caída en metros.

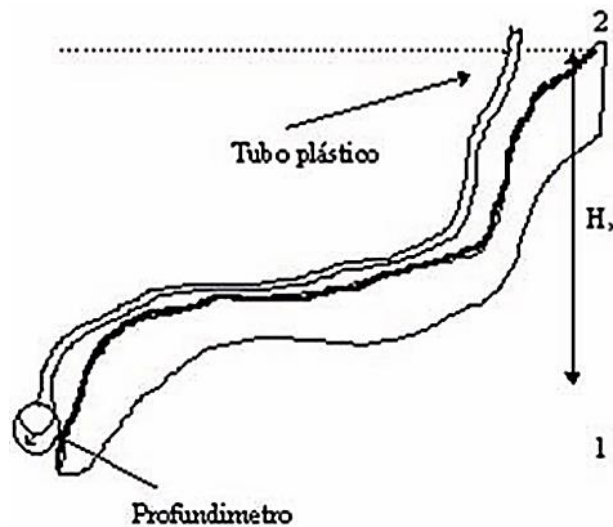


Figura 24. Método del manómetro.

2.1.6. Método del Láser.

Este método es bastante sencillo, pero se requiere de un medidor laser el cual es un instrumento electrónico de medición que calcula la distancia desde el dispositivo hasta el siguiente punto al que se apunte con el mismo.

Existen 2 tipos; de acuerdo a su método de medición: sónicos y por láser. Los primeros utilizan ultrasonido para calcular la distancia y los segundos un rayo láser visible.

Dependiendo del fabricante del dispositivo; algunos poseen nivel digital como el de la Figura 25 y otros el nivel de burbuja, esto con el objetivo de determinar la inclinación a la cual se mide desde el punto de inicio hasta el punto final.

La forma de tomar la lectura se hace directamente desde la pantalla del dispositivo y para medir el desnivel se utiliza el método pitagórico, describiendo el desnivel como el cateto opuesto al ángulo de inclinación del dispositivo dentro de un triángulo rectángulo, cuando el medidor láser no dispone de nivel de inclinación digital, se debe usar un transportador para posera si determinar la inclinación en ángulos y proceder a calcular la altura, la forma de construir el sistema de medición es el mismo al método del carpintero con la única excepción que se sustituye el nivel de burbuja con el medidor láser.



Figura 25. Medidor láser con nivel digital.

La precisión de estos dispositivos es bastante buena, en la gran mayoría la precisión varía milimétricamente el cual es un valor bastante aceptable y la distancia máxima a la cual estos dispositivos pueden medir varía también con respecto al modelo del mismo.

2.1.7. Estación total.

Una estación total es un equipo electrónico utilizado en la mayoría de los casos por un Ingeniero Civil o Topógrafo, usualmente en la construcción de diferentes edificaciones. 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 también es utilizada 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. Los datos recogidos por una estación total tienen la facilidad de ser descargados en una computadora para su posterior procesamiento.

El uso de una estación total en la obtención del salto presenta una gran ventaja en la precisión con la que se determina el valor del mismo, sin embargo, representa un costo mayor en referencia a los métodos anteriores, esto se debe al alto costo que se requiere la adquisición del equipo. 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.



Figura 26. Estación Total.

Seguidamente se presenta una comparativa entre los métodos antes descritos, cabe aclarar que el mejor método a utilizar se basa en los recursos con los que se cuenta para el desarrollo del mismo y teniendo en cuenta que algunos métodos podrían no ser factibles a la hora de aplicarlos en las mediciones de saltos para un proyecto hidroeléctrico a pequeña escala, no así para otro tipo de aplicación.

Tabla 6. Comparativa entre métodos.

Método	Ventajas	Desventajas	Utilización
Método del nivel con manguera.	El método es de fácil aplicación. Sencillo y económico.	El agua dentro de la manguera se derrama.	Es factible.
Método del nivel del carpintero.	Económico. No se necesita personal altamente capacitado.	No se puede usar para medir grandes distancias.	Es poco factible.
Método del Inclinómetro.	Fácil a la hora de tomar los datos. Se pueden tomar valores de distancias e inclinaciones. Se puede usar para medir distancias grandes.	Se necesita un equipo especial. Se debe construir una plataforma firme para ubicar el clinómetro.	Es poco factible.
Método del GPS.	Se puede usar para medir largas distancias entre 2 puntos. No hay necesidad de unir los puntos ni medir la distancia entre ellos.	La señal del satélite podría ser afectada por las características del terreno.	Es muy factible.
Método con distanciómetro láser.	Las mediciones se toman de manera inmediata. Se pueden utilizar en lugares de difícil acceso.	Tiene un límite de distancia máxima El láser debe impactar sobre una superficie sólida.	Es factible.
Estación Total	Resultados con una mejor precisión.	Representa un alto costo. Se necesita de equipo capacitado para su ejecución	Es muy factible.

2.2. Métodos para determinar caudal.

El estudio hidrológico permite determinar parámetros como la potencia y la energía, que son necesarios para el correcto funcionamiento de una PCH a lo largo del tiempo, ya que éstas dependen del comportamiento hidrológico de la zona en donde se encuentran localizadas (Castañeda Acosta, 2016).

En zonas aisladas, los datos hidrológicos son escasos, y en este tipo de proyectos muchas veces se necesitan datos de cuencas pequeñas, donde la información es aún menor.

Para los estudios hidrológicos de una PCH se pueden generar situaciones de falta de datos, y de acuerdo a éstas se presentan las siguientes situaciones: si se tiene información pluviométrica más no hidrológica es posible determinar los caudales máximos, mínimo y medio.

Si no se cuenta con información ni hidrológica y pluviométrica cercana a la bocatoma o si se tiene información de un sitio de la cuenca del afluente alejado de la bocatoma, es posible transponer información de una cuenca vecina o de una cuenca similar (Mora Navarro & Hurtado Liévano, 2004).

Cuando existe información hidrológica la medición de los caudales del río se realiza en las estaciones de aforo, donde se registran los caudales instantáneos que circulan por el tramo del río donde está ubicada la estación y a partir de estos se determinan los caudales máximos, medios y mínimos diarios correspondientes a un gran número de años, con los que se elaboran series temporales agrupadas por años hidrológicos.

La información hidrológica de caudales medios y la probabilidad de ocurrencia de ellos, permite determinar el caudal de diseño, el caudal máximo y su periodo de retorno. Al final, en todo estudio hidrológico, sea teórico o con datos reales de caudales, se obtendrá una serie anual lo suficientemente grande para realizar una distribución estadística que tipifique los años en función de la aportación registrada:

años muy secos, secos, medios, húmedos y muy húmedos (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006).

Si no existen series temporales para el tramo de río en estudio, y si se dispone de tiempo para ello, se pueden medir los caudales a lo largo de un año como mínimo ya que una serie de medidas instantáneas no tienen ningún valor, así mismo aunque existieren se pueden medir los caudales en el río a lo largo de un año y comparar estos datos con las series medidas en las estaciones de aforo, para de esta manera hacer una comparación entre ambas medidas ya que al proyectista se le presentan multitud de configuraciones posibles para explotar el potencial de un determinado tramo de río, y debe escoger, basado en su experiencia y en su talento, aquella que optimice ese potencial.

En el proceso de la caracterización del caudal con que se cuenta en el lugar del proyecto, pueden implementarse diversos métodos para la determinación de los mismos, estos métodos se pueden clasificar como **directos** e **indirectos**.

2.2.1. Métodos Indirectos.

Se consideran métodos indirectos de determinación de caudal aquellos donde no se requiere desplazarse al lugar del proyecto. Generalmente este tipo de métodos son menos precisos que los directos, sin embargo, ofrecen una muy buena aproximación en la entrega de resultados.

Se sugiere la utilización de estos métodos en estudios de prefactibilidad, para poder obtener un primer escenario sobre la caracterización del recurso.

Método Precipitación-Escorrentía.

La aplicación de este método permite obtener un estimado de caudales mensuales o anuales en una cuenca en particular, a partir de la información de la precipitación media de la cuenca.

Para poder aplicar adecuadamente este método se debe delimitar la cuenca de la cual se obtendrá el recurso hídrico, es decir se debe de conocer el área de la misma.

Además, se debe poseer datos de lluvia por un tiempo mínimo de 20 años, de las estaciones meteorológicas del país, estos datos en El Salvador pueden ser obtenidos en el **Servicio Nacional de Estudios Territoriales**, SNET. También se debe de conocer qué estaciones meteorológicas afectan directamente sobre el área de la cuenca, si la cuenca está influenciada por más de una estación meteorológica se deberá calcular el porcentaje del área total de la cuenca en que tiene incidencia cada estación meteorológica.

Comúnmente el proceso anteriormente descrito se realiza con la ayuda de un software, haciendo uso del método de los **Polígonos de Thiessen**.

En el método de los polígonos de Thiessen se delimita el área de influencia de cada estación meteorológica en un polígono como se muestra en la Figura 27. Para determinar las figuras se unen las estaciones con segmentos de rectas, se trazan perpendiculares por la mitad de estos segmentos de recta, dividiendo así los polígonos de influencia de las estaciones.

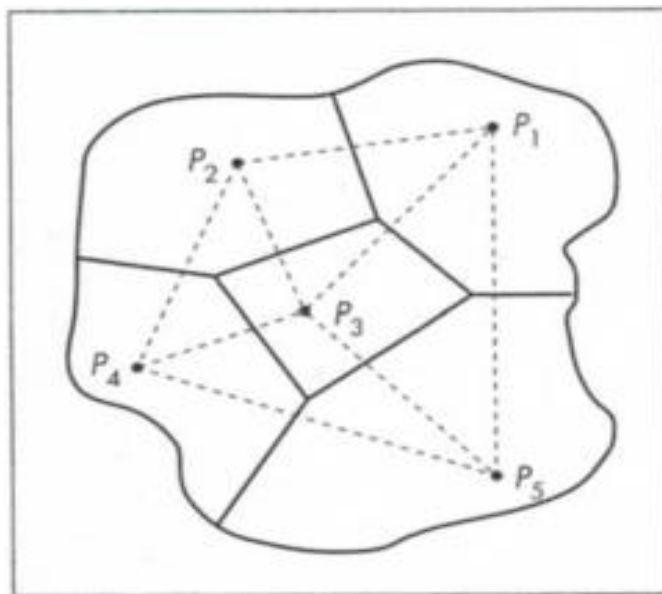


Figura 27. Método de los polígonos de Thiessen.

Si se desea conocer la precipitación se puede calcular de la siguiente manera:

$$P = \frac{\sum(P_i * A_i)}{A_t} \text{ (Ecuación 2.1)}$$

Donde:

A_i : área del polígono de la estación

A_t : área total

P_i : precipitación de la estación

En el caso de la Figura 28, se muestra un mapa del territorio salvadoreño delimitando el área de influencia de las 27 estaciones meteorológicas el cual fue generado con un software de información geográfica (SAGA GIS), de esta manera no sería necesario usar la ecuación antes presentada ni trazar los polígonos sobre el mapa.

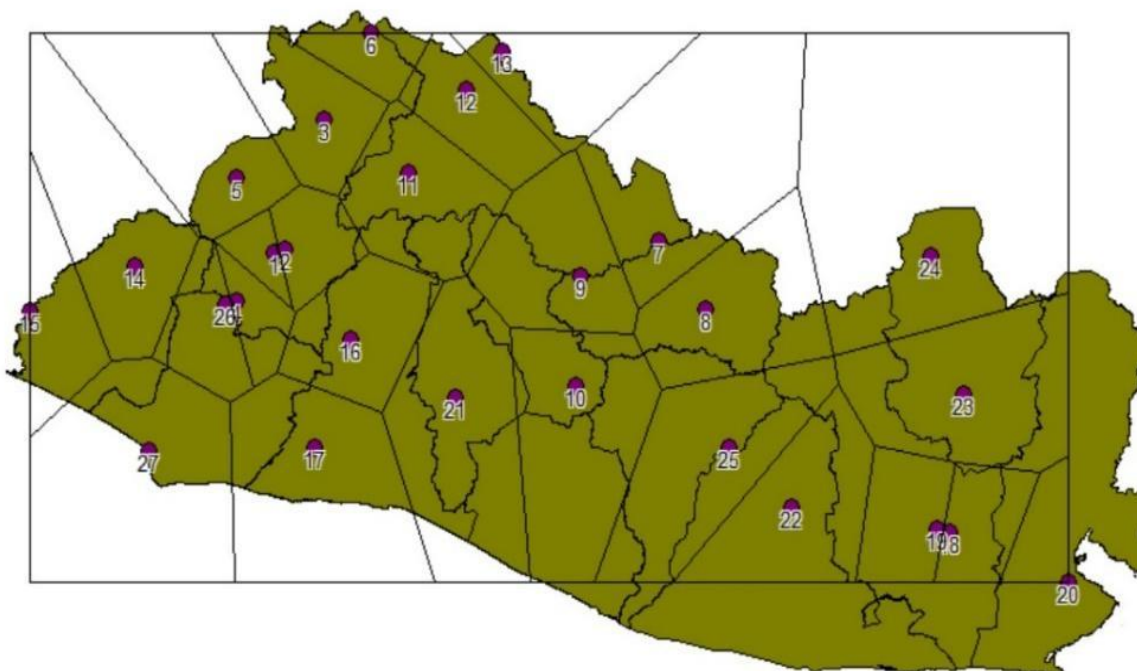


Figura 28. Estaciones meteorológicas delimitadas por polígonos de Thiessen.

A los datos de lluvia mencionados anteriormente se les debe de aplicar un **factor estimado**, que relaciona la lluvia mensual o anual con las escorrentías generadas.

Para poder determinar dichos factores, se analizaron los datos de las estaciones hidrométricas existentes en el país, con todo el período de registros. Se determinaron las relaciones entre las precipitaciones medias y los caudales

mensuales y se establecieron regiones en las cuales el comportamiento es homogéneo (Erazo Chica, 2008).

Aplicación del método.

- 1- Delimitar el área de la cuenca y ubicar la misma en la zona del mapa (Figura 29.) para aplicar el factor estimado.

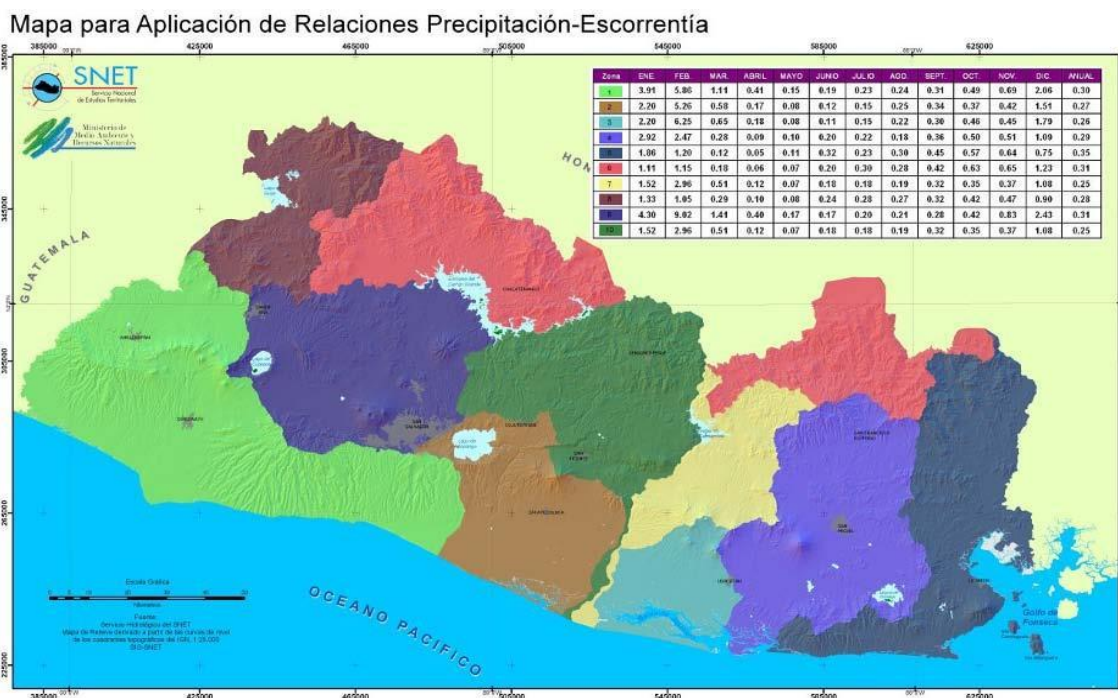


Figura 29. Mapa para aplicación de método Precipitación – Escorrentía

- 2- Según la ubicación en la cuenca en el mapa se deberán aplicar los siguientes factores estimado mensuales, según su respectiva zona (Tabla 7 o Anexo 5).

Tabla 7. Factor estimado, mensual y anual.

Zona	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	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	0.30	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	0.18	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	0.28	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	0.20	0.21	0.28	0.42	0.83	2.43	0.31
10	1.52	2.96	0.51	0.12	0.07	0.18	0.18	0.19	0.32	0.35	0.37	1.08	0.25

Fuente: Servicio Nacional de Estudios Territoriales (SNET).

- 3- Según la información de datos de lluvia, se debe de buscar la estación meteorológica que incide sobre la cuenca, y se debe de estimar para un tiempo mínimo de 20 años, luego se obtiene un promedio de datos de lluvia para los 12 meses del año.
- 4- Para determinar el caudal mensual se aplica la siguiente expresión:

$$Q = \frac{L * F * A * 1000}{D * 86400} \text{ (Ecuación 2.2)}$$

Donde:

Q: Caudal Mensual (m^3/s)

L: Milímetros de lluvia (mm)

F: Factor estimado (adimensional)

A: Área de la cuenca (km^2)

D: Días

Los valores de 1000 y 86400 ubicados en el numerador y denominador respectivamente, son factores de conversión, para obtener el valor del caudal en $\frac{m^3}{s}$. Además, los datos de milímetros de lluvia y días, serán los respectivos para el mes en el cual se desea determinar el caudal.

Curva de duración de caudal de una descarga específica por departamento.

La aplicación de este método es propuesto en un estudio realizado por el JICA en cooperación con el CNE, en el cual se propone una Curva de Caudales Clasificados por cada departamento, considerando una cuenca con una extensión de $100 km^2$, por lo cual será suficiente con realizar una interpolación con áreas de cuencas inferiores, para obtener el caudal de descarga respectivo.

Además, se presenta una tabla donde se puede obtener los datos de descarga mensual para diferentes porcentajes de duración desde el 5% (18 días) al 100% (365 días).

La curva de duración de caudal sin dimensión por departamento en las estaciones de observación de descarga por SNET será útil pero no muy precisa, ya que en términos generales podría dar una sobre estimación de caudales en la ubicación propuesta de la toma para proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas (CNE & JICA, 2012).

Para el cálculo del caudal de diseño para una cuenca con un área conocida se utiliza la siguiente fórmula:

$$Q = A * Q_{sp} \text{ (Ecuación 2.3)}$$

Donde:

Q : Descarga en la ubicación propuesta de la toma (m^3/s)

A : área de captación de la cuenca (km^2)

Q_{sp} : Descarga específica en la zona planificada ($\frac{m^3}{100 s km^2}$)

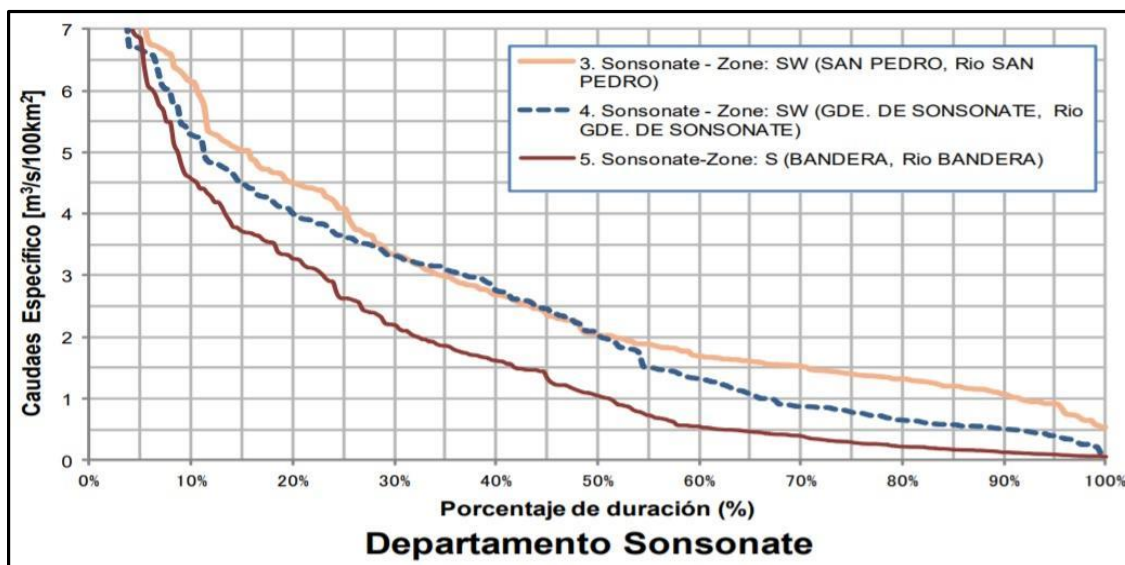


Figura 30. Curva de Caudales Clasificados, Sonsonate.

La ubicación del proyecto modelo desarrollado en esta guía es en el departamento de Sonsonate, por lo cual se necesitara los datos para ese departamento.

La Figura 30 representa la Curva de Caudales Clasificados para el departamento de Sonsonate, así como también la Tabla 8 representa los promedios específicos de descarga para las 4 zonas de estudio del departamento.

Tabla 8. Promedio Especifico de Descargas

Descarga $\left(\frac{m^3}{100 s km^2}\right)$				
Duración	Suroeste 1	Suroeste 2	Sur	Norte
5%	7.221	6.708	6.872	4.609
10%	6.155	5.315	4.600	3.667
15%	5.039	4.493	3.725	3.381
20%	4.511	4.009	3.270	2.856
25%	4.090	3.658	2.628	2.600
30%	3.460	3.329	2.201	2.338
35%	2.994	3.132	1.855	2.212
40%	2.691	2.763	1.618	2.010
45%	2.427	2.466	1.436	1.860
50%	2.035	2.091	1.055	1.550
55%	1.888	1.516	0.727	1.389
60%	1.693	1.324	0.547	1.091
65%	1.614	1.100	0.467	0.877
70%	1.536	0.877	0.396	0.674
75%	1.409	0.790	0.294	0.501
80%	1.321	0.658	0.218	0.441
85%	1.204	0.584	0.175	0.376
90%	1.076	0.516	0.126	0.328
95%	0.920	0.402	0.092	0.286
100%	0.538	0.096	0.055	0.149

Fuente: Guía para el desarrollo de PCH en El Salvador.

2.2.2. Métodos Directos.

Los métodos directos de medición de caudal son vitales para validar la información obtenida mediante métodos indirectos. La implementación de estos métodos debe de hacerse preferentemente durante un tiempo mínimo de un año, en dado caso que no se pueda medir el caudal durante este tiempo; se deberá por lo menos realizar mediciones durante el invierno (Mayo- Octubre) para obtener datos representativos de caudal. Además, se sugiere continuar las mediciones de caudal durante la operación de la PCH, esto con el objetivo de obtener registros del recurso hídrico que puedan ser útiles en proyectos hidroeléctricos cercanos a la zona. A continuación, se describen diferentes métodos para poder medir el caudal directamente.

Método volumétrico: el método volumétrico es uno de los métodos más simples para medir caudal directamente. Este método consiste en desviar todo el caudal a medir hasta un barril; midiendo el tiempo que este tarde en llenarse. Con el dato de tiempo obtenido y conociendo el volumen del barril se puede determinar fácilmente el caudal utilizando la fórmula $Q = V/t$, donde Q: caudal, V: volumen y t: tiempo. La principal desventaja de este método es la acción de desviar todo el caudal a medir, siendo una dificultad para ríos con un caudal relativamente alto, es por ello que este método es recomendable para caudales pequeños (Intermediate Technology Development Group, 1996).

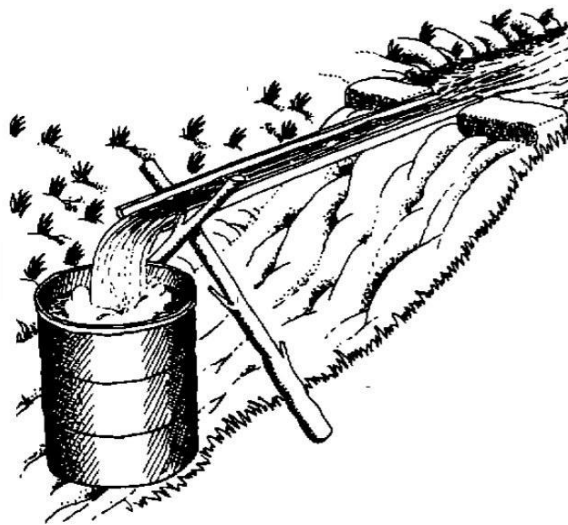


Figura 31. Método volumétrico

Método del área y velocidad: el emplear este método conlleva un poco más de trabajo que el método anterior. Este método se basa en el principio de continuidad, el cual expresa que para un fluido de densidad constante fluyendo a través del área de una sección conocida, el producto del área de la sección por la velocidad media será constante, es decir: $Q = Av = constante$ (Intermediate Technology Development Group, 1996).

Para calcular el área de la sección transversal del río, se divide la misma en n secciones separadas a una misma distancia entre sí (Figura 32), la base de cada sección no debe superar el 10% de la base total del área a medir.

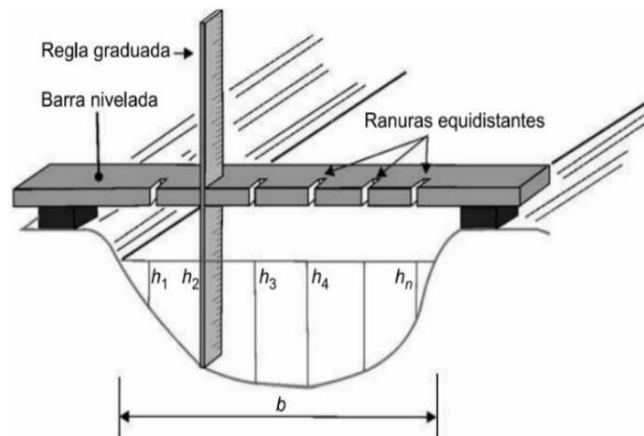


Figura 32. Cálculo de sección transversal

Mediante el uso de reglas graduadas se miden las alturas de cada división de la sección transversal, y se determina el área mediante la ecuación:

$$A = b \frac{h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_n}{n} \text{ (Ecuación 2.4)}$$

Para realizar el cálculo de la velocidad media del agua se puede llevar a cabo mediante la utilización de un correntómetro (Figura 33), los cuales permiten medir la velocidad de la corriente en un número suficiente de puntos de esa sección. El funcionamiento de un correntómetro se basa en la generación de impulsos eléctricos, generados por cada vuelta de la hélice, contabilizando así el número de vueltas en un cierto período de tiempo, para posteriormente obtener el valor de velocidad en la sección de estudio (Carta González, Pérez, Santos, & Castro Gil, 2009).



Figura 33. Correntómetro para medición de velocidad en ríos.

Una vez conocida la velocidad media en una serie de secciones verticales en que se puede dividir el cauce, es posible estimar la velocidad media global como la suma de los productos del área de cada una de las secciones por el valor de sus correspondientes velocidades, dividida por la superficie total de la sección.

Lo anterior se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$v_{mg} = \frac{\sum_{i=1}^n A_i v_i}{A_T} \text{ (Ecuación 2.5)}$$

Donde:

v_{mg} : velocidad media global (m/s)

A_i : área de cada una de las secciones (m^2)

v_i : velocidad de cada una de las secciones (m/s)

A_T : área total (m^2)

A partir de la velocidad media global se puede obtener el caudal total, empleando la ecuación de continuidad para un fluido de densidad constante $Q = Av = constante$.

Método de la solución de sal: la aplicación de este método es muy compleja, sin embargo, presenta el beneficio de obtener errores menores al 5% en las mediciones. El método se basa en el cambio de la conductividad del agua al cambiar el grado de concentración de sal en la misma. De este modo, si se disuelve una masa m de sal en un balde y se vierte la mezcla en una corriente de agua, con ello se provocará un incremento en la conductividad del fluido, ese incremento en la conductividad son los datos que se deben obtener para el posterior cálculo del caudal.

Como se debe de esperar, el incremento de la conductividad dura un cierto tiempo y no es constante durante ese lapso, es decir, que habrá pequeños incrementos al inicio y al final del paso de la "nube" de sal, mientras que habrá un máximo en una situación intermedia (Intermediate Technology Development Group, 1996).

Procedimiento:

- Se debe de realizar una investigación previa sobre cuánto es el caudal aproximado a medir, esto con el objetivo de adquirir la cantidad de sal adecuada para el proceso de medición. La recomendación es usar aproximadamente 100 g de sal por cada $0.10 \frac{m^3}{s}$.
- Realizar el proceso de secado a la sal que se utilizará, a fin de eliminar el error del peso por humedad.
- Medir y registrar la temperatura del caudal de agua.
- Escoger un tramo del río donde haya una velocidad más o menos uniforme. Evitar remansos que puedan retardar el paso de la nube de sal afectando las medidas.
- Se vierte la mezcla de sal y agua en el río, la ubicación del medidor de conductividad se debe ubicar a una distancia entre 30 a 50 metros a partir del punto en donde se vierte la mezcla de sal.

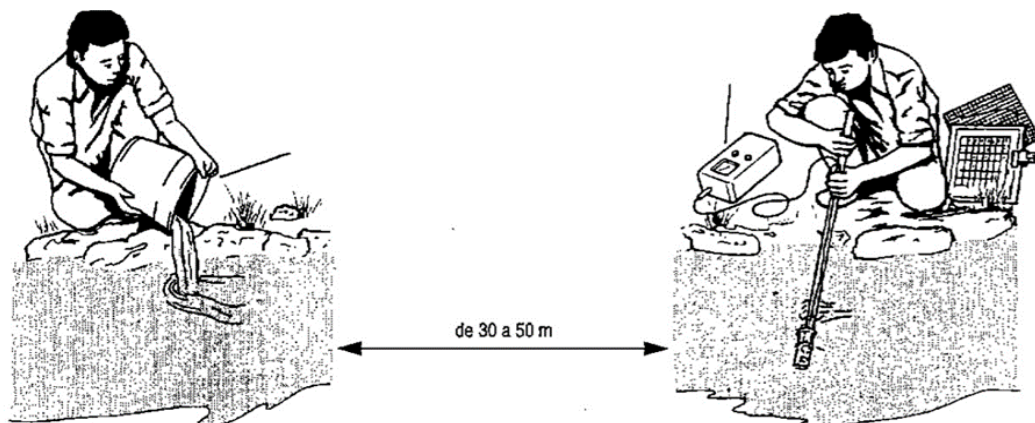


Figura 34. Método de solución de sal.

- Registrar los valores de la conductividad (medida en micro-siemens μS) cada 5 segundos. Para la medición del tiempo se recomienda el uso de un cronómetro con precisión de segundos.

Matemáticamente es demostrable que el caudal a medir se puede calcular con la siguiente expresión:

$$Q = K * \frac{M}{A} \text{ (Ecuación 2.6)}$$

Donde:

Q : Caudal $\left[\frac{l}{s}\right]$

M : Masa de sal [mg]

K : Factor de conversión $\left[\frac{l * \mu S}{mg}\right]$

A : Área bajo la curva del gráfico conductividad vs tiempo $[\mu S * s]$

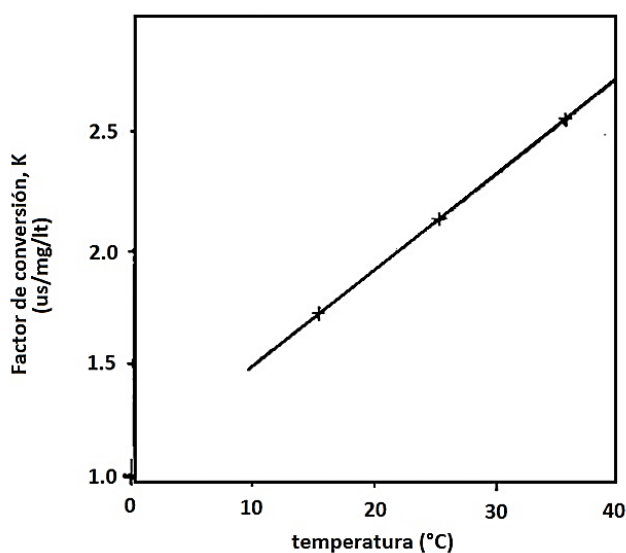


Figura 35. Gráfico K vs Temperatura.

El factor de corrección “K” depende de la temperatura del agua y se obtiene a partir de la Figura 35.

Procesamientos de resultados:

- Graficar los valores obtenidos en un gráfico conductividad vs tiempo.
- Determinar el área encerrada por la curva y trazar una línea recta que une la conductividad base (primer punto leído) con el último.
- Encontrar el factor de corrección K en Figura 35.
- Calcular el caudal utilizando la expresión $Q = K * \frac{M}{A}$

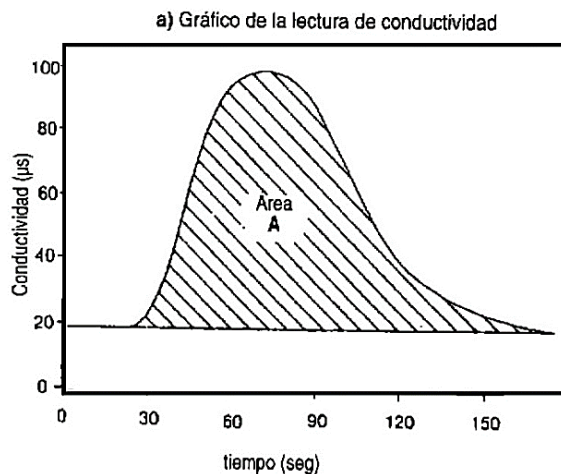


Figura 36. Gráfico Conductividad vs Tiempo.

Método del vertedero de pared delgada: un vertedero es una estructura similar a un muro de baja altura ubicado a lo ancho de un flujo ya sea de un río o un canal. Un vertedero de medición de caudal tiene una muesca a través de la cual toda el agua en la corriente fluye.

Los vertederos son generalmente estructuras temporales y son diseñados de modo que la descarga volumétrica pueda ser determinada por una simple lectura de la diferencia de altura entre el nivel del agua antes del vertedero y el vértice o cresta de este. Para alcanzar mejores resultados hay que utilizar vertederos de pared delgada y además evitar que el sedimento se acumule tras ellos (Intermediate Technology Development Group, 1996).

En el proceso de medición con vertedero se deben de tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Hay que ubicar el vertedero en un punto donde la corriente sea uniforme y esté libre de remolinos.
- La distancia entre el fondo del lecho del río y la cresta del vertedero aguas arriba de este, deberá ser al menos dos veces la altura máxima a medirse.
- No debe haber ninguna obstrucción al paso de agua cerca al vertedero y los lados de este deben estar perfectamente sellados a fin de evitar fugas o goteos.

- La cresta del vertedero deberá ser lo suficientemente alta como para permitir que el agua caiga libremente dejando un espacio bajo el chorro.

Estos vertederos se hacen de plancha de acero, siendo tres tipos de vertederos los de uso más frecuente.

El **vertedero triangular** (Figura 37) mide descargas pequeñas con mayor precisión que los otros tipos. El cálculo de caudal por medio de un vertedero triangular se realiza con la siguiente fórmula $Q = 1.4h^{\frac{5}{2}}$, donde Q es caudal $[\frac{m^3}{s}]$ y h es altura de la cresta $[m]$. Este tipo de vertedero es adecuado para medir caudales entre 0.015 y $0.110 \frac{m^3}{s}$.

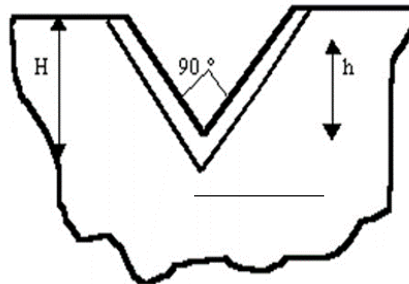


Figura 37. Vertedero triangular.

El **vertedero rectangular**, permite medir descargas mayores que el vertedero triangular, con dicho vertedero se pueden medir caudales entre 0.12 y $1.50 \frac{m^3}{s}$. El caudal en vertederos rectangulares se determina mediante la siguiente expresión: $Q = 1.8(L - 0.2h)h^{\frac{3}{2}}$, donde Q es caudal $[\frac{m^3}{s}]$ h es altura de la cresta $[m]$ y L es longitud de la cresta $[m]$.

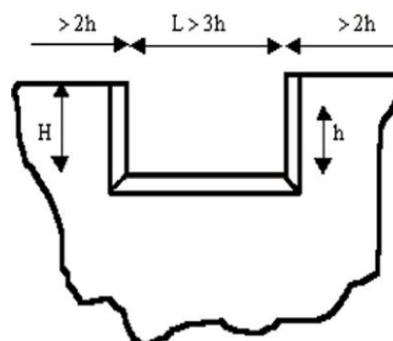


Figura 38. Vertedero rectangular.

El **vertedero trapezoidal** puede compensar las contracciones en los bordes con caudales reducidos, lo cual introduce errores en los vertederos rectangulares. La fórmula para calcular la descarga se simplifica al eliminar el factor de corrección en los vertederos rectangulares, obteniendo la siguiente expresión: $Q = 1.9 * L * h^{\frac{3}{2}}$

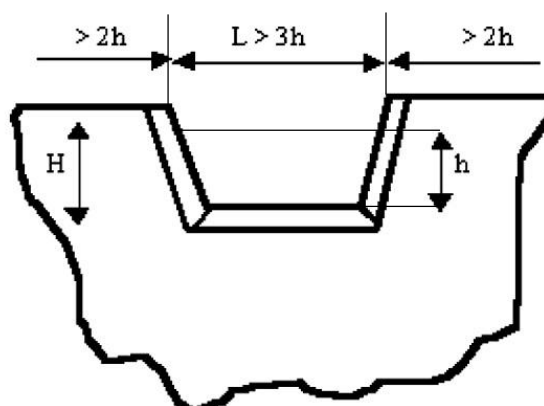


Figura 39. Vertedero trapezoidal.

Las ecuaciones para la mayoría de vertederos de pared delgada por lo general no son precisas para alturas muy pequeñas (menores de 5 cm).

La cresta del vertedero debe ser lo suficientemente ancha para recibir la mayor descarga esperada, por lo tanto es necesario conocer los probables valores del caudal antes de seleccionar o diseñar un vertedero (Intermediate Technology Development Group, 1996).

Tabla 9. Ventajas y desventajas de los métodos de medición de caudal.

Método	Ventajas	Desventajas	Utilización
Método Precipitación Escorrentía	Permite obtener un estimado de caudales mensuales o anuales. Es posible construir las diferentes curvas de caudal e hidrograma sin necesidad de tomar mediciones directas sobre el río.	Se debe delimitar el área de la cuenca. Se deben conocer las estaciones meteorológicas que involucran el área de la cuenca	Es muy factible.
Curva de Caudales Clasificados por Departamento	Es muy práctico, y su ejecución es relativamente rápida.	Se debe de conocer con exactitud las coordenadas del proyecto.	Es factible

Método	Ventajas	Desventajas	Utilización
Método del volumétrico.	<p>El caudal es fácil de calcular, así mismo también la toma de mediciones.</p> <p>No se necesita de personal capacitado para tomar las mediciones.</p> <p>Recomendable para caudales pequeños.</p>	<p>Las mediciones se deben realizar directamente en el río por intervalos de tiempo constante.</p> <p>Se debe desviar todo el cauce del río hacia el recipiente de medición.</p> <p>Poco preciso</p>	No es factible.
Método del área y velocidad	<p>Las mediciones son rápidas y fáciles de obtener.</p> <p>El porcentaje de error en las mediciones es muy bajo.</p> <p>El equipo es fácil de transportar.</p>	<p>Las mediciones se deben realizar directamente en el río.</p> <p>Las mediciones se realizan con equipo especial.</p> <p>Se necesita personal capacitado para la manipulación del equipo.</p>	Es muy factible.
Método de la solución de la sal	<p>La aplicación del método es sencilla.</p> <p>La toma de datos es fácil de realizar gracias al equipo de medición.</p>	<p>La medición se debe realizar rápidamente debido a que el incremento de conductividad del agua es por un tiempo corto.</p> <p>Se debe de realizar una investigación previa sobre cuánto es el caudal aproximado a medir.</p>	Es poco factible.
Método del vertedero de pared delgada.	<p>Se utiliza cuando la profundidad del río es relativamente baja.</p> <p>Permite medir caudales pequeños.</p>	<p>Se debe construir una estructura de vertedero sobre el río.</p> <p>Las ecuaciones para la mayoría de vertederos de pared delgada por lo general no son precisas para alturas muy pequeñas.</p>	Es factible.

2.3. Cálculo de caudal, método precipitación escorrentía.

Con el objetivo de contar con más de una opción para la ejecución del proyecto modelo desarrollado, se presentan 2 alternativas, las cuales representan 2 puntos diferentes de explotación del recurso. Partiendo de la ecuación para calcular caudal presentada en el método precipitación-escorrentía, se procede a determinar el caudal óptimo de operación para 2 posibles puntos de ubicación para la bocatoma.

2.3.1. Área de la cuenca.

Para determinar el área de la cuenca se utilizó un software especializado de uso libre el cual permite la manipulación de datos geográficos. SAGA GIS (acrónimo inglés de System for Automated Geoscientific Analyses o Sistema para Análisis Automatizados Geocientíficos en español) es un software híbrido multiplataforma de información geográfica de uso libre con soporte para datos vectoriales y de tipo raster. Realizando el procedimiento requerido en SAGA, se determinó que el área de la cuenca para la alternativa 1 (Figura 40) es de 6.83 km^2 .

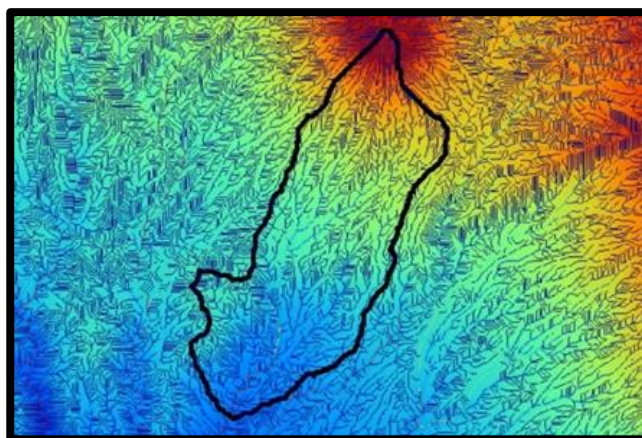


Figura 40. Cuenca, alternativa 1

La ubicación de la cuenca se encuentra en el área 1 del mapa mostrado en la Figura 29 por lo cual se usarán los factores estimados (**F**) correspondientes a esa área, además, la estación meteorológica de “Los Naranjos” es la que influye directamente sobre la cuenca, es decir que se necesitarán los datos de lluvia de esa estación para poder llevar a cabo la estimación de caudal. A continuación, se calcula el caudal medio mensual, que se podría obtener en la cuenca en estudio.

Tabla 10. Caudales mensuales alternativa 1.

Promedio mensual de mm de lluvia		Días	F	Caudal m^3/s
Mes	Precipitación			
Enero	1.8050	31	3.9	0.0180
Febrero	5.3100	28	5.9	0.0879
Marzo	14.1950	31	1.1	0.0402
Abril	72.3650	30	0.4	0.0782
Mayo	259.9300	31	0.2	0.0995
Junio	420.3800	30	0.2	0.2106
Julio	342.7250	31	0.2	0.2011
Agosto	392.3650	31	0.2	0.2403
Septiembre	448.9100	30	0.3	0.3669
Octubre	270.1150	31	0.5	0.3377
Noviembre	61.6600	30	0.7	0.1122
Diciembre	17.9650	31	2.1	0.0944

Los datos de precipitación mostrados en la tabla anterior es un promedio mensual a partir del año 1991 hasta 2010.

2.3.2. Hidrograma.

El Hidrograma es la representación gráfica del registro de caudales medios sobre la base de periodos (días, meses, años) durante un tiempo de medición (periodo). La representación gráfica se hace con base en mediciones de caudal, con el apoyo de equipo que permite su registro, o en su defecto con mediciones periódicas y registro del mismo; en tal caso se obtiene que el hidrograma de caudales medios diarios, mensuales u otro periodo, resaltando los valores de caudal pico o de creciente, el caudal mínimo y el medio (Ortiz Flórez, 2011).

El Hidrograma se realiza para tener una mejor apreciación del comportamiento del río a lo largo de los años.

A partir de la Tabla 10 se genera el hidrograma mostrado a continuación:

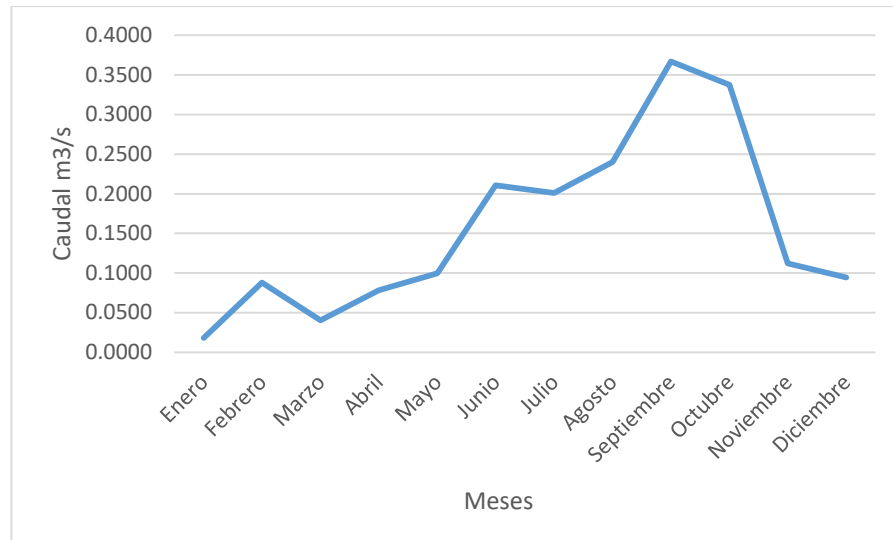


Figura 41. Hidrograma, alternativa 1.

2.3.3. Curva de Caudales Clasificados.

También es posible ordenar las series de datos de caudal mediante diagramas de frecuencia acumuladas en lugar de orden cronológico. Para ello se utilizan las denominadas curvas de caudales clasificados (CCC). **Dichas curvas indican el porcentaje de tiempo en el que se alcanza o se supera un cierto valor del caudal.** En la Figura 42 se muestra una CCC, donde en el eje de las ordenadas se representa el caudal y en las abscisas los días de ocurrencia (Carta González, Pérez, Santos, & Castro Gil, 2009).

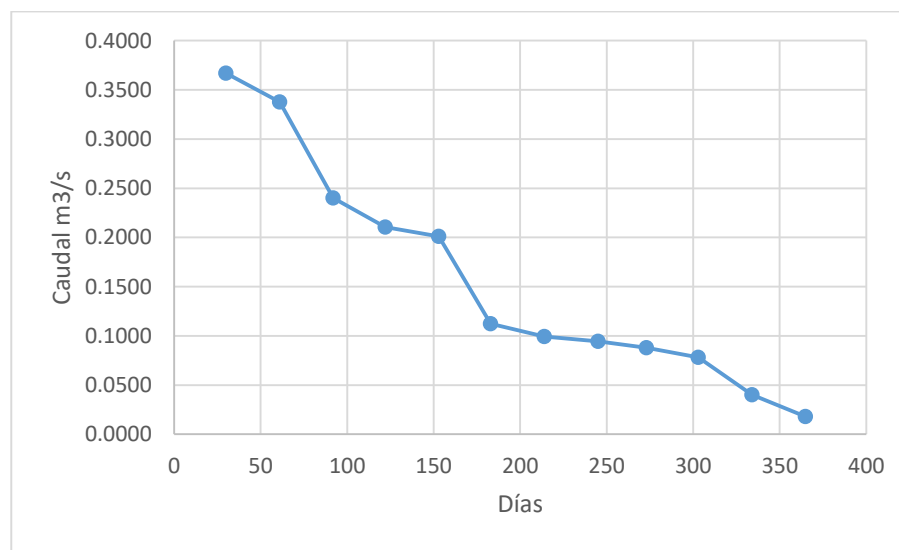


Figura 42. Curva de Caudales Clasificados, alternativa 1.

Para efectos de cálculos se le ha construido una línea de tendencia, así también se ha generado una relación entre el caudal y el número de días, obteniendo así lo siguiente.

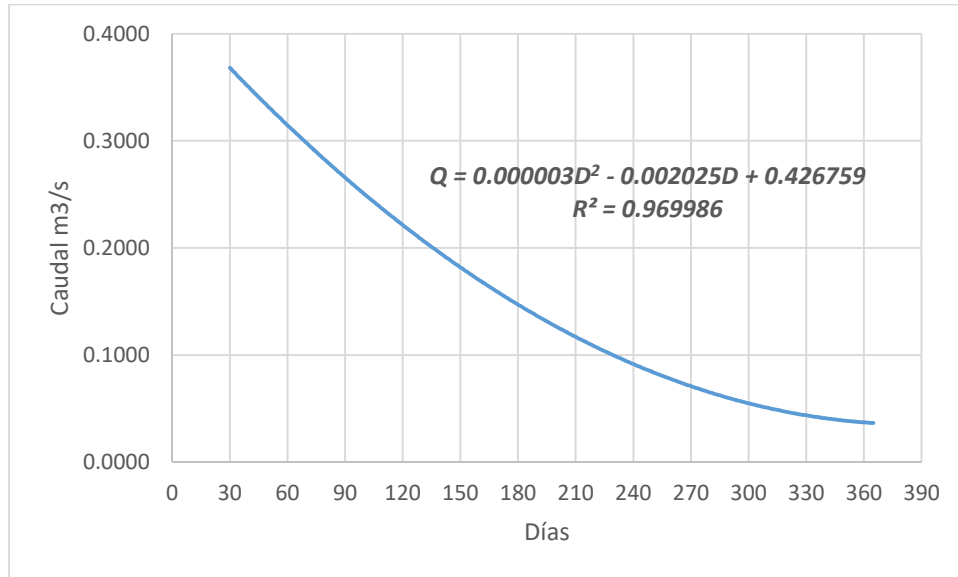


Figura 43. Línea de tendencia Curva de Caudales Clasificados, alternativa 1.

2.3.4. Cálculo de caudal óptimo.

Luego de construir la Curva de Caudales Clasificados se procede a determinar cuál será el caudal óptimo. El caudal óptimo será el caudal que entregue la mayor energía para un tiempo estipulado. Se parte de la ecuación de potencia, expuesta iniciando éste capítulo $P = \gamma QH$, si se multiplica esta expresión por el tiempo se obtiene, $\frac{P}{t} = \gamma QHt$ se conoce que el cociente entre potencia y tiempo es energía, por lo tanto $E = \gamma QHt$, hasta el momento no se conoce cuál es el salto en el punto de estudio, por lo tanto se indica la energía por unidad de altura como:

$$\frac{E}{H} = E' = \gamma Qt \text{ (Ecuación 2.7)}$$

Se ha sustituido la variable t por la variable D (días) multiplicada por 24, para obtener así las horas en las que se contaría con ese caudal.

$$E' = 24 * 9.81 * Q * D$$

$$E' = 235.44 * Q * D \text{ (Ecuación 2.8)}$$

A partir de la ecuación generada de la Figura 43, se sustituye la variable caudal, para obtener una ecuación en función de una sola variable.

De la Curva de Caudales Clasificados de la primera alternativa, se obtiene:

$$Q = 0.000003D^2 - 0.002025D + 0.426759 \text{ (Ecuación 2.9)}$$

Sustituyendo:

$$E' = 235.44 * Q * D$$

$$E' = 235.44 * (0.000003D^2 - 0.002025D + 0.426759) * D$$

Operando y reordenando:

$$E' = 0.00070632D^3 - 0.476766D^2 + 100.4761D$$

Realizando operaciones básicas de cálculo, se determina cuál será el número de días que entregue el máximo valor de energía por unidad de longitud. Es decir:

$$\frac{d(E')}{dD} = 0$$

Al realizar el procedimiento se obtiene un valor de 167 días, luego se sustituye este valor para determinar el valor de caudal.

$$Q = 0.000003(167)^2 - 0.002025(167) + 0.426759$$

$$Q = 0.1712 \text{ m}^3/\text{s}$$

Por lo tanto, el caudal óptimo de generación es de $0.1712 \frac{\text{m}^3}{\text{s}}$, durante un tiempo de 167 días.

Mencionar que es de suma importancia plantear más de una alternativa para la ejecución del proyecto, a continuación, se presenta la segunda alternativa de estudio del recurso hídrico, aclarando que se han seguido los mismos pasos que para la alternativa anterior. Para la creación de la segunda alternativa se visualizó un sitio con un mayor caudal, esto es evidente debido a su mayor área de cuenca,

se localiza abajo del primer punto en estudio. Al hacer el análisis de la cuenca mediante el software SAGA GIS, se obtuvo la cuenca mostrada en la Figura 44.

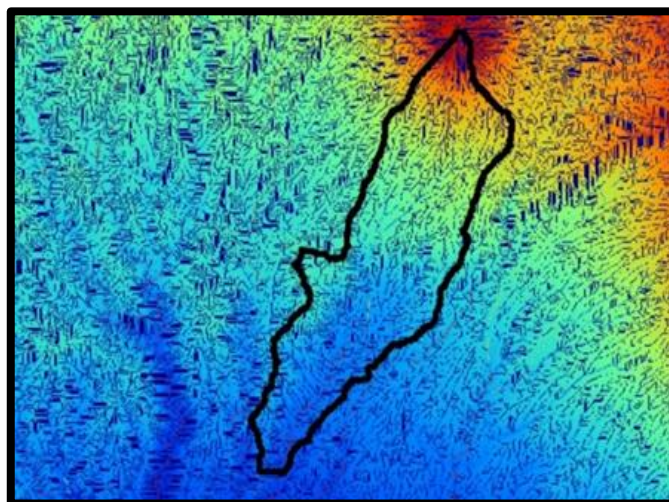


Figura 44. Cuenca, alternativa 2.

El área de la cuenca es de 8.17 km^2 , aproximadamente un 20% más grande que la cuenca de la alternativa 1. Al aplicar el método de Precipitación-Escorrentía, se obtienen los siguientes valores de caudal medio mensual.

Tabla 11. Caudales mensuales, alternativa 2.

Promedio mensual de mm de lluvia		Días	F	Caudal m^3/s
Mes	Precipitación			
Enero	1.8050	31	3.9	0.0215
Febrero	5.3100	28	5.9	0.1051
Marzo	14.1950	31	1.1	0.0481
Abril	72.3650	30	0.4	0.0936
Mayo	259.9300	31	0.2	0.1190
Junio	420.3800	30	0.2	0.2519
Julio	342.7250	31	0.2	0.2406
Agosto	392.3650	31	0.2	0.2874
Septiembre	448.9100	30	0.3	0.4388
Octubre	270.1150	31	0.5	0.4039
Noviembre	61.6600	30	0.7	0.1342
Diciembre	17.9650	31	2.1	0.1129

Se espera que el valor del caudal mensual sea un 20% más que los valores obtenidos en la alternativa uno, esto se debe a que sólo el valor del área de la cuenca es lo que cambia entre el análisis de las alternativas. A partir de los valores de caudal mensual se construye el Hidrograma, en el cual se puede apreciar que el mes que presenta mayor caudal es el mes de septiembre.

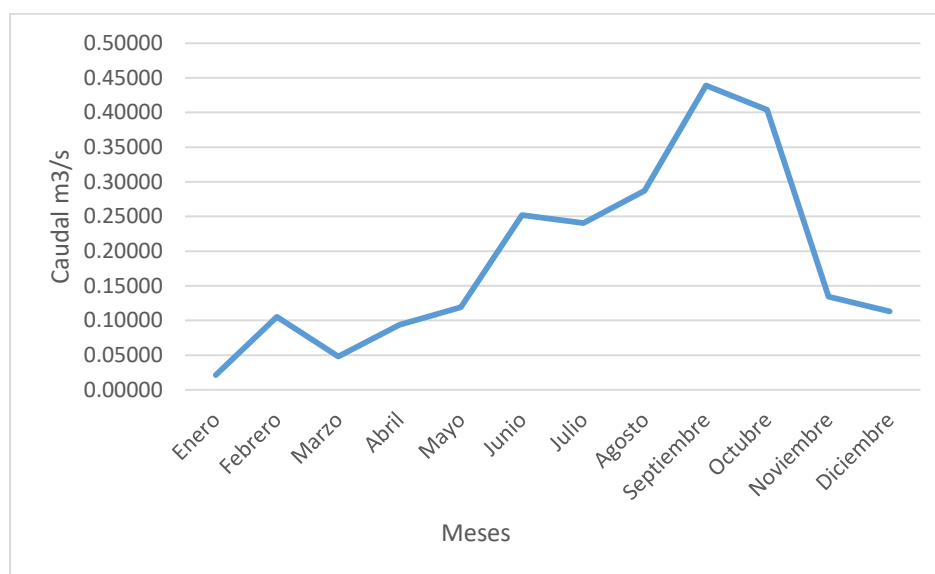


Figura 45. Hidrograma, alternativa 2.

A partir de la CCC (Figura 46) se obtiene la relación que será utilizada para el cálculo del caudal óptimo, el cual dará el máximo de energía.

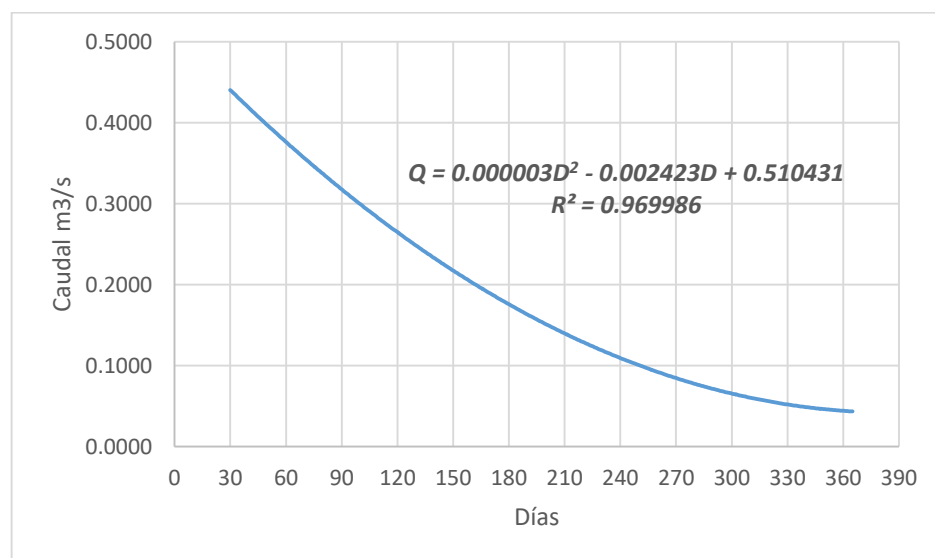


Figura 46. Línea de tendencia CCC, alternativa 2.

Se aplica el proceso para el cálculo del caudal que entregue la mayor energía, ejecutando el proceso matemático mostrado anteriormente en el desarrollo de la primera alternativa, a continuación, se presenta un cuadro resumen de las características de las 2 alternativas analizadas.

Tabla 12. Alternativas analizadas.

Alternativa	1	2
Área	6.83 km ²	8.17 km ²
Área de factor estimado	1	1
Estación Meteorológica de influencia	Los Naranjos	Los Naranjos
Caudal Óptimo de generación	0.1712 m ³ /s	0.2253 m ³ /s
Caudal Ecológico	0.0257 m ³ /s	0.0338 m ³ /s
Caudal de diseño	0.1455 m ³ /s	0.1915 m ³ /s

El valor de caudal ecológico presentado en la Tabla 12 representa el 15% del caudal óptimo de generación, por lo cual el caudal de diseño será la resta entre el caudal óptimo y el caudal ecológico. En el proceso de cálculo del caudal óptimo de generación mostrado anteriormente, fue realizado con valores de precipitación mensual. A continuación, se presentan los resultados obtenidos utilizando valores diarios de precipitación. Los datos de precipitación diaria fueron proporcionados por el **Observatorio Ambiental del Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN)**. Para obtener el caudal diario se utiliza la ecuación 2.2.

$$Q = \frac{L * F * A * 1000}{86400}$$

Donde:

Q: Caudal Mensual [m³/s]

L: Milímetros de lluvia [mm]

F: Factor estimado [adimensional]

A: Área de la cuenca [km²]

A diferencia de la fórmula utilizada para el cálculo del caudal diario, ésta difiere con que no cuenta con el número de días en el denominador, esto debido a que el caudal que se requiere calcular es diario. Además, es de considerar una posible causa de error en los resultados de caudal diario obtenido, esto debido a que se cuenta con un factor estimado mensual y no diario. Para facilidad en el procesamiento de datos se sugiere el uso de una hoja de cálculo, ya que se obtendrían 365 valores diferentes de caudal. A continuación, se presentan la CCC para ambas alternativas:

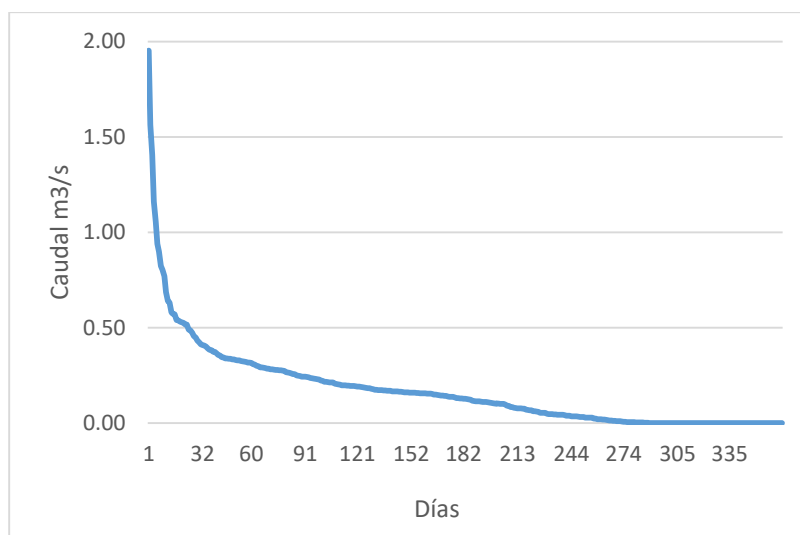


Figura 47. CCC Alternativa 1.

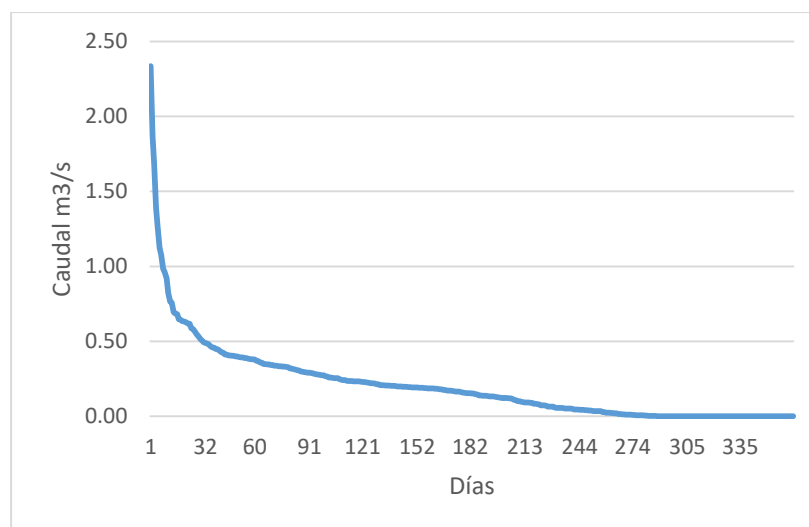


Figura 48. CCC Alternativa 2.

Las CCC en ambas alternativas presentan una gran semejanza, ya que (como se presentó anteriormente) la única diferencia entre las alternativas es el área de captación de la cuenca, sin embargo, se evidencia diferencia entre las generadas con los datos mensuales de precipitación.

El proceso de obtención del caudal de diseño cuando se cuentan con datos de precipitación diaria es diferente al anterior mostrado, en este caso no será necesario el proceso de generar una relación entre la energía máxima generada y el caudal, bastará con ordenar los datos de caudal obtenidos y verificar que caudal entrega la mayor energía, para ello se sugiere el uso de una hoja de cálculo para facilitar el análisis.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

$$\textbf{Alternativa 1: } Q_O = 0.1537 \text{ m}^3/\text{s} \quad Q_E = 0.0230 \text{ m}^3/\text{s} \quad Q_D = 0.1307 \text{ m}^3/\text{s}$$

$$\textbf{Alternativa 2: } Q_O = 0.1838 \text{ m}^3/\text{s} \quad Q_E = 0.0276 \text{ m}^3/\text{s} \quad Q_D = 0.1562 \text{ m}^3/\text{s}$$

Donde:

Q_O : Caudal óptimo

Q_E : Caudal ecológico

Q_D : Caudal de diseño

2.4. Cálculo de caudal, método de CCC por departamento.

El primer paso de este método es obtener el valor de la descarga para una cuenca de 100 km^2 , para ello se utilizarán los datos presentados en la Tabla 8, en específico los mostrados en la zona norte, ya que esta zona es la más cercana al punto de estudio del ejemplo en desarrollo.

Para poder determinar el valor de la descarga se realizará la CCC para estas condiciones.

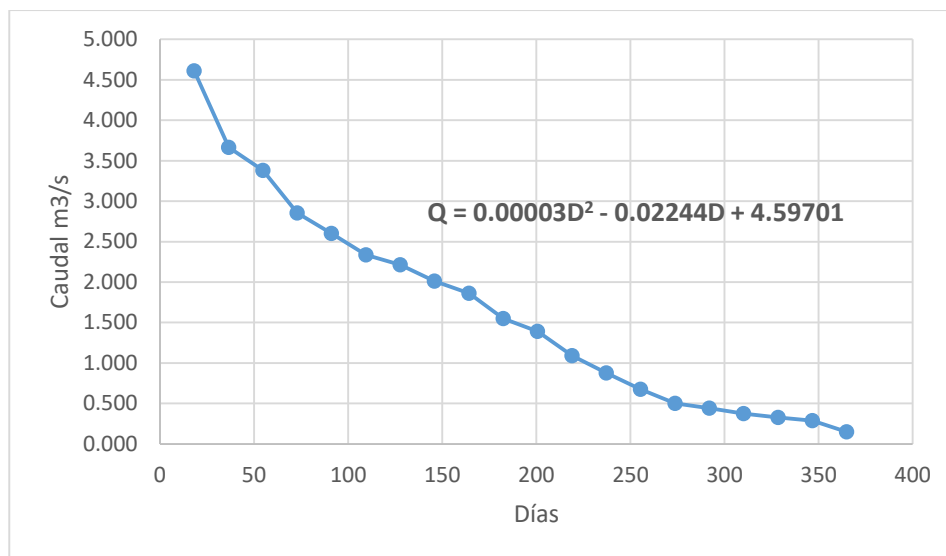


Figura 49. Curva de Caudales Clasificados para cuenca de 100 km²

A partir de la ecuación que se obtiene de la CCC, se realiza el mismo procedimiento planteado en el método de Precipitación-Escorrentía para calcular el caudal óptimo, por lo cual el resultado es el siguiente.

$$Q_{sp} = 1.99340 \frac{m^3/s}{100km^2}$$

Este valor representa que para una cuenca de 100 kilómetros cuadrados se obtendría un caudal óptimo de generación cercano a los 2 metros cúbicos por segundo, por lo cual sólo resta adaptar este dato al valor del área de cada una de las cuencas en estudio. Por lo tanto, el caudal óptimo de generación para cada una de las alternativas es el siguiente.

Tabla 13. Resultados del método de CCC por departamento.

Alternativa	Área de cuenta km ²	Caudal óptimo m ³ /s
1	6.83	0.1361
2	8.17	0.1628

2.5. Determinación de caudal, método área y velocidad.

Durante la aplicación de este método se realizó una inspección de campo para determinar los lugares idóneos para realizar las mediciones, de la cual se obtuvo el resultado para la alternativa 2, la cual presenta condiciones más favorables para realizar las mediciones, por lo cual sólo se cuenta con datos de caudal para esta

alternativa. El objetivo principal de la implementación de este método fue el de adquirir la experiencia en la ejecución del mismo. En la ejecución del método se lograron realizar 5 mediciones, los resultados obtenidos en las mismas se presentan a continuación.

Tabla 14. Resultados de caudal por método de área y velocidad.

Fecha	Área m^2	Velocidad m^3/s	Caudal m^3/s
19/07/2019	0.6900	0.4414	0.3046
26/07/2019	0.6609	0.3946	0.2608
09/08/2019	0.6816	0.4633	0.3158
02/09/2019	0.7146	0.4087	0.2921
04/10/2019	0.8618	0.5106	0.4401

La correcta selección de la alternativa a ejecutar se basa en una evaluación técnica y económica de cada alternativa disponible. Ante esto, en el proyecto modelo ejecutado se decide por la alternativa 1, esto debido a que en la alternativa 2 buena parte de las obras civiles se encuentra en terreno ajeno, lo cual imposibilita la ejecución de esta alternativa. Los capítulos restantes estarán basados en los datos obtenidos de la alternativa 1.

Por lo anterior los elementos de obras civiles descritos en el próximo capítulo serán diseñados en base al valor de caudal de diseño de la alternativa, el cual fue obtenido mediante el método de precipitación-escorrentía mediante los datos diarios de lluvia, el valor de $Q_D = 0.1307 \frac{m^3}{s}$. Se decide utilizar este valor ya que se considera que es el que representa menor porcentaje de error, sin embargo, el utilizar el resultado de los otros métodos no estaría mal ya que los resultados obtenidos son muy similares.

Capítulo 3. Obras Civiles.

Un pequeño aprovechamiento hidráulico incluye un número de estructuras, cuyo diseño está condicionado por el tipo de aprovechamiento, las condiciones locales, el acceso a los materiales de construcción e incluso por las tradiciones arquitecturales del país o región (Hydropower A. E., 2006).

A continuación, se indican las estructuras civiles más comunes en un aprovechamiento hidráulico:

Estructura de derivación:

- Presa o azud
- Aliviadero
- Dispositivos para disipar la energía
- Pasos de peces
- Alimentadores del caudal ecológico

Conducciones hidráulicas:

- Toma de agua.
- Canales.
- Túneles.
- Tuberías forzadas.
- Casa de máquinas.

La gran mayoría de los pequeños aprovechamientos son de los llamados de agua fluyente, en los que la electricidad se genera mientras fluye el agua por el cauce, y dejan de hacerlo cuando el caudal es inferior al mínimo técnico de las turbinas que lo equipan. En estos aprovechamientos, se levanta en el cauce una estructura que permita desviar un cierto caudal para conducirlo a la central. En su versión más elemental esa estructura es un simple obstáculo, capaz de remansar el agua, para poder derivar el caudal deseado y sobre el que continúa pasando agua. Cuando el aprovechamiento es de mayor importancia, ese obstáculo pasa a ser una presa, generalmente de poca altura, conocida como azud (del árabe “sudd”), cuya misión,

no es almacenar agua sino remansarla para que pueda ser derivada en condiciones favorables (Hydropower A. E., 2006).

Las obras de captación por derivación a filo de agua, captan el recurso del afluente sin almacenamiento, aprovechando el caudal que hay en el momento dado.

Estas obras deben cumplir las siguientes condiciones:

- Con cualquier calado del río deben captar una cantidad prácticamente constante de caudal.
- Deben impedir al máximo la entrada a la conducción de material sólido, flotante o en suspensión y hacer que éste siga por el cauce.
- La obra debe ser lo más sencilla posible favoreciendo su mantenimiento.

3.1. Ubicación del proyecto modelo.

En este apartado se especifica la ubicación del proyecto, se debe detallar lo mejor posible la ubicación en la cual se planea desarrollar la PCH, además de delimitarla dentro de un mapa o una representación tipo vista aérea para establecer la envergadura del proyecto, además las regiones hidrográficas de El Salvador, se determinan por medio de la delimitación de las cuencas de los principales ríos del país, existen 11 regiones delimitadas y se identifican por el nombre de los principales ríos como se muestra en la Tabla 15.

Dentro de las 11 regiones más importantes se pueden mencionar la región **A** que es la que identifica toda la región del río Lempa con una extensión de $10,082 \text{ km}^2$, representado aproximadamente el 48% del territorio nacional, información que puede ser encontrada en el documento denominado “Clasificación de ríos por cuencas hidrográficas de El Salvador, C.A.”, el cual es una compilación de información relacionada a estudios de Recursos Hídricos (fuentes de abastecimiento de agua, ríos y quebradas) clasificada por cuencas hidrográficas formando parte del material informativo de la Dirección General de Ordenamiento Forestal, Cuencas y Riego (DGFCR) del Ministerio de Agricultura y Ganadería (MAG), el cual puede ser consultado por cualquier sector de la población.

Para el desarrollo de esta guía se utilizó la región **D** ubicada en el departamento de Sonsonate y en la cual se encuentra ubicado el río Mendoza.

Tabla 15. Regiones Hidrográficas de El Salvador (según MAG).

Regiones Hidrográficas de El Salvador		
1	Región A	Río Lempa
2	Región B	Río Paz
3	Región C	Río Cara Sucia
4	Región D	Río Grande de Sonsonate
5	Región E	Río Mandinga
6	Región F	Río Jiboa
7	Región G	Estero de Jaltepeque
8	Región H	Bahía de Jiquilisco
9	Región I	Río Grande de San Miguel
10	Región J	Río Sirama
11	Región K	Río Goascorán

Fuente: Ministerio de Agricultura y Ganadería.

El municipio de Juayúa posee un porcentaje de planicies muy bajo; comparativamente con la Región es un territorio “muy montañoso” y esto puede observarse en la Figura 50, la cual pertenece a diferentes partes del recorrido que se realizó a lo largo del río Mendoza. Las zonas de planicies en Juayúa alcanzan una superficie aproximada de 482 ha, y están dispersas en tres pequeñas porciones dentro del municipio. El mayor porcentaje de planicies se extiende en los alrededores del cerro Los Naranjos, específicamente en el extremo noreste del municipio, cerca del límite con el municipio de Santa Ana; otras dos porciones de planicies se identifican al centro del territorio, en el Cantón San José La Majada y otra parte en la zona suroeste del territorio, al sur del núcleo urbano de Juayúa.



Figura 50. Cauce del río Mendoza y vegetación circundante.

Entre los ríos que se destacan dentro del territorio municipal de Juayúa se encuentran los siguientes: río Santa Lucía y río Bebedero, ambos afluentes del río Sensunapán. También río Oculta y río Mendoza. Todos los anteriores están identificados en la parte sur del municipio.

Como se mencionó en el capítulo anterior se desarrollará la propuesta para el punto 1 y para esto se llevó a cabo el reconocimiento de campo en donde; la Figura 51 muestra una vista aérea que sugiere la ubicación de las obras civiles para una PCH.



Figura 51. Posible configuración de la PCH.

3.2. Estructuras de toma de agua.

Una toma de agua tiene que desviar el caudal requerido para generar la energía, respetando el medio ambiente en que se integra, con la mínima pérdida de carga posible y sea cual sea la altura de la lámina de agua en el río. La toma actúa como zona de transición entre un curso de agua, que puede ser un río tranquilo o un torrente turbulento, y el canal de derivación por donde circula un caudal de agua, que debe estar controlado, tanto en cantidad como en calidad. Su diseño, basado

en consideraciones geomorfológicas, hidráulicas, estructurales y económicas, requiere un cuidado especial para evitar problemas de funcionamiento y conservación a todo lo largo de la vida de la central.

La ubicación de la toma depende de factores variados como la geometría del río, condiciones geotécnicas, consideraciones medioambientales (especialmente los relacionados con la conservación de los peces), exclusión de sedimentos y donde resulta necesario, formación de hielo, que en caso de nuestro país no resultaría necesario tomarlo en cuenta.

La orientación de la entrada con respecto a la dirección de la corriente es crucial; de cómo esté orientada dependerá que se acumule o no la broza delante de la rejilla, lo que puede originar que no se den pocas paradas y esto incurrir en elevados costos de mantenimiento.

Lo primero que se debe hacer es identificar el tipo de toma de agua que necesita el aprovechamiento. Pese a la gran variedad de tomas existentes, estas pueden clasificarse con arreglo a los siguientes criterios (Hydropower A. E., 2006):

- Cámara de carga: La toma de agua alimenta directamente la tubería forzada por la que el agua circula a presión. En todo caso, al final del canal siempre habrá una cámara de carga de la que arranca la tubería forzada.
- Cámara de transferencia: La toma de agua alimenta un conducto abierto de agua; un canal o un túnel, que termina en una cámara de carga de la que arranca la tubería forzada.

La toma de agua más frecuente es la toma lateral. Se debe ubicar, si es posible, en el borde exterior de una curva del cauce, para evitar la entrada de broza y los arrastres de fondo, o intercalar un canal de sedimentación o desarenador.

Para el caso de esta guía se tomará un ejemplo que se adapte y cumpla con las especificaciones de pendiente del cauce y anchura del cauce, sin embargo, se

procederá a mencionar algunas sugerencias encontradas en la bibliografía que ayudarán a optar por la estructura que mejor convenga en el proyecto.

Tabla 16. Clasificación de tomas de agua.

Tipo de Toma	Pendiente del cauce (J).	Ancho del cauce (B).	Planta del cauce.	Transporte de sedimentos.
Lateral	0.001% < J < 10 % 0.01% < J < 10 %	Todos los anchos B < 50 m	El tramo curvo es óptimo El tramo puede ser rectilíneo, pero con contramedidas	Pocos detritos flotantes y fuerte carga de fondo
Frontal	0.01% < J < 10 %	B < 50 m	Rectilíneo es óptimo Curvo con contramedidas	Si hay carga de fondos; purga continua
Montaña	preferible J > 10% posible desde 2.5%	B < 50 m	Rectilíneo	Detritos de grano grueso

Fuente: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, construcción paso a paso.

La captación puede realizarse directamente sin ninguna obra o barraje en el cauce, aunque es más común y conveniente construir una presa cerrando este. El barraje es una estructura de derivación que sirve para elevar el nivel de las aguas y se construye en sentido transversal al río con fines de captación, siempre y cuando sea necesario, es decir, en aquellos casos en que el tirante del río no sea lo suficientemente grande y no abastezca los requisitos de captación. Dependiendo de la relación entre los caudales del río y la captación, algunas veces (cuando el tirante del río permite el acceso al caudal de diseño a través de la ventana de captación, es decir cuando la cota del río es mayor que la cota inferior de la ventana de captación), no es imprescindible construir el barraje (Coz, 1995).

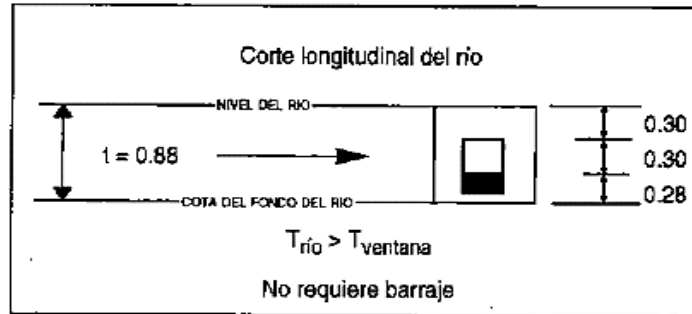


Figura 52. Ejemplo de no barraje en una bocatoma.

Los barrajes pueden tomar diferentes nombres: barrajes de derivación, vertederos de derivación, cortinas, presas derivadoras, tanques o azudes. En el caso que no se necesiten barrajes, el caudal es llevado directamente, por un canal lateral; sin embargo, la obra está expuesta a deterioro por avenidas del río. Esta captación se denomina toma lateral con espigones (Figura 53).

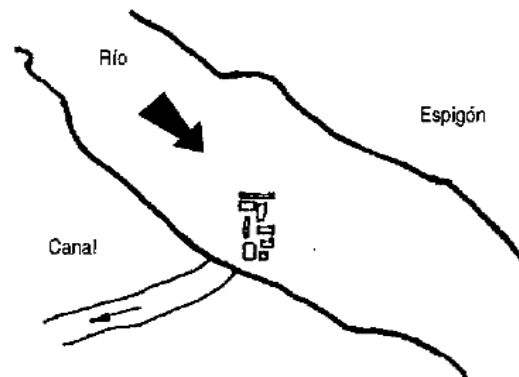


Figura 53. Toma lateral con espigón.

Otro tipo de bocatoma dispone de un dique, que cierra el cauce del río y eleva el nivel del agua hasta una cota determinada, también suele construirse un barraje en donde se vierte a través de un vertedero "Toma convencional" o se capta directamente en el cuerpo del dique "Toma Tirol". El azud es un tipo de barraje (una presa vertedora) cuya función es captar y dejar escapar el agua excedente o de avenidas que no debe ingresar al sistema. Es represa porque levanta el nivel del agua, y vertedero porque deja pasar el agua no tomada.

Las represas vertederos o de barraje fijo se emplean en los casos de ríos con pequeños caudales, cuando el caudal de derivación es superior al 30% del caudal

nominal del río en verano. Cuando el caudal es menor al 30% del estiaje del río, la entrada se puede mejorar mediante diques de guía o espigones.

Se recomienda que el azud sea hidráulico y esté estructuralmente bien diseñado. Asimismo, debe ser ubicado de manera tal que las descargas del vertedor no erosionen ni socaven el talón aguas abajo. Las superficies que forman la descarga del vertedor deben ser resistentes a las velocidades erosivas creadas por la caída de las aguas desde la cresta. Además, debe ofrecer seguridad frente a deslizamientos, volteos y asentamientos diferenciales, como los mostrados en la Figura 54.

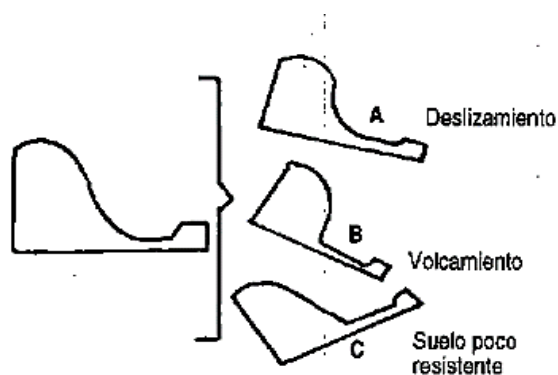


Figura 54. Problemas en azudes mal diseñados.

También debe tenerse en cuenta las fuerzas hidráulicas presentes en la estructura ya que se pueden presentar problemas como sifonamiento o tubificación como puede observarse en Figura 55, debe tener la menor altura posible a fin de que la perturbación causada afecte en grado mínimo el régimen natural del río, pero al mismo tiempo tener la suficiente capacidad para conducir caudales máximos probables.

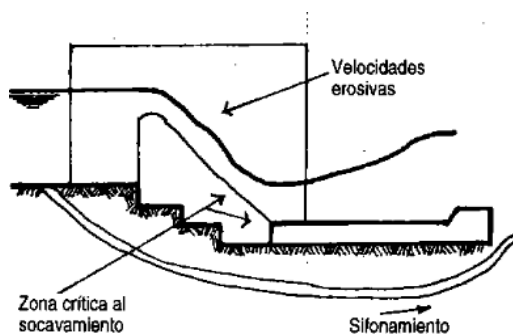


Figura 55. Fuerzas hidráulicas que afectan el azud.

Otro tipo de bocatoma es la llamada de tipo tirol como el de la Figura 56 y es frecuentemente utilizada en los aprovechamientos en que la pérdida de uno o dos metros de altura de salto no tiene consecuencias importantes, y en los que los torrentes tienen mucha pendiente y arrastran muchas piedras, está formada principalmente por un canal, excavado transversalmente en el fondo del cauce y cubierto por una rejilla inclinada, con una pendiente más acusada que la del río. Las barras de la rejilla se orientan paralelamente a la corriente.

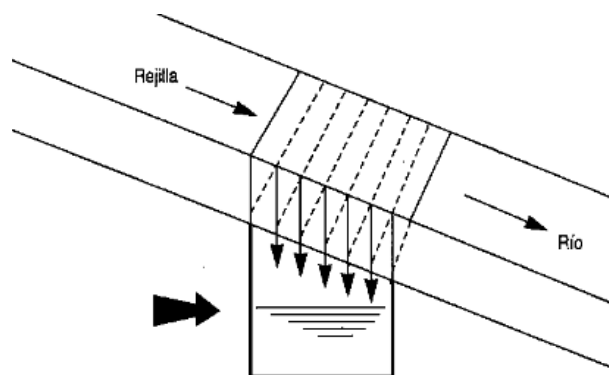


Figura 56. Barraje tipo tirol o bocatoma sumergida.

Ubicación. La obra de captación se debe ubicar en la orilla cóncava del río, para disminuir la entrada de sedimentos y un poco desplazada aguas abajo, ya que por lo general en la parte cóncava existe un barranco. La toma se ubica de manera más adecuada en la terminación de la parte cóncava e inicio de la convexa, puesto se caracteriza por tener un terreno plano suficiente para situar el desarenador y la transición.

Construcción. Las bocatomas convencional y tirol deben ser construidas durante la época de estiaje (nivel más bajo de caudal en el río), es necesario desviar el agua del río hacia una de sus márgenes mientras se construye en el otro. Esto se realiza por medio de ataguías (diques provisionales), contruidos inicialmente para mantener seca la parte del río donde se construirá las obras de compuerta de purga (si las habrán), desarenador, transición y compuerta de entrada. Una vez realizado este trabajo, el río se desvía hacia la compuerta (en caso haya) del desarenador o si es posible por el canal hacia el primer aliviadero y cerrando el cauce con una ataguía, para construir el azud, el zampeado y los muros de ala de la otra orilla.

Las ataguías deben ser lo suficientemente herméticas, para que no permitan la filtración de agua excesiva, tal que no pueda ser eliminada por una bomba y que no cause perjuicios a los trabajos de hormigón; si estos se están realizando, además, su espacio interior debe ser lo suficientemente cómodo para la realización de la obra y su inspección una vez terminada.

3.3. Bocatoma

Una vez se ha recorrido el cauce del río (Figura 57), se procede a identificar posibles puntos para dar inicio a la construcción de las obras civiles del proyecto modelo, este paso es muy importante ya que permite conocer y de alguna manera identificar qué lugar es el más apropiado para dichas obras, se recomienda en la manera de lo posible caracterizar dichos puntos, es decir, tomar en cuenta afluentes que aportan caudal, tipo de suelo, tipo de vegetación, accidentes geográficos presentes, etc.



Figura 57. Reconocimiento de campo.

Con los puntos de análisis ya establecidos (Punto 1) y conociendo la trayectoria del río, se dispone a analizar la estructura de toma de agua que más convenga.

En la Figura 58 se muestra una ruta aproximada del recorrido del río; el cual se realizó en la visita de reconocimiento de campo, cuya distancia aproximada es de 1

km, además se muestran las 2 posibles alternativas donde se puede aprovechar el recurso hídrico.

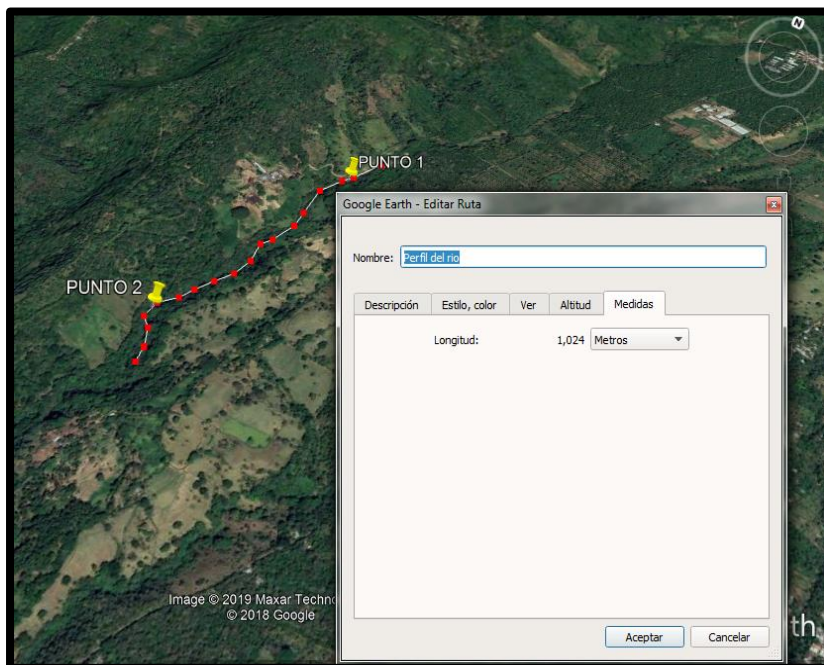


Figura 58. Ruta aproximada del recorrido del río.

Teniendo los puntos de aprovechamiento identificados y el perfil de elevación del río se propone utilizar una bocatoma de tipo tirol ya que se cuenta con un ancho de río de alrededor de 3 m y una pendiente del cauce del 6% aproximadamente.

Además del análisis hidrológico, en la Tabla 12 para la alternativa 1, se tiene un caudal de diseño de $0.1455 \frac{m^3}{s}$ con el cual se realizarán los cálculos para el diseño de la bocatoma, también se necesita saber el nivel mínimo de aguas en el río, para la bocatoma tipo tirol, esta se estimará a partir de la ecuación de caudal $Q = v * A$, tomando de referencia el caudal mínimo mensual y asumiendo que la sección transversal del río es rectangular, disminuyendo el ancho del río un 20%, de un valor medido en el punto 1 de 2.6 m, y utilizando un valor promedio de velocidad de $0.4793 \frac{m}{s}$ calculado a partir de las mediciones realizadas el día 04/10/19, con los datos anteriores se calculará el valor mínimo de aguas, tal valor de nivel mínimo del agua es a nivel teórico, ya que para conocer dicho valor, lo correcto sería estudiar el comportamiento del nivel del río.

Por lo anterior;

$$Q = V * x * y \text{ (Ecuación 3.1)}$$

$$y = \frac{Q}{V * x}$$

$$y = \frac{0.1455}{0.4793 * 2.6 * 0.8}$$

$$y = 0.146 \text{ m}$$

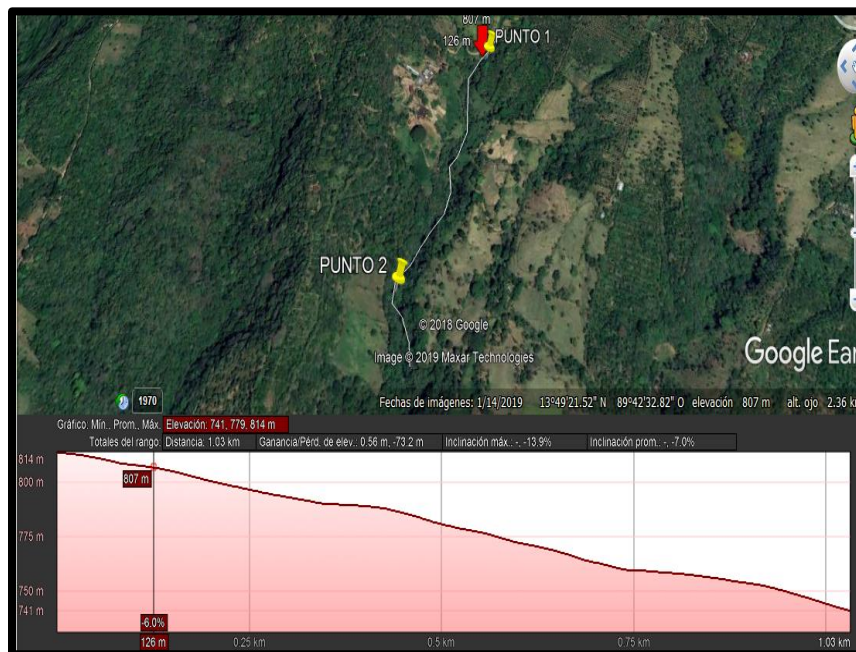


Figura 59. Perfil de elevación del río señalando para el punto 1.

Teniendo el valor del nivel mínimo de agua del río se describirán los pasos a seguir para el diseño de la bocatoma de tipo tirol o de fondo.

Elementos presentes en una bocatoma de tipo tirol:

1. Estructura de captación de agua
2. Canal colector o canal de captación
3. Rejilla del canal de captación
4. Caja auxiliar
5. Obra de conducción
6. Compuerta

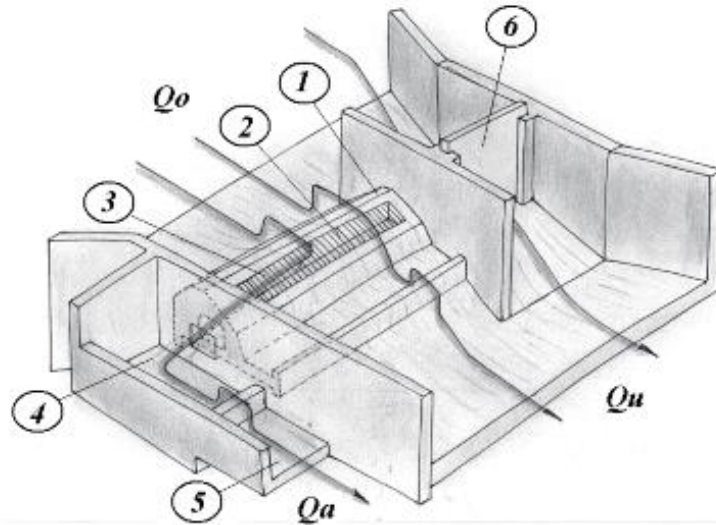


Figura 60. Elementos comunes presentes en una bocatoma tipo tirolo.

Seguidamente se plantean los pasos necesarios para el diseño de la bocatoma.

1. Cálculo de coeficiente de contracción de rejilla (c).

Se procede a calcular el coeficiente de contracción de la rejilla (c), teniendo como datos iniciales el espaciamiento entre barrotes $a = 4 \text{ cm}$, la distancia entre barrotes $d = 6 \text{ cm}$, el espesor de los barrotes $e = 2 \text{ cm}$ y con el objeto de evitar que el material de acarreo golpee directamente la rejilla se selecciona un ángulo de inclinación de rejilla $\beta = 20^\circ$. El coeficiente de rejilla se determina haciendo uso de la siguiente expresión:

$$c = 0.6 * \frac{a}{d} * (\cos \cos \beta)^{\frac{3}{2}} \text{ (Ecuación 3.2)}$$

Donde:

a : Espaciamiento entre barrotes (m)

d : Distancia entre barrotes (m)

e : Espesor de los barrotes (m)

β : Ángulo de inclinación de la rejilla

Calculando el coeficiente de contracción de la rejilla; se tiene que:

$$c = 0.6 * \frac{0.04}{0.06} * (\cos \cos 20)^{\frac{3}{2}}$$

$$c = 0.364$$

2. Determinar la altura inicial del agua (h).

Ahora se procede a calcular la altura inicial del agua (h), teniendo como datos iniciales el nivel mínimo de agua $h_0 = 0.146 \text{ m}$ y con un coeficiente de inclinación $X = 0.837$. Utilizando la siguiente expresión: $h = \frac{2}{3} * X * h_0$ (Ecuación 3.3)

Donde:

X : Coeficiente de inclinación de la rejilla (de tablas)

h_0 : Nivel mínimo de aguas [m]

Calculando la altura inicial del agua se tiene que:

$$h = \frac{2}{3} * 0.837 * 0.146$$

$$h = 0.081 \text{ m}$$

3. Cálculo de caudal a captar (Q).

Se procede a utilizar la ecuación siguiente:

$$Q = c * \mu * b * L * \sqrt{2 * g * h} \text{ (Ecuación 3.3)}$$

Donde:

b : Ancho de la toma de agua (m)

L : Largo de los barrotes de la rejilla (m)

μ : Coef. De derrame de la rejilla (de tablas)

Q : Caudal a captar (m^3/s)

Nota: Los valores de b y L están en función del río; del cual se desea captar el agua. El valor de μ va a depender del tipo de barra para la elaboración de la rejilla. Si ya se cuenta con el Q de diseño, se despejan los valores B y L que mejor se adapten a las condiciones del terreno del río. Conociendo el caudal a captar del río, el cual es el caudal de diseño, se procederá a despejar los valores de largo de los barrotes de la rejilla de captación que mejor se adapten a las condiciones del río en estudio.

Por lo tanto al despejar el valor L , asumiendo un ancho de la toma de agua $b = 1.8 \text{ m}$, un coeficiente de derrame de la rejilla $\mu = 0.7$ y un caudal de diseño de $Q = 0.1562 \text{ m}^3/\text{s}$, se tiene lo siguiente:

$$L = \frac{Q}{c * \mu * b * \sqrt{2 * g * h}} \text{ (Ecuación 3.4)}$$

$$L = \frac{0.1562}{0.364 * 0.7 * 1.8 * \sqrt{2 * 9.81 * 0.081}}$$

$$L = 0.27 \text{ m}$$

4. Cálculo de dimensiones finales de rejilla

Al haber determinado un valor de espaciamiento entre barrotes y un valor de ancho de toma de agua, se dispone a calcular el número de barrotes n , que serán necesarios para la rejilla, con la siguiente expresión:

$$n = \frac{b}{a} \text{ (Ecuación 3.5)}$$

$$n = \frac{1.8}{4}$$

$$n = 45$$

Una vez calculado el número de barrotes necesarios para la rejilla se calculará el ancho total real de la rejilla b' con la siguiente expresión:

$$b' = b + n * e \text{ (Ecuación 3.6)}$$

$$b' = 1.8 + 45 * 0.02$$

$$b' = 2.7 \text{ m}$$

Para evitar que hojas y otros elementos puedan reducir el área de captación se aumenta en un 20% la longitud L de la rejilla, de tal manera que se genera la siguiente expresión:

$$L' = 1.2 * L \text{ (Ecuación 3.7)}$$

$$L' = 1.2 * 0.27$$

$$L' = 0.32 \text{ m}$$

Hasta este punto se tiene caracterizada la rejilla que se usará en la bocatoma del proyecto, a continuación, se procede a dimensionar el canal colector que captará el agua necesaria para el funcionamiento de la PCH, aclarando que está levemente sobredimensionada; reflejado en un aumento del 20% la longitud de la rejilla.

5. Dimensionamiento del canal colector.

Primero se calcula el ancho del canal colector B , que no es más que la proyección horizontal de la rejilla, con la inclinación escogida $\beta = 20^\circ$, por ende, el ancho está dado por:

$$B = L' \cos \beta \quad (\text{Ecuación 3.8})$$

$$B = 0.32 \cos 20$$

$$B = 0.30 \text{ m}$$

Ahora se deben calcular valores críticos tanto de profundidad como de velocidad de agua, estos valores servirán para establecer un límite el cual se debe cumplir para luego compararlos y de esa manera asegurar un correcto dimensionamiento del canal colector. La profundidad crítica se calcula con la siguiente expresión:

$$Y_c = \left(\frac{Qd^2}{g * B^2} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (\text{Ecuación 3.9})$$

Sustituyendo con todos los valores conocidos:

$$Y_c = \left(\frac{0.1562^2}{9.81 * 0.3^2} \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$Y_c = 0.30 \text{ m}$$

Conocido el valor de la profundidad crítica se procede a calcular la velocidad crítica con la siguiente expresión:

$$V_c = \sqrt{g * Y_c} \quad (\text{Ecuación 3.10})$$

Sustituyendo con los valores conocidos:

$$V_c = \sqrt{9.81 * 0.30}$$

$$V_c = 1.721 \text{ m/s}$$

Luego se procede a calcular la altura del agua al final del canal H_2 con la siguiente expresión:

$$H_2 = 1.1 * Y_c \quad (\text{Ecuación 3.11})$$

$$H_2 = 1.1 * 0.30$$

$$H_2 = 0.33 \text{ m}$$

La longitud del canal colector es dada por la siguiente expresión:

$$L'' = \frac{b' + em}{\cos \cos I} \text{ (Ecuación 3.12)}$$

Donde:

em: Espesor del muro de contención (m)

I: Pendiente interna del canal (grados)

Calculando la longitud del canal colector:

$$L'' = \frac{2.7 + 0.3}{\cos \cos 3} \text{ (Ecuación 3.13)}$$

$$L'' = 3.03 \text{ m}$$

La altura al inicio del canal está dada por la siguiente expresión:

$$H_1 = \sqrt{2 * \frac{Y_c^3}{H_2} + (H_2 - L'' * \frac{I}{3})^2 - 2 * L'' * \frac{I}{3}} \text{ (Ecuación 3.14)}$$

Todas las variables se sustituyen en la expresión anterior:

$$H_1 = \sqrt{2 * \frac{0.30^3}{0.33} + (0.33 - 3.03 * \frac{0.003}{3})^2 - 2 * 3.03 * \frac{0.003}{3}}$$

$$H_1 = 0.446 \text{ m}$$

La velocidad del agua al final del canal de captación es:

$$Vf = \frac{Q}{H_2 * B} \text{ (Ecuación 3.15)}$$

Sustituyendo con los valores calculados anteriormente se tiene:

$$Vf = \frac{0.1562}{0.33 * 0.30}$$

$$Vf = 1.56 \text{ m/s}$$

Ya que en el resultado anterior se cumple que $V_f < V_c$, se acepta.

Nota: El ancho del muro de contención (em) es siempre 0.2m-0.3m, la pendiente del canal colector (l) se escoge siempre mayor al 30%, Con respecto al material para construir este tipo de obras; se recomienda el concreto, ya que es resistente a la abrasión.

$$Yc = \left(\frac{Qd^2}{g * B^2} \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$Vc = \sqrt{g * Yc}$$

$$H2 = 1.1 * Yc$$

$$h = L'' * \sin \sin 3$$

$$H1 = 0.167 \text{ m}$$

$$Vf = 1.07 \text{ m/s}$$

3.4. Desarenador

El desarenador es una obra hidráulica, que sirve para sedimentar partículas de material sólido suspendidas en el agua, de la conducción. Las partículas se mantienen en suspensión debido a que la velocidad de entrada en la bocatoma es elevada y suficiente para arrastrar las partículas sólidas; en especial durante las crecidas puede entregar gran cantidad de sedimentos (Ortiz Flórez, 2011).

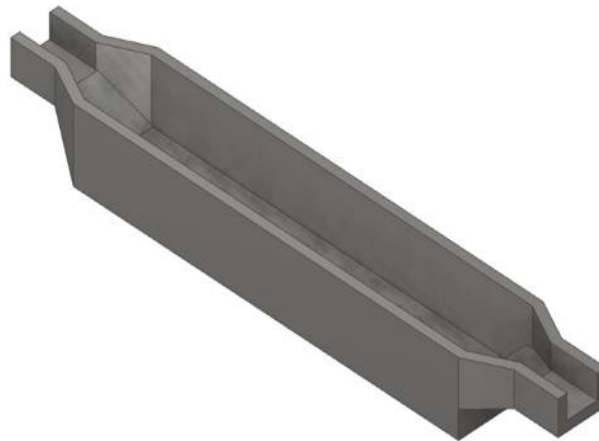


Figura 61. Ejemplo de desarenador.

El propósito del desarenador consiste en eliminar partículas de material sólido suspendidas en el caudal de conducción.

Para poder realizar el proceso de decantación en el desarenador se debe de reducir la velocidad del caudal, por ello el desarenador dispone de una sección transversal mucho más grande que el canal de conducción, ya que se sabe que al aumentar el área por la que se traslada un fluido su velocidad se verá reducida, siempre y cuando el caudal se mantenga constante, lo anterior se establece en la ecuación de continuidad: $Q = Av$, donde el caudal es igual al producto del área de la sección transversal por la velocidad del fluido.

Para que las partículas se sedimenten se requiere disminuir la velocidad del agua en el desarenador y obviamente aumentar el área de este. Además, es necesario que la velocidad del agua en el canal no sea baja; para que las partículas no se decanten en él, ya que el proceso de decantación es propio para el desarenador (Ortiz Flórez, 2011).

El proceso de decantación se presenta en la Figura 62 y consiste en disminuir la velocidad de la partícula para que ella se sedimente en el desarenador.

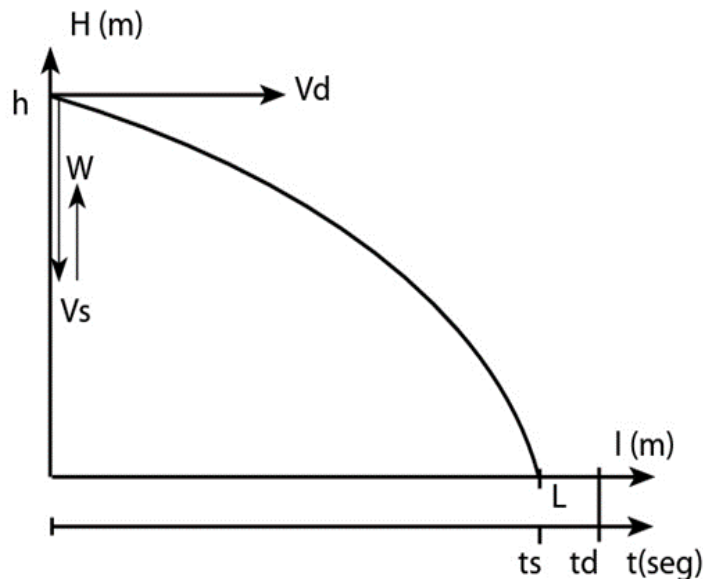


Figura 62. Proceso de decantación de una partícula.

Dónde:

V_d : velocidad horizontal de la corriente en la cámara de sedimentación (m^3/s)

V_s : velocidad vertical de sedimentación (m^3/s)

W : empuje ascensional dinámico, debido a turbulencias (m^3/s)

h : altura de la cámara de sedimentación (m)

L : longitud de la cámara de sedimentación (m)

t_s : tiempo de sedimentación (s)

t_d : tiempo de decantación (s)

La velocidad horizontal del agua en la cámara de sedimentación V_d será baja, puesto que la zona de decantación del desarenador tiene una gran sección transversal.

Para el diseño del desarenador se elige una velocidad adecuada para el agua en la cámara de sedimentación. Se recomienda un valor de $0.20 m/s$ en la mayoría de los casos, pero también pueden adoptarse valores más altos, hasta un valor de $0.50 m/s$ (Intermediate Technology Development Group, 1996).

La velocidad de sedimentación V_s representa la velocidad con que cae la partícula por influencia de la fuerza de gravedad. Según Arkhangalski la velocidad de sedimentación para diferentes diámetros están dados en la Tabla 17.

Tabla 17. Velocidad de sedimentación según diámetro.

d [mm]	V_s [cm/s]	d [mm]	V_s [cm/s]
0.05	0.178	0.50	5.400
0.10	0.692	0.55	5.940
0.15	1.560	0.60	6.480
0.20	2.160	0.70	7.320
0.25	2.700	0.80	8.070
0.30	3.240	1.00	9.440
0.35	3.780	2.00	15.390
0.40	4.320	3.00	19.250
0.45	4.860	5.00	24.900

Fuente: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, construcción paso a paso.

Para pequeñas centrales hidroeléctricas el diámetro máximo de partículas admitido según su caída es el siguiente:

Tabla 18. Diámetro de partícula según caída.

$D_{m\acute{a}x}$ [mm]	Caída [m]
0.20 – 0.50	≤ 10
0.10 – 0.20	< 100
0.01 – 0.05	≥ 100

Fuente: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, construcción paso a paso.

El fondo de la cámara se cubre de sedimentos, generando una superficie rugosa, la cual origina turbulencias, es decir, corrientes transversales, que causan un empuje ascensional dinámico.

El empuje ascensional dinámico W , según Sokolov, equivale a:

$$W = 0.152V_s \text{ (Ecuación 3.16).}$$

El buen funcionamiento del desarenador se relaciona con los tiempos de sedimentación t_s y el tiempo de decantación t_d de la partícula, donde se requiere que se cumpla la siguiente expresión:

$$t_d \geq t_s$$

El tiempo de decantación, es el tiempo que demora la partícula en recorrer la longitud de la cámara de sedimentación hasta llegar el fondo, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$t_d = \frac{L}{V_d} \text{ (Ecuación 3.17)}$$

El tiempo de sedimentación es tiempo que demora la partícula en llegar al fondo de la cámara de sedimentación, equivale a:

$$t_s = \frac{h}{V_s'} \text{ (Ecuación 3.18)}$$

Donde V_s' es la velocidad efectiva de sedimentación, que es igual a:

$$V_s' = V_s - W \text{ (Ecuación 3.19)}$$

La longitud mínima de la cámara de sedimentación se determina igualando los tiempos de sedimentación y decantación, efectuando el despeje respectivo se tiene:

$$L = \frac{V_d * h}{V_s - W} \text{ (Ecuación 3.20)}$$

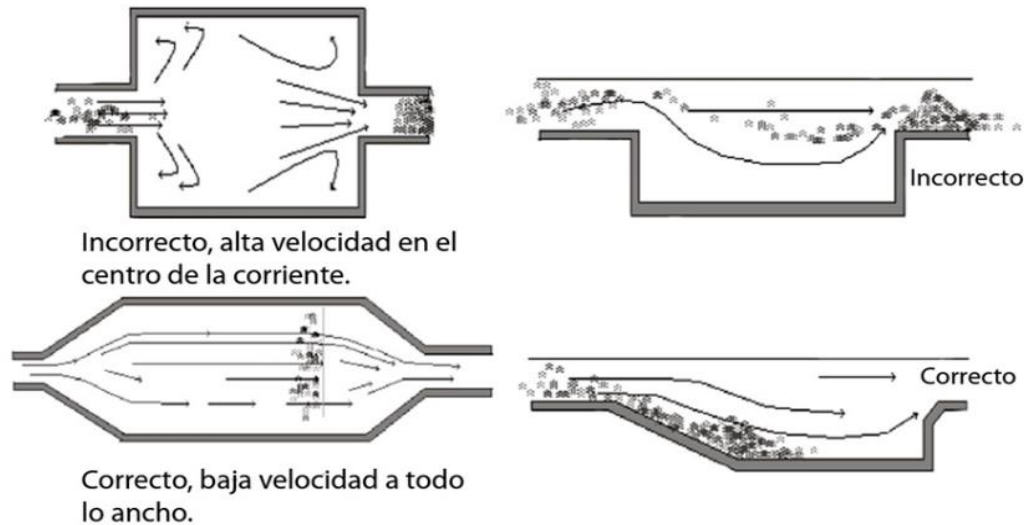


Figura 63. Diseño correcto de desarenador.

Es de vital importancia mantener una distribución uniforme de velocidades en las distintas secciones transversales y longitudes de la cámara de sedimentación como se muestra en la Figura 63.

Para poder solucionar este problema se refleja en la disminución de pérdidas hidráulicas en el desarenador. Esto se puede lograr con una transición de entrada que une el canal con el desarenador, esta también se puede encontrar al final uniendo el desarenador con el canal, o posiblemente no se encuentre, si este dispone de un vertedero (Ortiz Flórez, 2011).

Por esto la transición debe tener un ángulo α de divergencia suave, el cual oscila entre 12° - 30° . La longitud de transición se puede determinar mediante la siguiente expresión.

$$l = \frac{B - B'}{2 \tan \alpha} \text{ (Ecuación 3.21)}$$

Donde:

l: longitud de transición (m)

B : ancho del desarenador (m)

B' : ancho del canal de derivación (m)

α : ángulo de divergencia ($12^\circ - 30^\circ$)

Además, debe cumplirse que:

$$l = \frac{B - B'}{2 \tan \alpha} \leq \frac{1}{3} L \text{ (Ecuación 3.22)}$$

3.4.1. Diseño del Desarenador.

Para el diseño del desarenador se inicia con la selección de la velocidad horizontal en la cámara de sedimentación V_d , la cual como; se mencionó anteriormente ronda entre los 0.2 y 0.5 m/s . Se opta por el seleccionar la velocidad recomendada de 0.2 m/s como velocidad horizontal en la cámara de sedimentación.

Partiendo de la velocidad horizontal en la cámara de sedimentación y conociendo el caudal de diseño ($Q = 0.1307 \frac{m^3}{s}$ y $V_d = 0.2 \frac{m}{s}$), se procede a calcular el área de la sección transversal de la cámara de sedimentación.

$$Q = A * V_d \text{ (Ecuación 3.23)}$$

$$A = \frac{Q}{V_d}$$

$$A = \frac{0.1307 \frac{m^3}{s}}{0.2 \frac{m}{s}}$$

$$A = 0.6535 m^2$$

A partir del dato del área se calcula el ancho de la cámara de sedimentación, además se selecciona una relación de 0.5 entre la base y la altura de la misma, es decir que $h = 0.5b$

$$A = b * h \text{ (Ecuación 3.24)}$$

$$A = b * (0.5b)$$

$$A = 0.5b^2$$

$$b = \sqrt{2A}$$

$$b = \sqrt{2 * 0.6535}$$

$$b = 1.14 \text{ m}$$

Por lo tanto:

$$h = 0.5b \text{ (Ecuación 3.25)}$$

$$h = 0.5 * 1.14$$

$$h = 0.57 \text{ m}$$

Definida la velocidad horizontal se procede a seleccionar la velocidad de sedimentación a partir de la Tabla 17. Para poder seleccionar la velocidad de sedimentación se necesita el diámetro posible de las partículas a decantar, para ello se utiliza la Tabla 18, la caída o salto para la primera alternativa planteada es de aproximadamente 35 m, por lo cual según la Tabla 18, el diámetro de las partículas a decantar se encuentran entre 0.10 y 0.20 mm, se selecciona el diámetro de 0.20 mm por ser el más crítico para el proceso de decantación, usando ese dato y la Tabla 17, se selecciona el valor 0.0216 m/s .

Resumiendo:

$$V_d = 0.2 \text{ m/s} \text{ y } V_s = 0.0216 \text{ m/s}$$

Se procede a calcular empuje ascensional dinámico W , utilizando la ecuación 3.16:

$$W = 0.152V_s$$

$$W = 0.152(0.0216)$$

$$W = 0.00328 \text{ m/s}$$

Con los datos obtenidos se procede a calcular la longitud de la cámara de sedimentación.

$$L = 1.05 * \frac{V_d * h}{V_s - W}$$

$$L = 1.05 * \frac{0.2 * 0.57}{0.0216 - 0.00328}$$

$$L = 6.55 \text{ m}$$

Cálculo de longitud de transición:

$$l = \frac{1.14 - 0.51}{2 \tan(25)}$$

$$l = 0.63 \text{ m}$$

Además, se cumple que la longitud de transición sea menor o igual que un tercio de la longitud total de la cámara de sedimentación:

$$l \leq \frac{1}{3} L$$

$$0.63 \text{ m} \leq \frac{1}{3} 6.55 \text{ m}$$

$$0.64 \text{ m} \leq 2.18 \text{ m}$$

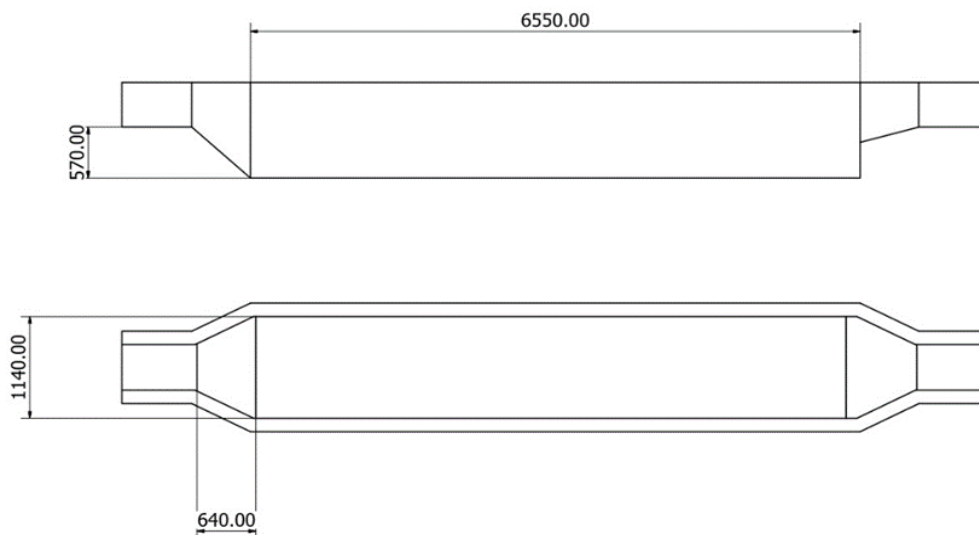


Figura 64. Dimensiones del desarenador, cotas expresadas en mm.

3.5. Canal de derivación.

Según el tipo de central que se pretende construir, se necesita una red mayor o menor de conducciones. La conducción del caudal que será aprovechado para generar energía eléctrica es captado en la bocatoma y llevado a través de un canal que puede estar a cielo abierto o cerrado manteniéndose el caudal a presión atmosférica; en su trayectoria pasa diferentes accidentes topográficos que requieren obras especiales como viaductos, sifones, rellenos y túneles hasta llegar a la cámara de carga.

Debido a que el agua captada contiene elementos en suspensión, se requiere colocar un desarenador que los elimine, el cual puede estar ubicado contiguo a la bocatoma o acompañado al tanque de carga. El recorrido del canal se realiza en función de conseguir una mayor eficiencia y seguridad de las obras a menor costo, manteniendo una pendiente longitudinal positiva menor que la del río (aguas abajo en dirección del afluente), y variando sólo dentro de ciertos límites.

Los canales que transportan el agua de la toma a la cámara de carga pueden realizarse a cielo abierto, enterrados o en conducción a presión, los enterrados se construyen cuando representan una solución más económica o más estable que un canal abierto (Ortiz Flórez, 2011).

Es una alternativa más económica en los siguientes casos:

- Cuando el volumen de excavación de la plataforma para construir el canal es tan grande que resulta más económico construir un túnel; esto se presenta en terrenos donde la pendiente transversal del terreno es muy fuerte (mayor de 45%).
- Cuando atravesar una loma de un lugar a otro es menos costoso que construir un canal en su contorno.

Cabe mencionar que en zonas de alta montaña las formaciones superficiales están sometidas con especial énfasis a procesos de alteración o meteorización. La variedad de estos procesos da lugar a la consiguiente variedad de formas y

estructuras que afectan principalmente a los suelos desarrollados sobre ellas. La experiencia demuestra lo difícil que resulta eliminar todo peligro de filtraciones en un canal de derivación, pese a que la aplicación adecuada de los materiales de construcción abre un abanico nuevo de posibilidades.

Los estudios geomorfológicos y geotécnicos son de especial relevancia en estos casos (Hydropower A. E., 2006). La Figura 65 muestra el aspecto general de las inestabilidades locales producidas durante la excavación del terreno y un detalle de una de estas inestabilidades, por tal razón se vuelve a hacer énfasis a los estudios geomorfológicos y geotécnicos son de especial importancia para el buen desarrollo del proyecto.



Figura 65. Inestabilidades del terreno.

El caudal que transita por un canal es función de su sección transversal, su pendiente y su rugosidad. Los cursos de agua, son canales naturales de sección y rugosidad variables, tanto en el tiempo como en el espacio, por lo que la aplicación a los mismos de las leyes de la hidráulica teórica resulta muy arriesgada. Por el contrario, en los canales artificiales de perfil prismático, cuyos parámetros están bien definidos, los resultados teóricos concuerdan aceptablemente con la realidad.

El régimen de corriente en un canal diseñado con fines hidroeléctricos, es siempre turbulento, por lo que puede aplicarse, sin dificultad, la ecuación de Manning (Hydropower A. E., 1998).

$$Q = \frac{A * R^{\frac{2}{3}} * S^{\frac{1}{2}}}{n} \text{ (Ecuación 3.26)}$$

En la que n es el coeficiente de Manning, que puede ser encontrado en tablas, y S el gradiente hidráulico, que suele reemplazarse por la pendiente del fondo del canal. La sección transversal a adoptar dependerá de la clase de terreno, ya que habitualmente se utiliza la sección rectangular para canales en roca y la sección trapezoidal para canales en tierra. Para conducciones en lámina libre enterradas se suelen utilizar tuberías prefabricadas de hormigón (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006). Los siguientes gráficos que se muestran en la Figura 66, dan una estimación del calado (altura de la lámina de agua) y del ancho de la solera del canal en función del caudal para canales rectangulares y trapezoidales, respectivamente.

El gráfico arriba a la derecha de la siguiente figura brinda el diámetro de una conducción circular en lámina libre en función del caudal. Para la representación de estas curvas, se han fijado valores de taludes, pendientes y rugosidades habituales en este tipo de construcción.

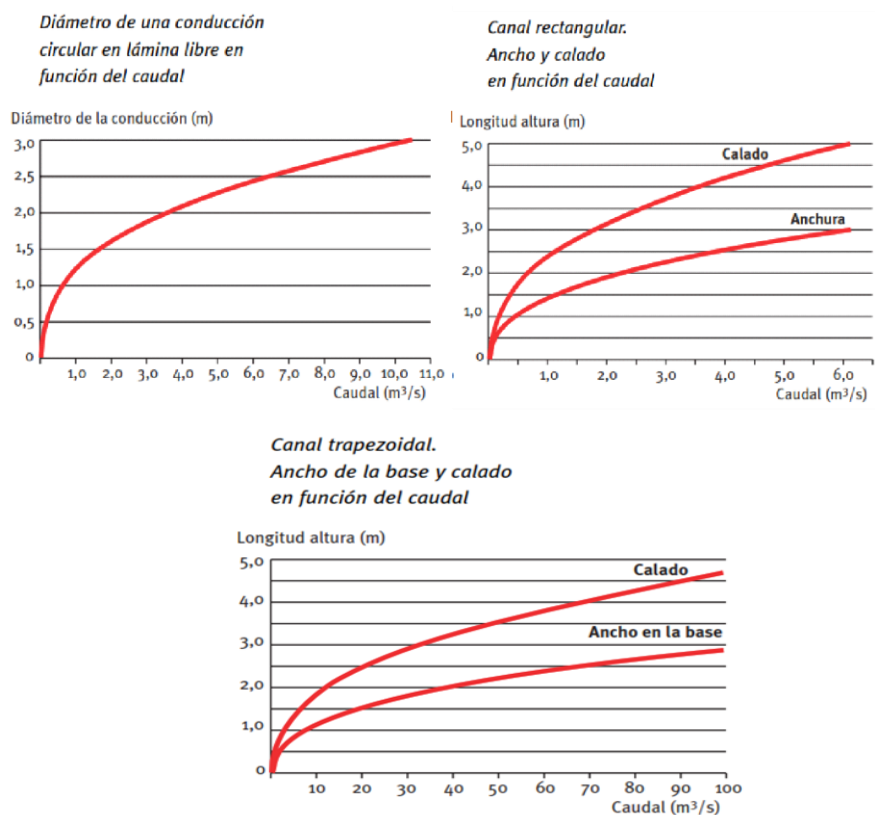


Figura 66. Gráficos de estimación de ancho y altura.

La inversión para el revestimiento del canal es relativamente elevada, ésta se justifica posteriormente con el mantenimiento y ahorro de agua, dado que permite entre otros: impermeabilizar y evitar la filtración, permitir una mayor velocidad evitando la erosión y reduciendo el coeficiente de rugosidad y evitar la acción de agentes atmosféricos, plantas y animales. Para revestir el canal se utilizan diferentes tipos de materiales, algunos de ellos son: hormigón, mortero, mampostería en piedra, ladrillo o terrocemento, revestimiento asfáltico con membrana enterrada, concreto asfáltico, tierra y tratamiento químico del terreno.

Muchas veces resulta conveniente construir un túnel en algún punto de la conducción del agua, el túnel es una obra de construcción subterránea como el presentado de la Figura 67, que se excava siguiendo su eje; se utilizan en los siguientes casos:

- Cuando es más económico atravesar un macizo que trazar un canal por su contorno.
- Cuando la pendiente transversal del terreno es elevada (mayor de 45%) y el material no permite asegurar la estabilidad del canal.

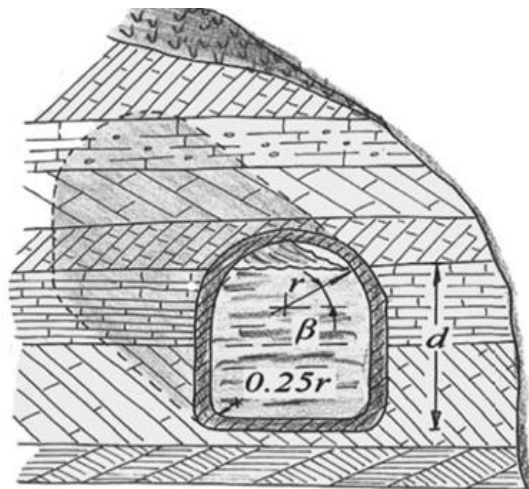


Figura 67. Conducción en túnel tipo baúl.

También podría ser necesario la construcción de obras especiales, que en la mayoría de los casos son inevitables y dependen del terreno por donde haya que transportar el agua. Entre las obras especiales, que protegen el canal o facilitan su

trazado se encuentran: acueductos como el de la Figura 68, rellenos, sifones y paso de aguas lluvias.

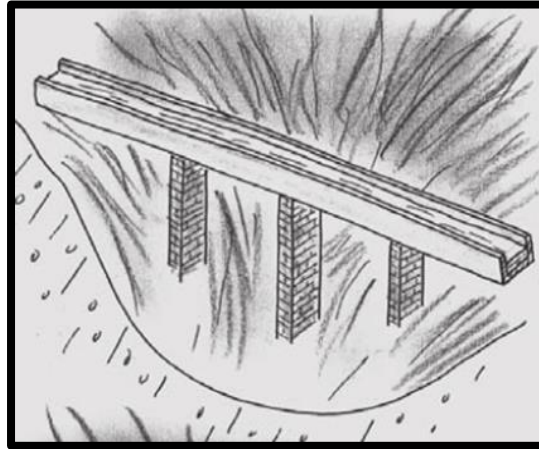


Figura 68. Acueducto utilizado para transportar agua.

Una vez se determina el tipo de canal a construir para la conducción del agua, que en este caso es rectangular, se describirán los pasos a seguir para el diseño del mismo, con el dimensionamiento de este (Figura 69).

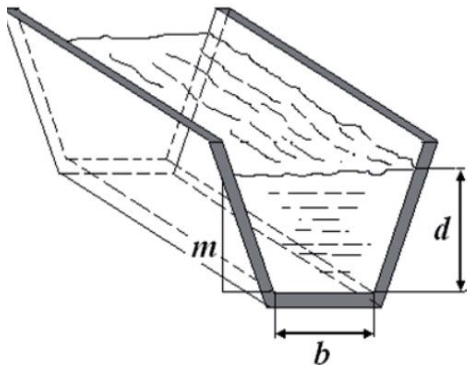


Figura 69. Dimensiones de un canal ($m=0$, para canales rectangulares).

1. Cálculo de área del canal (A).

Primero se procede a calcular un área preliminar del canal (A), teniendo como datos de entrada el caudal a transportar $Q = 0.1307 \text{ m}^3/\text{s}$ y una velocidad preliminar $V = 1 \text{ m/s}$, se despeja la variable Área (A) de la ecuación de caudal:

$$Q = A * V \text{ (Ecuación 3.27)}$$

$$A = \frac{Q}{V}$$

$$A = \frac{0.1307}{1}$$

$$A = 0.1307 \text{ m}^2$$

Nota: Con el objeto de evitar la sedimentación del canal y la erosión; se recomienda que la velocidad en el canal oscile entre 0.7 m/s y 2.0 m/s, además usualmente la pendiente del canal es menor a 6%.

2. Cálculo de dimensiones preliminares.

Con el valor de área calculado anteriormente, se procede a calcular las dimensiones preliminares del canal, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$d = \sqrt{\frac{A}{2}}$$

$$b = 2 * d \text{ (Ecuación 3.28)}$$

Donde:

d: Calado del canal (m)

b: Ancho del canal (m)

Sustituyendo los valores correspondientes en ambas ecuaciones se tiene:

$$d = 0.256 \text{ m y } b = 0.511 \text{ m.}$$

3. Cálculo de perímetro mojado y radio hidráulico.

Este paso es intermedio ya que se realiza con el objetivo de conocer el valor de radio hidráulico (R) que será utilizado más adelante en el cálculo de velocidad real del agua en el canal para ser sustituido en la ecuación de Manning que se mencionó anteriormente.

El perímetro mojado de un canal de sección rectangular se calcula con la ecuación:

$$P_{\text{mojado}} = b + 2 * d$$

El radio hidráulico se calcula con la ecuación:

$$R = \frac{A}{P_{\text{mojado}}} \text{ (Ecuación 3.29)}$$

Sustituyendo los valores conocidos en las ecuaciones anteriores se tiene que:

$$P_{\text{mojado}} = 0.511 + 2 * 0.256$$

$$P_{\text{mojado}} = 1.023 \text{ m}$$

Para el radio hidráulico:

$$R = \frac{0.131}{1.023}$$

$$R = 0.13 \text{ m}$$

4. Selección de velocidad del canal.

Si el canal posee recubrimiento se dispone a escoger la velocidad correspondiente máxima permitida en dicho canal, tal valor puede ser encontrado en tablas, y en este caso se escogió un recubrimiento de concreto para agua sin arena, donde la velocidad máxima permitida del agua en el canal corresponde a $V_{\text{max}} = 4 \text{ m/s}$, este valor será comparado con la velocidad real del canal utilizando la ecuación de Manning.

Si en la comparativa de velocidades entre V y $V_{\text{máx}}$ resulta que no se cumple que $V < V_{\text{máx}}$, entonces se cambian los valores preliminares de b y d del canal.

5. Determinación de velocidad real del canal. (V)

Para utilizar la ecuación de Manning aún falta la variable S , esta se escoge $S = 0.018$ (no mayor al 6%) y el coeficiente n , se utilizan valores ya tabulados para dicho valor según el tipo de material del cauce. En este caso se escoge como material el ladrillo, dando como resultado un $n = 0.012$.

Una vez se tienen todas las variables necesarias para conocer la velocidad real del canal se sustituyen en la ecuación:

$$V = \frac{1}{n} * R^{\frac{2}{3}} * S^{\frac{1}{2}} \text{ (Ecuación 3.30)}$$

Donde:

n : Coeficiente de Manning

R : Radio hidráulico (m)

S : Pendiente del canal (m)

Por lo tanto:

$$V = \frac{1}{0.012} * 0.13^{\frac{2}{3}} * 0.018^{\frac{1}{2}}$$

$$V = 2.84 \text{ m/s}$$

Al determinar la velocidad real del canal se deduce que las dimensiones del canal deben ser menores a las supuestas preliminarmente, esto debido que a la velocidad real resultó más del doble que la velocidad supuesta al principio del análisis. Ante las dimensiones demasiado pequeñas para el canal se recomienda sustituir el canal por tubería (PVC, acero, etc.), esto debido a que sus dimensiones, por ser demasiado pequeñas, no justifican el costo para la fabricación del mismo.

El diámetro de la tubería de derivación puede ser considerado igual al de la tubería forzada. Se puede considerar como regla general; que será más factible la utilización de tubería en el proceso de derivación del caudal en pequeños aprovechamientos.

Si se establece el uso de tubería para la derivación de caudal, se puede optar por la no construcción de la cámara de carga, ya que el agua gana cierta presión durante la conducción, esto podría representar una ventaja; ya que se reducen los costos iniciales de inversión.

3.6. Cámara de carga.

La cámara de carga es un depósito localizado al final del canal del cual arranca la tubería forzada. En algunos casos se utiliza como depósito final de regulación, aunque normalmente tiene sólo capacidad para suministrar el volumen necesario para el arranque de la turbina sin intermitencias.

Cuando la conducción entre la toma de agua y la cámara de carga se realiza en presión, ésta última será cerrada y tendrá además una chimenea de equilibrio, para amortiguar las variaciones de presión y protegerla de los golpes de ariete (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006).

En el desarrollo de esta guía, hasta este punto; no se ha desarrollado un sistema de toma y acarreo del agua bajo presión, pero más adelante se realizará el diseño de la chimenea de equilibrio, la propuesta de diseño de tal dispositivo a manera de ejemplo se puede observar en la Figura 70, el esquema de la posible ubicación de una chimenea de equilibrio.

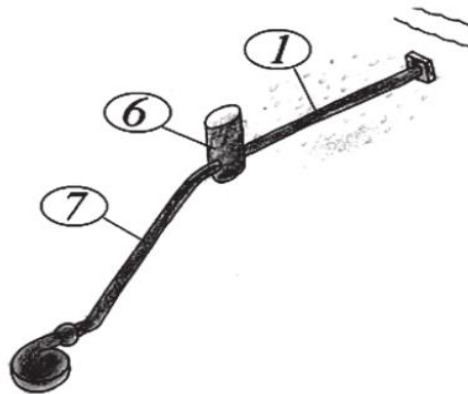


Figura 70. Ubicación de chimenea de equilibrio.

Donde (1) denota a la conducción por túnel, (6) denota la chimenea de equilibrio y (7) es la tubería de presión, además la chimenea de equilibrio, al igual que el tanque de carga responden a variaciones en la demanda de energía, en especial durante el arranque y la parada; por tal motivo debe disponer de un volumen para el arranque y un colchón de aire a presión atmosférica para amortiguar el golpe de ariete.

Al diseñar la geometría de la cámara hay que evitar al máximo las pérdidas de carga y los remolinos que puedan producirse, tanto aguas arriba como en la propia cámara. Si la tubería forzada no está suficientemente sumergida, un flujo de este tipo puede provocar la formación de vórtices que arrastran aire hasta la turbina, produciendo una fuerte vibración que bajaría el rendimiento de la central. Los trabajos llevados a cabo, por Gulliver, Rindels y Lindblom (1986), en los laboratorios hidráulicos de St. Anthony Falls sugieren que no es previsible que se formen vórtices (Figura 71), cuando:

$$S > 0.7 * D \quad \text{y} \quad \frac{V}{\sqrt{g * D}} < 0.5 \quad (\text{Ecuación 3.31})$$

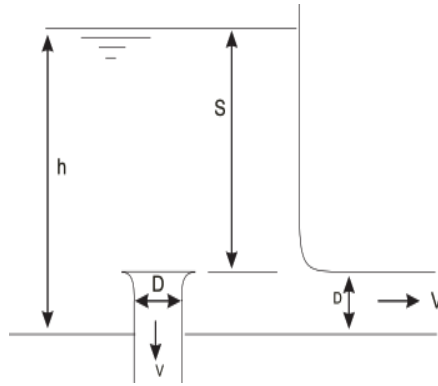


Figura 71. Ubicación de tubería forzada en la cámara de carga.

Si pese a todo, al poner en marcha la central se observa formación de vórtices cuando ya no se puede variar la inmersión de la tubería ni aumentar su diámetro, la situación se puede mejorar colocando una plataforma semi-flotante de madera por encima de la entrada.

La cámara de carga debe contar además con un aliviadero, ya que en caso de parada de la central el agua que no es utilizada se desagua hasta el río o arroyo más próximo. También es muy útil la instalación en la cámara de una reja con limpia-rejas y compuertas de desarenación y limpieza. La cámara de carga se encarga de unir el sistema de baja presión con el de alta presión, es decir, que debe ser capaz de amortiguar las paradas bruscas, evitar que entre aire al sistema de presión, evitar el paso de sólidos a la tubería de presión, verter excesos y garantizar el volumen de agua necesario para la operación de la central. En la Figura 72 se ilustran algunas de las dimensiones principales de la cámara carga.

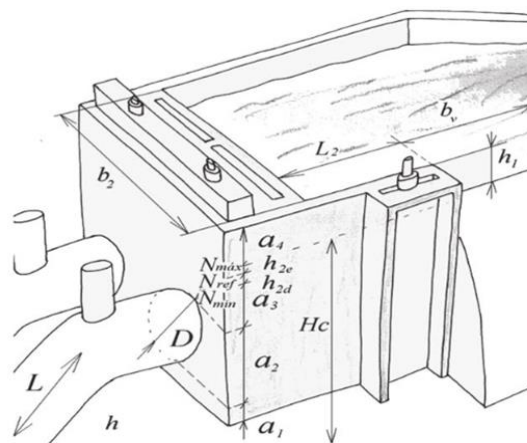


Figura 72. Dimensiones de una cámara de carga.

Se procederá a describir los pasos a seguir para el dimensionamiento de la cámara de carga, las dimensiones de la cámara de carga descritas en la Figura 72, serán detalladas más adelante a medida se avance la propuesta para el diseño de la misma.

1. Calcular y establecer alturas: a_1 , a_2 , a_3 , a_4

Teniendo como dato inicial en este punto, un diámetro de la tubería de presión igual a $D = 0.3173 \text{ m}$ y con base a la bibliografía (Ortiz Flórez, 2011) se establece que: $0.3 < a_1 < 0.5 (m)$, $a_2 = D$ y $0.5D < a_3 < 1.5D$, por ende los valores y la descripción de las alturas en la cámara de carga son las siguientes (en metros):

Tabla 19. Cálculo de alturas.

Altura que evita entrada de sedimentos (a_1):	0.3000
Altura equivalente al D de tubería (a_2):	0.4550
Altura para evitar cavitación por torbellino (a_3):	0.3173
Altura para evitar golpe de ariete (a_4):	0.3000

2. Calcular y seleccionar altura estimada de la cámara h_2 .

Conocidos todos los valores de alturas del paso anterior y con la ecuación:

$$h_2 = a_1 + a_2 + a_3 + a_4 \text{ (Ecuación 3.32)}$$

Se dispone a encontrar el valor de una altura estimada para la cámara de carga llamada h_2 , sustituyendo tales valores se tiene que:

$$h_2 = 0.3 + 0.455 + 0.3173 + 0.3$$

$$h_2 = 1.372 \text{ m}$$

Como el valor anterior calculado es un estimado se opta por utilizar un $h_2 = 1.3 \text{ m}$

3. Calcular b_2 , H_{2d} y seleccionar V_2

Se sugiere que: $V_2 = 1.0, 0.8, 0.6 (m/s)$, por tal motivo se selecciona un $V_2 = 0.6 \text{ m/s}$ y teniendo como dato de entrada el caudal $Q = 0.1307 \text{ m}^3/s$ y una altura de cámara de carga estimada $h_2 = 1.372 \text{ m}$ se procede a utilizar la siguiente ecuación:

$$b_2 = \frac{Q}{V_2 * h_2} \text{ (Ecuación 3.33)}$$

Donde:

b_2 : Ancho del tanque (m)

V_2 : Velocidad media en la cámara (m/s)

Entonces:

$$b_2 = \frac{0.1307}{0.6 * 1.3}$$

$$b_2 = 0.168 \text{ m}$$

Evidentemente este valor para el ancho del tanque es menor al valor del ancho de la canaleta, por ende, no se utilizará, entonces se opta por utilizar el valor crítico $b_2 = 0.511 \text{ m}$ que es el mismo del ancho de la canaleta, entonces se continúa y se utiliza la siguiente ecuación:

$$h_{2d} = \frac{Q}{7 * b_2 * \sqrt{h_2}} \text{ (Ecuación 3.34)}$$

Donde:

h_{2d} : Altura del volumen de agua en la cámara para el arranque [m]

Entonces:

$$h_{2d} = \frac{0.1307}{7 * 0.511 * \sqrt{1.372}}$$

$$h_{2d} = 0.032 \text{ m}$$

4. Calcular h_{2e} , b y h_{2c}

Se procede a calcular el calor de h_{2e} con la siguiente ecuación:

$$h_{2e} = a_1 + a_2 + a_3 + h_{2d} \text{ (Ecuación 3.35)}$$

Donde:

h_{2e} : Altura del nivel máximo de agua [m]

Entonces:

$$h_{2e} = 0.3 + 0.455 + 0.3173 + 0.032$$

$$h_{2e} = 1.104 \text{ m}$$

Una vez obtenido este resultado se procede a comparar con el valor de h_2 y como resulta ser menor a h_2 se acepta, de ser lo contrario se recalcula, si se recalcula se

debe tomar un valor mayor para h_2 y recalculer (y se realiza para determinar que los valores estimados son correctos) y si se acepta se debe proceder a calcular L_2 con la siguiente ecuación:

$$L_2 = 0.304 * \frac{Q * L * \sqrt{h_2}}{H_c * D^2} \text{ (Ecuación 3.36)}$$

Donde:

L_2 : Ancho de la cámara de carga (m)

H_c : Altura total de la PCH (m)

L : Longitud de la tubería forzada (m)

D : Diámetro de la tubería forzada (m)

Se puede observar que la ecuación anterior depende mucho de los valores propios de la PCH, por esa razón es evidente que el proyectista tenga una idea clara de la ubicación final de los componentes o por lo menos una aproximación de donde se ubicaran las obras civiles de los diferentes componentes que conforman la PCH.

Entonces:

$$L_2 = 0.304 * \frac{0.1307 * 56 * \sqrt{1.3}}{28 * 0.3137^2}$$

$$L_2 = 0.9 \text{ m}$$

Asimismo, se procede a calcular el valor de h_{2e} , con la siguiente ecuación:

$$h_{2e} = \frac{0.25 * Q}{b_2 * \sqrt{h_2}} \text{ (Ecuación 3.37)}$$

Se puede observar que este es un valor final de h_{2e} , tanto que el anterior era un valor solamente para corroborar que los valores estimados son correctos.

Entonces:

$$h_{2e} = \frac{0.25 * 0.1307}{0.511 * \sqrt{1.3}}$$

$$h_{2e} = 0.06 \text{ m}$$

5. Calcular b y h_{2c}

Se procede a calcular el valor de b, con la siguiente ecuación:

$$b = \frac{5 * b_2^{\frac{3}{2}} * h_2^{\frac{3}{4}}}{\sqrt{Q}} \quad (\text{Ecuación 3.38})$$

Donde:

$$b: \text{ancho del vertedero [m]}$$

Obtenidos los valores de la ecuación en pasos anteriores se sustituye y se tiene que:

$$b = \frac{5 * 0.511^{\frac{3}{2}} * 1.3^{\frac{3}{4}}}{\sqrt{0.1307}}$$

$$b = 6.15 \text{ m}$$

Se puede observar que el valor de b es un poco grande, esto se debe a que en el paso 3 se sustituyó el valor calculado de $b_2 = 0.168 \text{ m}$ con el valor de $b_2 = 0.511 \text{ m}$, en este caso se puede utilizar cualquier otra ecuación de vertedero, para reducir el ancho del vertedero y posteriormente calcular la altura de tal vertedero, pero para este caso se dejará ese valor calculado de $b = 6.15 \text{ m}$.

Finalmente se calcula el valor de h_{2c} con la siguiente ecuación:

$$h_{2c} = h_2 + h_{2e} + a_4$$

Donde:

$$h_{2c}: \text{Altura final de la cámara de carga (m)}$$

Entonces:

$$h_{2c} = 1.3 + 0.06 + 0.3$$

$$h_{2c} = 1.66 \text{ m}$$

3.7. Tubería Forzada.

Transportar un cierto caudal de agua desde la cámara de carga hasta la casa de máquinas no parece tarea difícil, sin embargo, el diseño de una tubería forzada no es asunto fácil. Las tuberías forzadas pueden instalarse arriba o abajo del terreno,

según sea la naturaleza de éste, otros factores que influyen son el material utilizado para la tubería, la temperatura ambiente y las exigencias medioambientales del entorno. En el caso que se instale la tubería forzada arriba del terreno, será necesario sujetar la tubería mediante apoyos, además de los anclajes necesarios en cada cambio de dirección de ésta y la instalación de juntas de dilatación que compensen los esfuerzos originados por los cambios de temperatura (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006). Por ejemplo, una tubería de pequeño diámetro en PVC se puede instalar, extendiéndola simplemente sobre el terreno y siguiendo su pendiente, con un mínimo movimiento de tierras.

Las grandes tuberías deberán enterrarse siempre que el terreno no sea muy rocoso, y en ocasiones, aun cuando lo sea, si los requisitos medioambientales del entorno lo exigen. La arena y la grava que rodean una tubería enterrada, constituyen un buen aislante, lo que permitirá eliminar un buen número de juntas de dilatación y de bloques de anclaje.

Para enterrar una tubería, previamente hay que pintarla y protegerla exteriormente mediante, por ejemplo, una cinta enrollada que garantice su resistencia a la corrosión. Si se hace así y la cinta no sufre daños durante el montaje, la tubería no necesitará ningún mantenimiento ulterior.

Desde el punto de vista medioambiental esta solución es óptima ya que el terreno puede ser restituido a su condición inicial y la tubería, invisible al ojo humano, no constituirá barrera alguna al desplazamiento de los animales (Penche, 1998).

Para su dimensionamiento la tubería de presión se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- El diámetro se selecciona de acuerdo con un análisis técnico y económico, que permita determinar el diámetro que causa el menor número de pérdidas y su costo no sea elevado.
- El espesor se determina de acuerdo con los esfuerzos generados por el golpe de ariete, el peso del agua y de la tubería.

- El material de la tubería permite seleccionar, tuberías de mayor resistencia a los esfuerzos mecánicos.

Debido a que el costo de esta tubería puede representar gran parte del presupuesto de toda la pequeña central, es prioritario optimizar su diseño para reducir no sólo costos de mantenimiento sino la inversión inicial. Una selección adecuada del material y del espesor en la tubería de presión podrá significar beneficios económicos en la reducción del número de anclajes y apoyo.

3.7.1. Material de la tubería.

Hoy en día existe una gran variedad de materiales para tuberías forzadas. Para grandes saltos y grandes diámetros, la tubería fabricada en acero soldado, con juntas longitudinales y circunferenciales, sigue siendo la solución preferida, ya que es relativamente barata y puede conseguirse con el diámetro y espesor requeridos por el proyectista. Sin embargo, si se encuentra en el mercado tubería espiral, soldada por arco sumergido o incluso por inducción, del tamaño apropiado para el caudal de diseño, muy utilizada en gaseoductos y oleoductos, esa será, sin duda, la solución más económica.

En ocasiones puede resultar interesante utilizar acero resistente a la corrosión del tipo Corten, que además de exhibir una resistencia más elevada a la rotura y una mayor tenacidad (importante en lugares con muy bajas temperaturas) permite prescindir de los productos empleados para proteger la tubería contra la corrosión (Penche, 1998). Los materiales frecuentemente utilizados en las tuberías de presión son:

El **acero comercial** ha sido uno de los materiales más usados para tuberías de presión. Estas tuberías pueden ser fabricadas con maquinaria común en la mayoría de talleres de regular tamaño que trabajen con acero. Se fabrican con planchas de acero roladas y soldadas. Sus diámetros y espesores son variados, tienen un factor de pérdida por fricción regular y si están protegidas por una capa de pintura u otra capa de protección pueden durar hasta 20 años. Además, son resistentes a

impactos, y relativamente pesados, pero en caso de ser necesario pueden ser fabricadas en longitudes adecuadas para su transporte e instalación. Se unen mediante bridas, soldadura o juntas mecánicas. Las tuberías de presión de acero que son enterradas corren el riesgo de corroerse.

La **tubería de PVC** es una de las más empleadas en las pequeñas centrales. Es relativamente económica, se produce un diámetro cerca de los 400 mm, y es adecuada para presiones elevadas (100 a 150 m). Al variar el espesor de la pared de la tubería se obtienen diferentes niveles de presión. Es liviana y fácil de transportar e instalar. Tiene un factor de pérdidas por fricción bajo y es resistente a la corrosión.

No obstante, es relativamente frágil y puede ser dañada por golpes o impactos de rocas, especialmente a bajas temperaturas. La principal desventaja es que el PVC se deteriora cuando se expone a la luz ultravioleta, la cual agrieta la superficie afectando seriamente la resistencia de la tubería; por ello, siempre debe estar protegida de la luz solar directa ya sea enterrándola, cubriéndola con vegetación, envolviéndola o pintándola.

El **hierro dúctil** ha reemplazado en gran medida al hierro fundido, aunque este último todavía se utiliza en sistemas antiguos. En ocasiones, las tuberías de hierro dúctil están revestidas en su interior con cemento, lo que las dota de protección contra la corrosión y de una baja pérdida por fricción. Es un material pesado, de allí que sea difícil de instalar y costoso.

3.7.2. Longitud de tubería.

El proceso de obtención de la longitud de la tubería forzada se realizó mediante el método de la manguera, el cual fue expuesto en el capítulo 2. A través del recorrido de campo se determinó una posible ubicación para la cámara de carga, lugar de inicio de la tubería forzada, además, mediante este proceso es posible obtener el salto útil, el cual representa la altura desde la cámara de carga hasta la casa de

máquinas, lugar donde se encuentra el equipo electromecánico necesario para la generación de energía.

Para poder obtener la longitud de tubería se procede a calcular la distancia horizontal y vertical, posteriormente se obtendrá el perfil del terreno en donde se instalará la tubería forzada. Luego haciendo uso del Teorema de Pitágoras se podrá determinar la longitud necesaria de tubería. Haciendo uso del método de la manguera para obtener salto, se realizaron 61 mediciones para poder determinar el salto útil, el cual es de 35 m.

Del mismo modo la distancia horizontal que recorre la tubería es de 121.5 m, por lo cual se necesita 126.44 m de tubería forzada.

En la Figura 73 se aprecia el perfil de la tubería, cada punto en la figura representa una medición realizada, por lo cual se pueden contabilizar 61 puntos.

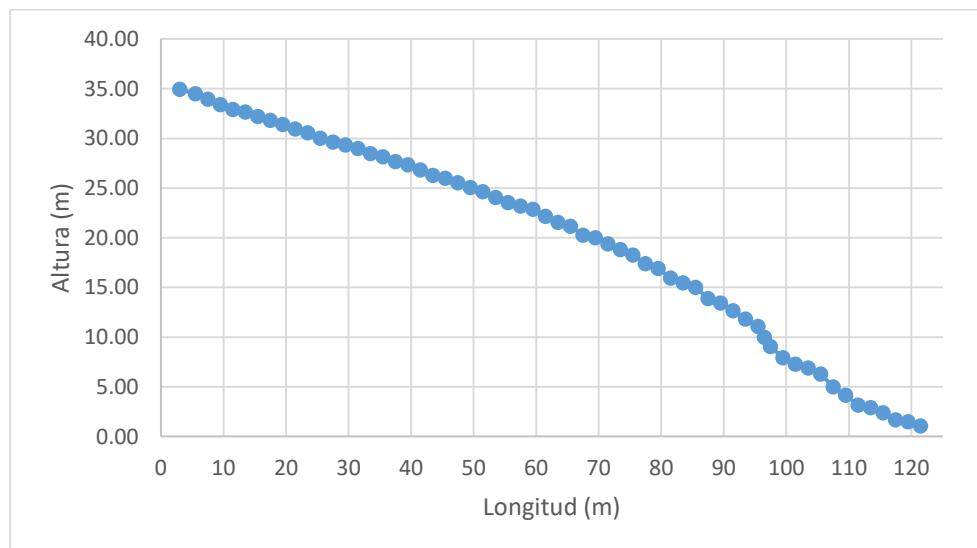


Figura 73. Perfil de la tubería forzada.

3.7.3. Diámetro de tubería.

El diámetro de la tubería de presión se determina con base en la selección óptima entre el mínimo de pérdidas y el costo mínimo.

Las pérdidas en la tubería se traducen en pérdidas de potencia y a su vez de energía; éstas se reducen con el aumento del diámetro, pero este aumento

incrementa el costo de la tubería; por tal motivo el diámetro debe armonizar con el índice de pérdida de energía, que es el dinero perdido por la no venta de energía eléctrica y el costo de amortización de la tubería.

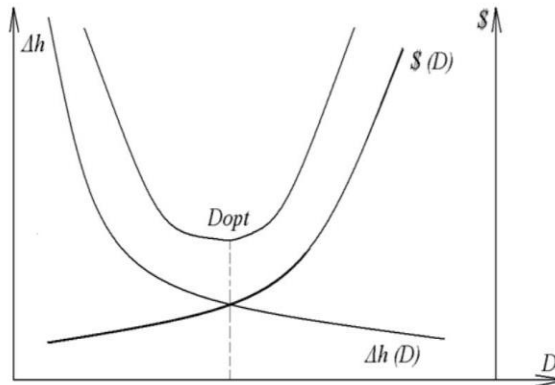


Figura 74. Variación del costo según diámetro y pérdidas.

Una mejor apreciación se indica en la Figura 74 donde se observa que con el aumento del diámetro de la tubería aumenta su costo, y se reducen sus pérdidas; la selección del diámetro se encuentra en el punto mínimo (Ortiz Flórez, 2011).

Un criterio simple para determinar el diámetro de una tubería, es el de limitar las pérdidas de carga a un determinado porcentaje del salto bruto. Un enfoque más riguroso exigiría considerar varios diámetros posibles, calcular la pérdida anual de energía en cada uno de ellos, y actualizarlas a lo largo de la vida del aprovechamiento. De esta forma se puede dibujar un gráfico con la curva diámetros vs pérdidas actualizadas, al que se superpone el coste para cada diámetro.

En la práctica, en una tubería forzada, las pérdidas fundamentales son las de fricción; las pérdidas por turbulencia en la tubería, al paso por la rejilla, a la entrada de aquella, en los codos, expansiones, concentraciones y válvulas, son pérdidas menores. Bastará pues en una primera aproximación calcular las pérdidas por fricción, utilizando por ejemplo la ecuación de Manning:

$$\frac{h_f}{L} = 10.3 * \frac{n^2 Q^2}{D^{5.333}} \text{ (Ecuación 3.39)}$$

Basta despejar D para poder calcular el diámetro de la tubería que límite las pérdidas por fricción a los valores requeridos:

$$D = \left[\frac{10.3n^2 Q^2 L}{h_f} \right]^{0.1875}$$

Se limita las pérdidas al 4% de la potencia bruta, por lo tanto $h_f = 0.04 H$, al sustituir se obtiene:

$$D = 2.83 \left[\frac{n^2 Q^2 L}{H} \right]^{0.1875} \quad (\text{Ecuación 3.40})$$

Dónde:

D: diámetro de la tubería (m)

n: factor de Manning (adimensional)

Q: caudal de diseño (m^3/s)

L: Longitud de la tubería (m)

H: altura bruta (m)

Tabla 20. Factor de Manning.

Material	Manning
Acero comercial	0.0120
PVC	0.0090
Hierro dúctil	0.0015

Fuente: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, construcción paso a paso.

3.7.4. Espesor de la tubería.

Cuando se produce un cambio brusco de régimen en una tubería debido al cierre rápido de una válvula; la fuerza generada por el cambio de velocidad de la masa de agua implicada en el fenómeno puede producir un incremento de presión en el tubo que, aunque transitorio, es de un orden de magnitud muy superior al de la presión hidrostática. A esta onda de presión se la conoce por el nombre de **golpe de ariete** y sus efectos pueden ser catastróficos. La tubería puede estallar por sobrepresión o aplastarse por vacío relativo (Penche, 1998).

Un fenómeno similar se presenta por la apertura brusca de la misma válvula en el extremo en una tubería de presión. Ésta hace que las partículas estáticas de agua empiecen a moverse rápidamente, originando una subpresión en el tramo entre la

tubería de presión. Los efectos que causa este fenómeno son similares y matemáticamente inversos al del golpe de ariete positivo, por ello se le llama golpe de ariete negativo (Ortiz Flórez, 2011).

El espesor de la tubería se determina considerando el golpe de ariete, además se debe tomar en cuenta que con un espesor muy pequeño la tubería podría fallar por el golpe de ariete, y con un espesor muy alto podrían elevarse demasiado los costos en la construcción de la tubería forzada.

En el texto **Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas** proponen el siguiente proceso para el cálculo del espesor de la tubería forzada:

El espesor de la tubería de presión se determina de la siguiente forma:

Aspectos a considerar:

- Las presiones más altas que se espera que resista la tubería.
- Los efectos corrosivos que tienden a adelgazar sus paredes con el transcurso del tiempo.

El cálculo de presiones transitorias como el golpe de ariete, se determinan con la siguiente expresión:

$$h_p = \frac{a * \Delta v}{g} \text{ (Ecuación 3.41)}$$

Donde:

a: velocidad de propagación de la onda de presión [m/s]

h_p: presión transitoria [metros de columna de agua]

Δv: velocidad del agua dentro de la tubería [m/s]

La velocidad de propagación de la onda es un valor que depende en gran medida del material de la tubería. En el caso del acero se puede considerar este valor de 900 m/s .

El espesor de la tubería se determina de la siguiente manera.

$$t = \frac{5 * f_s * h_t * 10^6 * d * k_j}{S} + k_c \text{ (Ecuación 3.42)}$$

Donde:

f_s : factor de seguridad

h_t : altura bruta más presión por golpe de ariete (metros de columna de agua)

d : diámetro interno de la tubería forzada (m)

k_j : eficiencia de uniones (1.1 – 1.2)

S : Esfuerzo de rotura de la tubería (N/m^2)

k_c : factor por corrosión (1 mm por cada 10 años de vida)

El texto **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas** define la siguiente ecuación para el cálculo del espesor de la tubería forzada (Ortiz Flórez, 2011).

$$e = \frac{(H + h_s)D}{2\sigma_t K_f} + e_s \text{ (Ecuación 3.43)}$$

Donde:

H : altura bruta (m)

h_s : sobrepresión ejercida por el golpe de ariete (30% altura bruta) (m)

D : diámetro interno (mm)

σ_t : tensión de tracción del material (kgf/cm^2)

K_f : eficiencias de las uniones (0.8 – 1.0)

e_s : espesor adicional (entre 1 y 3 mm)

La tensión de tracción del material debe dividirse entre un factor de 0.1, para así tener dimensiones iguales a la sumatoria de la altura bruta y sobrepresión por golpe de ariete, con ello se asegura que las unidades del espesor se expresen en milímetros.

Por lo anterior; la expresión queda de la siguiente manera:

$$e = \frac{(H + h_s)D}{2 \frac{\sigma_t}{0.1} K_f} + e_s$$

$$e = \frac{0.1(H + h_s)D}{2\sigma_t K_f} + e_s \text{ (Ecuación 3.44)}$$

Algunas normas restringen el espesor mínimo que debe tener una tubería. ASME recomienda para un ello un espesor mínimo en milímetros, igual a 2.5 veces el diámetro en metros más 1.2, es decir $e_{\min} = 2.5d + 1.2$ [mm]. Otras normas recomiendan $e_{\min} = \frac{d+508}{400}$ [mm], en esta norma el valor del diámetro se considera en milímetros.

3.7.5. Sistema de Apoyos.

La tubería de presión a cielo abierto en su perfil se adapta a las condiciones del terreno con la pendiente respectiva; en su trayecto para sostenerse se apoya sobre estructuras de concreto llamados “apoyos” y en lugares donde se requiere variar la pendiente la tubería tiene su respectivo codo sujeto a un “anclaje”, quien se encarga de absorber los esfuerzos que se derivan por variación de pendiente. Una mejor apreciación se observa en la Figura 75.

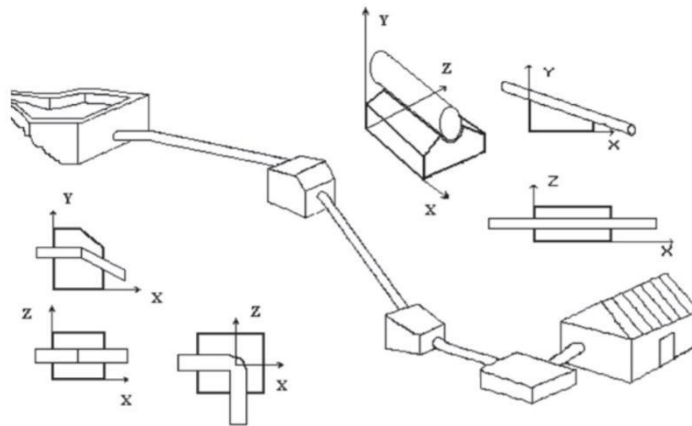


Figura 75. Sistema de apoyos y anclajes en tubería forzada

Los bloques de apoyo se utilizan para sostener adecuadamente la tubería de presión, deben ser dimensionados de tal forma que sean de bajo costo y de fácil construcción. El apoyo se encarga de sostener la tubería de presión y facilita su deslizamiento por dilatación o contracción debidas a variaciones de temperatura. Para cumplir con estas funciones el apoyo se compone de una estructura de

concreto que absorbe los esfuerzos y que a su vez en sus dimensiones garantiza que no se volteará o enterrará y además que las aguas lluvias pueden escurrir. Sobre él está montada una placa metálica de baja fricción para el deslizamiento de la tubería de presión, la cual a su vez está montada sobre una silla metálica de baja fricción; en estas condiciones los esfuerzos mecánicos transmitidos son menores, los apoyos deben ser diseñados para soportar el peso de la tubería y el peso del agua; considerando que la tubería está completamente llena (Ortiz Flórez, 2011).

3.7.6. Anclajes.

Los anclajes son bloques de hormigón que impiden el movimiento de la tubería, ajustan la tubería al perfil topográfico del terreno y permiten variar la pendiente en forma horizontal y/o vertical. Pueden ser del tipo abierto cuando la tubería está descubierta y sujeta al bloque por medio de piezas especiales de acero o del tipo macizo cuando el hormigón cubre totalmente a la tubería y ésta está embebida dentro del bloque. La ubicación de los anclajes son aquellos lugares en los cuales existen cambios de dirección.

3.7.7. Diseño de tubería forzada.

A continuación, se presentan los diferentes diámetros de tubería obtenidos haciendo uso de la fórmula expresada anteriormente.

Tabla 21. Diámetro según el material de tubería.

Material	Manning	Diámetro (cm)
Acero Soldado	0.012	31.80
PVC	0.009	28.54
Hierro dúctil	0.015	34.57

Los datos mostrados en la Tabla 21 se obtuvieron mediante la ecuación 3.40:

$$D = 2.83 \left[\frac{n^2 Q^2 L}{H} \right]^{0.1875}$$

Anteriormente se definió el acero como material para la fabricación de la tubería, por lo cual el diámetro óptimo será de 31.80 cm, sin embargo, una buena práctica

es aproximar este valor a un valor de diámetro disponible en el mercado, por ello se define el diámetro de la tubería de 12 pulgadas; aproximadamente 30.48 cm.

Las variables de entrada se han determinado de $Q = 0.1307 \text{ m}^3/\text{s}$, $H = 36 \text{ m}$ y $L = 126.44 \text{ m}$. Para el diseño de la tubería se recomienda utilizar el **acero soldado**, ya que presenta ventajas significativas sobre los otros materiales, entre los cuales se encuentran: mayor tiempo de vida útil, construcción relativamente sencilla y resistente a golpes ocasionados por posibles desprendimientos del terreno.

Para el cálculo del espesor se conoce que la tensión de tracción del acero $1400 \text{ kgf}/\text{cm}^2$ y una eficiencia en las uniones de 0.9, por lo cual se tiene:

$$e = \frac{0.1(H + h_s)D}{2\sigma_t K_f} + e_s$$

$$e = \frac{0.1(36 + (0.30 * 36)) * 0.3180 * 1000}{2 * 1400 * 0.9} + 3$$

$$e = 3.60 \text{ mm}$$

Se procede a calcular el espesor según el **Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas**.

$$h_p = \frac{a * \Delta v}{g}$$

$$h_p = \frac{900 * \frac{4 * 0.1307}{\pi * d^2}}{9.81}$$

$$h_p = 150.9750 \text{ m}$$

$$h_t = 150.9750 + 36$$

$$h_t = 186.975 \text{ m}$$

Se considera un factor de seguridad de 1.5, eficiencia en las uniones de 1.1, tiempo de vida de la tubería de 20 años. Además, se conoce que el esfuerzo de rotura del acero es de $350 \times 10^6 \text{ N}/\text{m}^2$.

$$t = \frac{5 * 1.5 * 186.975 * 10^6 * 0.3180 * 1.2}{350 * 10^6} + 2$$

$$t = 3.53 \text{ mm}$$

Además, calculando el espesor mínimo según la norma ASME, se obtiene un resultado de aproximadamente de 2.00 mm, por lo cual se valida que un espesor de entre 3.50 y 3.60 mm es ideal para la tubería forzada.

Se recomienda, en el momento de realizar un estudio de factibilidad, considerar el cálculo y diseño adecuado de soportes y anclajes de la tubería forzada, ya que estos componentes son vitales en el diseño general de la tubería, además, podrían incrementar los costos de inversión de la misma.

3.7.8. Chimenea de equilibrio.

En apartados anteriores se pudo observar que algunas estructuras mostraban tener valores sobredimensionados, por ejemplo; la canaleta de acarreo de agua, específicamente el valor de velocidad calculado y en la cámara de carga, específicamente el ancho de la misma, adoptando un valor igual al ancho de la canaleta, superando por el triple al valor calculado, estos sobre dimensionamientos conllevan a nivel práctico; un incremento en los costos de la obra civil del proyecto.

El objetivo del diseño de las obras civiles es establecer cuál es la que mejor se adapta o la estructura que más conviene construir en el lugar de emplazamiento, por ende, como se mencionó en apartados anteriores, el acarreo de agua se puede hacer con canaletas a cielo abierto o por medio de tuberías.

En el caso del ejemplo desarrollado en este documento lo más conveniente y económico es transportar el agua captada por la bocatoma hasta la turbina por medio de una tubería, en tal caso ya se diseñó, y de esta manera no hacer uso de un canal de derivación, ni de una cámara de carga con valores sobredimensionados. Por el motivo anteriormente descrito se dispondrá a desarrollar el diseño de una chimenea de equilibrio; que como ya se mencionó, es la encargada de responder a

las diferentes demandas de energía por el sistema, su ubicación puede observarse en la Figura 70. El papel de la chimenea de equilibrio en un salto puede resumirse en los siguientes puntos:

- Reduce la amplitud de las fluctuaciones de presión en la tubería forzada, al reflejar las ondas incidentes y cambiarlas de signo mucho antes de llegar al embalse, lo que sería el caso en ausencia de la chimenea.
- Protege la tubería de presión de las sobrepresiones por golpe de ariete.
- Mejora las características de regulación de la turbina al reducir la inercia de la columna de agua afectada, que se limita tan solo a la tubería forzada.
- La chimenea constituye una reserva de agua próxima a la central que permite acelerar o decelerar el agua de la tubería más lentamente de lo que la turbina a veces requiere, reduciendo la amplitud de las oscilaciones de presión.

Los pasos para un diseño preliminar de una chimenea de equilibrio son los siguientes:

1. Calcular pérdidas en la tubería

Se determina inicialmente el área de conducción teniendo en cuenta que el diámetro de tubería es de 12 pulgadas equivalentes a 30.48 cm.

Se utiliza la siguiente expresión:

$$A_t = \pi * \frac{D^4}{4} \text{ (Ecuación 3.44)}$$

Donde:

A_t : Área de conducción [m]

D : Diámetro de la tubería [m]

Calculando el área de conducción se tiene que:

$$A_t = \pi * \frac{0.3048^4}{4}$$

$$A_t = 0.073 \text{ m}^2$$

Ahora se procede a calcular la velocidad del agua en la conducción haciendo uso de la siguiente expresión:

$$V_t = Q/A_t \text{ (Ecuación 3.45)}$$

Utilizando el valor de caudal igual a 0.1307 m³/s y el valor de A_t calculado anteriormente.

Donde:

$$Q: \text{Caudal transportado (m}^3/\text{s)}$$

Calculando la velocidad del agua en la conducción se tiene que:

$$V_t = \frac{0.1307}{0.073}$$

$$V_t = 1.791 \text{ m/s}$$

Ahora se procede a calcular las pérdidas por fricción en la tubería forzada utilizando cualquier ecuación de pérdidas en tuberías, para facilidad en los cálculos se procede a utilizar la ecuación de Scobey:

$$h_f = 0.004098 * K_s * \frac{Q^{1.9}}{D^{4.9}} * L.$$

Donde:

K_s: Coeficiente de fricción

L: Longitud de la tubería (m)

Sustituyendo valores de L= 126.44 m y utilizando un valor de K_s=0.32, se tiene que:

$$h_f = 0.004098 * 0.32 * \frac{0.1307^{1.9}}{0.3048^{4.9}} * 126.44$$

$$h_f = 1.172 \text{ m}$$

Luego se calculan las pérdidas totales en la tubería las cuales equivalen a $h_t = 1.04 * h_f$, las cuales dan un resultado de:

$$h_t = 1.219 \text{ m}$$

2. Calcular dimensiones de la chimenea de equilibrio.

Primero se procede a calcular el área transversal de la chimenea de equilibrio, para ellos se utiliza la ecuación:

$$A_c = \frac{V_t^2}{2 * g} * \frac{L * A_t}{(H_b - h_t) * h_t} \text{ (Ecuación 3.46)}$$

Donde:

H_b : Salto (m)

Sustituyendo todos los valores conocidos y calculados anteriormente se tiene que:

$$A_c = \frac{1.7912^2}{2 * 9.81} * \frac{126.44 * 0.073}{(36 - 1.219) * 1.219}$$

$$A_c = 0.036 \text{ m}^2$$

Con el valor anteriormente obtenido se procede a calcular el valor de sobrepresión generado en la tubería utilizando la expresión:

$$y = V_t * \sqrt{\frac{A_t * L}{g * A_c}} \text{ (Ecuación 3.47)}$$

Por lo cual se obtiene que:

$$y = 1.7912 * \sqrt{\frac{0.073 * 126.44}{9.81 * 0.036}} \text{ (Ecuación 3.48)}$$

$$y = 9.027 \text{ m}$$

El valor anterior se conoce también como sobrepresión teórica del golpe de ariete, la cual se identificará por y_e . Si se desea saber el diámetro de la chimenea de equilibrio basta con sustituir en la ecuación $A_c = \pi * \frac{D_c^4}{4}$, que en todo caso al despejar D_c se tiene un valor de $D_c = 0.213 \text{ m}$.

3. Calcular altura mínima de la chimenea de equilibrio

Primero se necesita saber cuál es la depresión real del golpe de ariete, para ellos se utiliza la siguiente expresión: $Y_E = y_e * Z_E$ (Ecuación 3.49)

Donde:

Z_E : Pérdida de carga por golpe de ariete

y_e : Sobrepresión teórica de golpe de ariete (m)

Para poder dar solución a la ecuación anterior, primeramente, hay que calcular el valor de Z_E , El cual puede conocerse con la ecuación $Z_E = 1 - \frac{2}{3} * K + \frac{1}{9} * K^2$,

Donde:

K : Factor K

El factor anterior es un valor adimensional el cual depende del cociente entre h_t y y_e , que ya fueron calculadas anteriormente, dando como resultado un valor de $K = 0.132$. Una vez conocido el valor del factor K se procede a calcular el valor de Z_E , sustituyendo la ecuación correspondiente se obtiene lo siguiente:

$$Z_E = 1 - \frac{2}{3} * 0.132 + \frac{1}{9} * 0.132^2$$

$$Z_E = 0.914$$

Con este valor calculado se procede a retomar la ecuación planteada al inicio del paso 3 y sustituyendo los valores conocidos se obtiene:

$$Y_E = 9.207 * 0.914$$

$$Y_E = 8.413 \text{ m}$$

Ahora se procede a calcular un nuevo valor de pérdidas de fricción, sin embargo, esta vez se utiliza un valor de $K_s = 0.4$, que es mayor al utilizado anteriormente, esto se hace con el objetivo de incrementar las pérdidas totales asumiendo un valor crítico mayor al de las pérdidas calculadas inicialmente.

Por lo cual sustituyendo el valor de K_s en la ecuación de pérdidas por fricción se tiene que:

$$h'_f = 0.004098 * 0.4 * \frac{0.1307^{1.9}}{0.3048^{4.9}} * 126.44$$

$$h'_f = 1.465 \text{ m}$$

Las nuevas pérdidas totales con valor crítico son entonces:

$$h'_t = 1.04 * h'_f \text{ (Ecuación 3.50)}$$

$$h'_t = 1.04 * 1.465$$

$$h'_t = 1.532 \text{ m}$$

Con este valor se calcula un nuevo factor K esta vez se diferenciará como factor K' ya que está en función del valor de pérdidas totales con valor crítico.

Sustituyendo valores se obtiene que:

$$K' = \frac{h'_t}{y_e} \text{ (Ecuación 3.51)}$$

$$K' = \frac{1.523}{9.207}$$

$$K' = 0.165$$

Ahora se dispone a calcular el valor del factor de pérdida de carga por golpe de ariete tanto en el cierre (Z_d) de válvula como en la apertura ($Z'd$).

Para calcular la elevación máxima se utiliza la expresión:

$$Y_D = y_e * Z_d \quad \text{ó} \quad Y_D = y_e * Z'd$$

Para ello primero se debe conocer el valor de Z_d el cual se calcula con la expresión:

$$Z_d = 1 - 0.593 * K'^3 + 1.556 * K'^2 - 1.683 * K'$$

Sustituyendo el factor K' en la ecuación anterior se obtiene:

$$Z_d = 1 - 0.593 * 0.165^3 + 1.556 * 0.165^2 - 1.683 * 0.165$$

$$Zd = 0.761$$

Además, se debe conocer el valor de $Z'd$ el cual se calcula con la siguiente expresión:

$$Z'd = 0.131 * K'^2 + 0.353 * K' + 0.5 \text{ (Ecuación 3.52)}$$

Sustituyendo el factor K' en la ecuación anterior se obtiene:

$$Z'd = 0.131 * 0.165^2 + 0.353 * 0.165 + 0.5$$

$$Z'd = 0.562$$

Al comparar los valores de Zd y $Z'd$ se puede observar que la elevación máxima del nivel ocurrirá cuando se genere el cierre por tanto se procede a usar la siguiente ecuación:

$$Y_D = y_e * Zd \text{ (Ecuación 3.53)}$$

Luego se procede a calcular el valor correspondiente a Y_D que proporcionará un valor máximo resultado de la comparación entre Zd y $Z'd$

$$Y_D = 9.207 * 0.761$$

$$Y_D = 7.011 \text{ m}$$

Conociendo los valores de Y_E y Y_D Se procede a calcular la altura mínima que debe tener la chimenea de equilibrio haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$H_{C_{min}} = Y_E + Y_D + 2 * D \text{ (Ecuación 3.54)}$$

Sustituyendo:

$$H_{C_{min}} = 8.41 + 7.011 + 2 * 0.3048$$

$$H_{C_{min}} = 16.033 \text{ m}$$

Los valores anteriores 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 o una solución por métodos numéricos.

Capítulo 4. Equipo Electromecánico.

La tecnología desarrollada hasta ahora en el área de la energía hidroeléctrica es muy avanzada, ya que se han aplicado los avances logrados en los últimos 150 años. Las turbinas y el resto de equipos de una central presentan actualmente una alta eficiencia, cubriendo toda la gama de caudales desde 0,1 a $500 \frac{m^3}{s}$, pudiendo utilizarse hasta 1800 m de salto neto con rendimientos mecánicos buenos. Los equipos asociados, como reguladores de velocidad, son de tecnología electrónica, lo que permite alcanzar una gran precisión en la regulación y el acoplamiento de grupos, y el control y regulación de las turbinas se gestiona por autómatas de última generación (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006).

La peculiaridad de los proyectos hidroeléctricos y de cualquier tipo de proyecto de generación basado en recursos naturales radica en la dependencia de la disponibilidad del recurso. Para afrontar esta realidad se debe mejorar aquellas áreas donde se puede incidir de manera directa en la optimización del aprovechamiento máximo del recurso oscilante. Con este propósito, uno de los objetivos primordiales de un proyecto hidroeléctrico es seleccionar, instalar y operar aquellos equipos que permitan obtener el máximo rendimiento de los recursos, cuantos estos se encuentren disponibles. El equipo electromecánico, constituye el núcleo de operación de una pequeña central y su correcta selección impacta directamente sobre el comportamiento de una central, su capacidad de producción, factores de utilización y energía finalmente producida (Saravia Gutiérrez, 2013).

Este capítulo se concentra en la selección del equipo electromecánico a utilizar, los criterios de selección y la aplicabilidad para las condiciones del sitio y el esquema de explotación propuesto.

4.1. Casa de máquinas

Casa de máquinas es una estructura civil que contiene la mayor parte de equipo electro mecánico como turbinas, generadores y el sistema de control. El equipo que se encuentra en casa de máquinas es el que transforma la energía cinética del agua

en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. Por ello es muy importante la ubicación de la misma, por lo cual se consideran los siguientes aspectos:

- En general la casa de máquinas se debe colocar cerca del afluente al cual se le entregará el agua turbinada.
- Es importante destacar que la casa de máquinas, se ubique en una zona con terrenos estables y que esté fuera del alcance de riadas, ya que éstas pueden depositar una cantidad de sedimentos en el canal de desagüe o en caso extremo afectar la casa de máquinas.
- Tener facilidades internas como externas, tales como: prever una posible ampliación, tener facilidad de acceso y facilidad de adquirir terrenos.
- Un factor importante en la ubicación de la casa de máquinas, es que la disposición de los equipos armonice con el paisaje exterior.

El diseño de la casa de máquinas se puede normalizar en función de la posición del eje del grupo turbina generador; este puede ser horizontal o vertical. En proyectos para PCH's el grupo de eje horizontal ofrece más facilidades para su montaje y mantenimiento, por tal motivo es el más usado y tiene entre otras las siguientes características:

- Cojinetes normales.
- Transmisión directa por acoplamiento directo o con ejes paralelos.
- Inspección fácil, ya que todos los elementos están a la misma altura.
- Las cimentaciones son de mayor extensión superficial.
- El agua ingresa en el canal de desagüe a través de uno o dos codos de 90°, originando pérdidas de carga, que serán mayores en la medida en que sea mayor la velocidad.
- Suelen compensar el momento de inercia del grupo con un volante, acoplado a su eje.

El grupo de eje vertical se ajusta a potencias mayores y tiene entre otras las siguientes características:

- ✚ Posibilidad de colocar los alternadores y las transmisiones tan arriba como se quiera del nivel de aguas por pequeño que sea el salto.
- ✚ Una buena cimentación.
- ✚ Las cargas verticales correspondientes a las máquinas deben ser sostenidas por un cojinete.

4.2. Turbinas Hidráulicas.

La turbina hidráulica es el elemento clave de una PCH. Aprovecha la energía cinética y potencial que contiene el agua, transformándola en un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador produce energía eléctrica (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006).

En cuanto al modo de funcionamiento, las turbinas se pueden clasificar en dos grupos: **turbinas de acción** y **turbinas de reacción**. Las turbinas de acción aprovechan la presión dinámica debida a la velocidad del agua en el momento de su acción en la turbina.

Las turbinas de reacción aprovechan además la presión estática al trabajar en el interior de compartimentos cerrados a presión superior a la atmosférica (Carta González, Pérez, Santos, & Castro Gil, 2009).

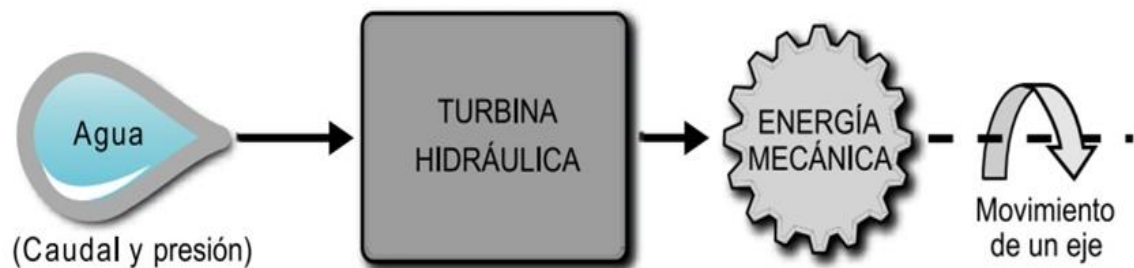


Figura 76. Esquema conceptual de una turbina hidráulica.

4.2.1. Turbinas de acción

Son aquellas que aprovechan únicamente la velocidad del flujo de agua para hacerlas girar. La turbina de acción más comúnmente utilizada es la turbina Pelton, aunque existen otros como la Turgo con inyección lateral y la turbina de doble impulsión o de flujo cruzado, también conocida por turbina Ossberger o Michell-Banki.

Turbina Pelton: la turbina Pelton fue inventada por Lester Allan Pelton (EE.UU, 1829 - 1908) y patentada en California en 1880. Esta turbina puede definirse como una turbina de acción, de flujo tangencial y de admisión parcial que trabaja a presión atmosférica y está diseñada para condiciones de grandes saltos entre los 400-600 metros y bajos caudales; además opera eficientemente con cargas parciales. Está formada por un rodete móvil con álabes de doble cuenco. El chorro de agua entra en la turbina dirigido y regulado por uno o varios inyectores, incidiendo en los álabes y provocando el movimiento de giro de la turbina.

Los elementos más importantes que forman la turbina Pelton son el distribuidor y el rodete. En este tipo de turbinas no se tiene el tubo difusor, ya que por ser una turbina de acción su rodete trabaja a presión atmosférica. El distribuidor de esta turbina está constituido por un inyector o por varios inyectores, que pueden llegar a seis; cada uno de ellos consta por lo general de una tobera de sección circular provista de una aguja de regulación que se mueve axialmente, variando así la sección del flujo.

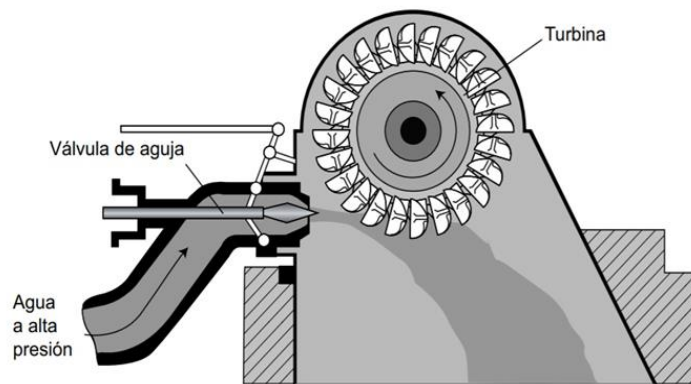


Figura 77. Esquema de una turbina Pelton.

La potencia se regula a través de los inyectores, que aumentan o disminuyen el caudal de agua. En las paradas de emergencia se emplea un deflector que dirige el chorro directamente al desagüe, evitando el embalamiento de la máquina. Esto permite un cierre lento de los inyectores, sin golpes de presión en la tubería forzada. Estas turbinas tienen una alta disponibilidad y bajo costo de mantenimiento, además de que su rendimiento es bastante alto (superior al 90% en condiciones de diseño: presenta una curva de rendimiento bastante plana con un rendimiento superior al 80% para un caudal entre el 20% y el 30% del nominal).

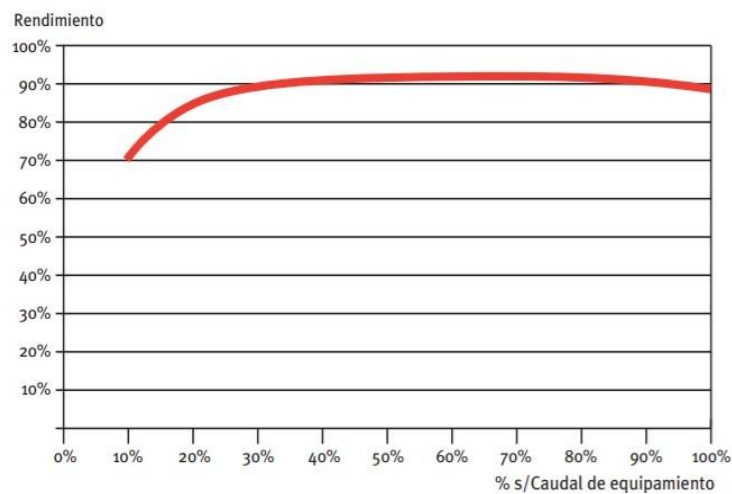


Figura 78. Curva de rendimiento de una turbina Pelton.

Turbina de flujo cruzado: también conocida como de doble impulsión, Ossberger o Michell-Banki. Está constituida por un inyector de sección rectangular provisto de un álabe longitudinal que regula y orienta el caudal que entra en la turbina, y un rodete de forma cilíndrica, con sus múltiples palas dispuestas como generatrices y soldadas por los extremos a discos terminales. Esta turbina fue inventada y patentada en 1903 por A.G Michell (Australia) y posteriormente, en los años 1917 y 1919, fue estudiada en la Universidad de Budapest por Donat Banki (Hungría). La turbina de flujo cruzado se puede definir como una turbina de acción de flujo radial centrípeto - centrífugo, de flujo transversal, de doble acción y de admisión parcial. Sin embargo, recientes ensayos han indicado que existe una pequeña reacción en el primer paso, a causa de una presión ligeramente superior a la atmosférica, debido a la cercanía del inyector al rodete (Ortiz Flórez, 2011).

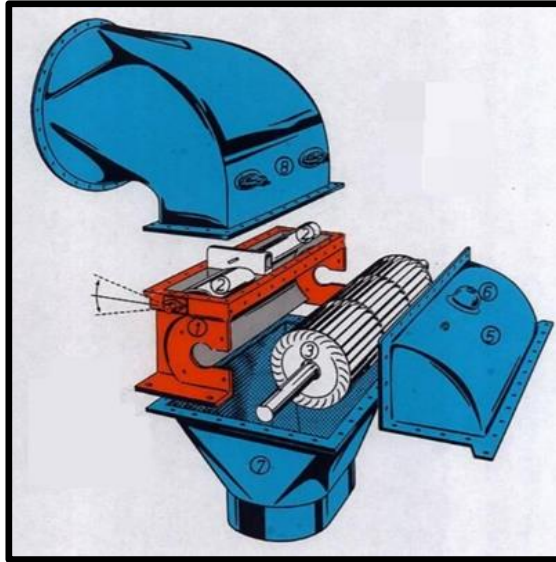


Figura 79. Turbina de flujo cruzado.

Los elementos más importantes que forman la turbina son el distribuidor y el rodete. El Distribuidor consiste en una tobera de sección rectangular que abarca al rodete en cierto ángulo de admisión parcial. Está dotado de una paleta directriz para la regulación del caudal. El rodete tiene forma de tambor o cilindro y está compuesto por un par de discos, entre los cuales se fijan periféricamente los álabes de perfil circular y de simple curvatura.

En el funcionamiento de una turbina de flujo cruzado el primer impulso se produce cuando el caudal entra en la turbina orientado por el álabe del inyector hacia las palas del rodete. Cuando este caudal ya ha atravesado el interior del rodete proporciona el segundo impulso, al salir del mismo y caer por el tubo de aspiración.

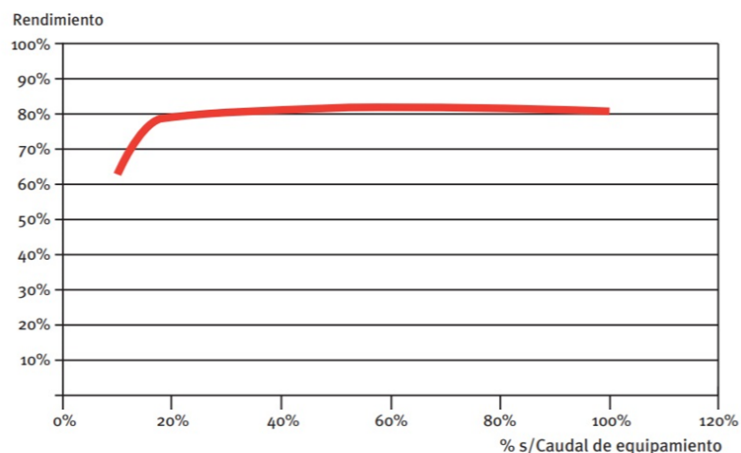


Figura 80. Curva de rendimiento de una turbina Mitchell-Banki.

Este tipo de turbinas tienen un campo de aplicación muy amplio, ya que se pueden instalar en aprovechamientos con saltos comprendidos entre 1 y 200 metros con un rango de variación de caudales muy grande. La potencia unitaria que puede instalar está limitada aproximadamente a 1 MW.

El rendimiento máximo es inferior al de las turbinas Pelton, siendo aproximadamente del 80%, pero tiene un funcionamiento con rendimiento prácticamente constante para caudales de hasta 1/16 del caudal nominal (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2006).

4.2.2. Turbinas de reacción.

Este tipo de turbinas cuentan con un diseño de rotor que permite aprovechar la presión que aún le queda al agua a su entrada para convertirla en energía cinética. Esto hace que el agua al salir del rotor tenga una presión por debajo de la atmosférica. Las turbinas de reacción más utilizadas son las Francis y la Kaplan. Todas las turbinas de reacción han de disponer de un tubo de aspiración o difusor, el cual tiene entre sus cometidos:

- a) Servir de vía de transporte del agua al canal de descarga, una vez que ésta ha abandonado el rodete.
- b) Recuperar la altura estática (altura de aspiración) existente entre la salida del rodete y el nivel de agua del canal de descarga.
- c) Recuperar la mayor parte posible de la energía cinética a la salida del rodete, la cual aumenta al incrementarse la velocidad específica (Carta González, Pérez, Santos, & Castro Gil, 2009).

La mayoría de estas turbinas se componen casi siempre de los siguientes elementos:

- Carcasa o caracol. Estructura fija en forma de espiral donde parte de la energía de presión del agua que entra se convierte en energía cinética, dirigiendo el agua alrededor del distribuidor.

- Distribuidor. Lo componen dos coronas concéntricas; el estator (corona exterior de álabes fijos) y el rotor (corona de álabes móviles).
- Rodete. Es un elemento móvil que transforma la energía cinética y de presión del agua en trabajo. - Difusor. Tubo divergente que recupera parte de la energía cinética del agua.

Turbina Francis: en 1826 Benoit Fourneyron desarrolló una turbina de flujo externo con una eficiencia cercana al 80%. En ella el agua era dirigida tangencialmente a través del rodete de la turbina provocando su giro. En 1820, Jean V. Poncelet diseñó una turbina de flujo interno que usaba los mismos principios, posteriormente S. B. Howd obtuvo en 1838 una patente en los EE.UU. para un diseño similar. Y hacia el año 1848 James B. Francis, presentó un diseño mejorado, con una eficiencia superior al 90% y más tarde le anexó el distribuidor, diseñado por Fink (Alemania) en 1860 (Ortiz Flórez, 2011)

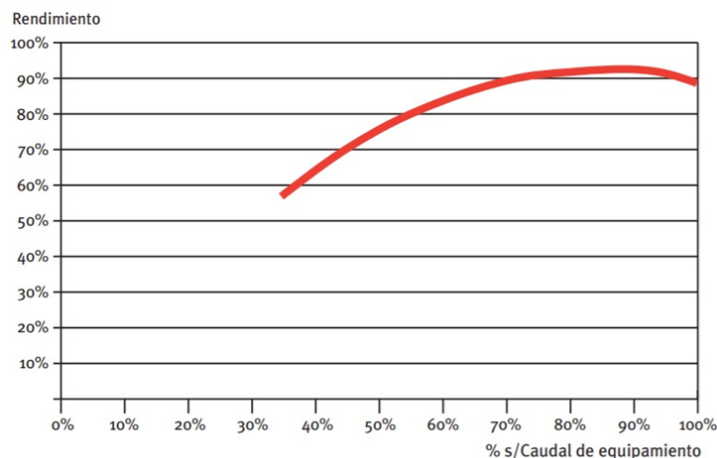


Figura 81. Curva de rendimiento de una turbina Francis.

El rendimiento de una turbina Francis es alrededor del 90% en óptimas condiciones, permitiendo trabajar así hasta con un 70% del caudal de diseño.

Las turbinas Francis pueden ser utilizadas en un amplio rango de saltos y caudales, siendo capaces de operar en saltos desde los 10 hasta 400 metros. Estas características han convertido a la turbina Francis en la más utilizada para la generación de energía eléctrica.



Figura 82. Esquema de una turbina Francis.

Se ha descrito la turbina Francis como una turbina de reacción, lo cual significa que el fluido cambia de presión a medida que se desplaza a través de la turbina, entregando su energía. Esto implica la instalación en la turbina de una cámara espiral, un estator y un distribuidor. Una característica de esta turbina es el hecho de que el agua cambia de dirección en su paso por la misma. El flujo entra en la turbina en dirección radial fluyendo hacia su eje, pero sale en dirección axial, por ello se dice que es una turbina de tipo radio-axial.

Turbina Kaplan: La turbina Kaplan, inventada por el ingeniero austriaco Viktor Kaplan (1876-1934), puede ser de dos tipos: de regulación doble y regulación simple también conocida como Semi-Kaplan. La turbina Kaplan cuenta, básicamente, con los mismos componentes que la turbina Francis, es decir, dispone de: cámara de alimentación, pre distribuidor, distribuidor, rodete y tubo de aspiración. Sin embargo, el rodete de la turbina Kaplan, a diferencia de la turbina Francis, está compuesto por una hélice cuyas palas son ajustables, lo que le proporciona un mayor rango de operación con más altos rendimientos. Por tanto, la turbina Kaplan cuenta con dos mecanismos de regulación: el distribuidor y el rodete.

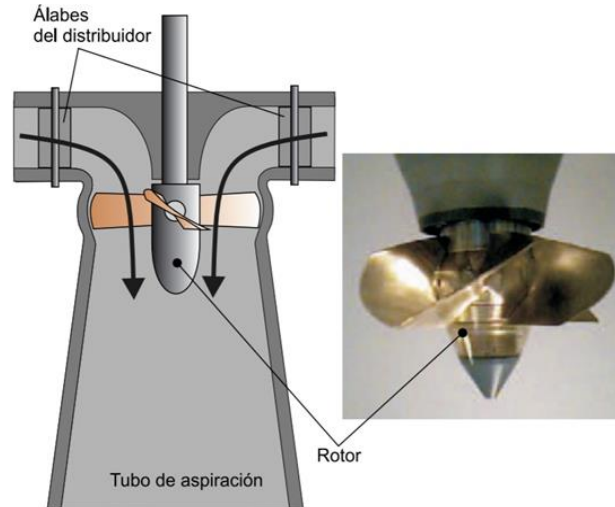


Figura 83. Esquema de una turbina Kaplan.

Las turbinas Kaplan son turbinas hidráulicas con rangos de caída que van de los 1-3 hasta 60-70 metros y pueden operar con muy buena eficiencia dentro de un amplio rango de caudal gracias a que los álabes del rotor son móviles.

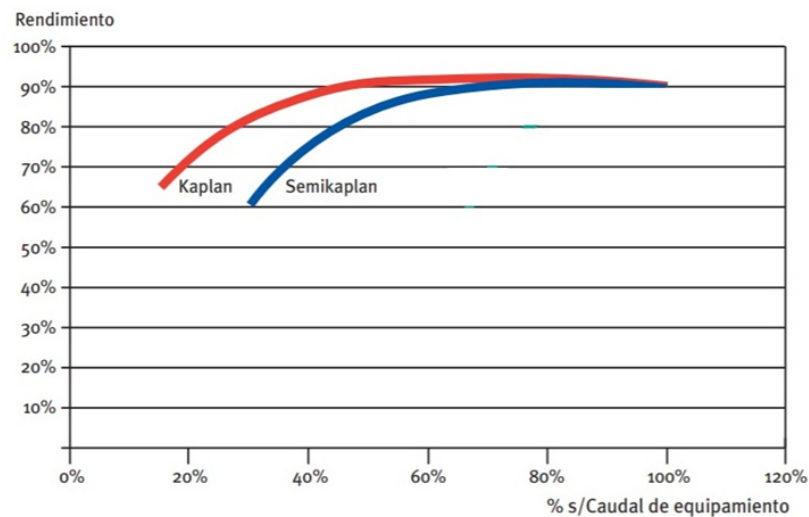


Figura 84. Curva de rendimiento de una turbina Kaplan.

Este tipo de turbinas se emplean generalmente para saltos pequeños y caudales variables o grandes. La utilización de cualquier tipo de turbina está en función de las características del aprovechamiento y de los aspectos técnicos y económicos.

- Para una central de tipo fluyente, con un salto prácticamente constante y un caudal muy variable, es aconsejable la utilización de una turbina Kaplan o Semikaplan.

- La turbina de hélice se utiliza en centrales con regulación propia que funcionan con caudal casi constante entre unos niveles máximo y mínimo de embalse.

La variación admitida en el salto en estos tres tipos de turbina es del 60% al 140% del diseño, y en caudal, del 40% al 105% del caudal nominal para la Hélice, del 15% al 110% para las Kaplan, situándose la Semikaplan entre ambas.

En función del salto y del caudal, es más conveniente usar un tipo u otro de turbina, esto indica el rango de utilización para cada turbina. Además, hay que tener en cuenta la curva de rendimiento de cada turbina, que varía según sea el caudal de funcionamiento.

En general, la turbina a utilizar sería:

- Kaplan. Saltos pequeños y caudales variables.
- Francis. Saltos más elevados y variaciones de caudal moderadas.
- Pelton. Grandes saltos, independientemente de la variación de caudal.
- Michell-Banki. Puede ajustarse a las características de las 3 turbinas antes mencionadas, sin embargo, presenta un rendimiento menor a estas.

4.3. Selección de Turbinas.

Para la selección no se tienen parámetros definidos para ello, sin embargo, se indican diversos criterios para seleccionar la turbina para las condiciones dadas por el punto de aprovechamiento, entre los cuales se encuentran: salto, caudal, velocidad específica, cavitación y el costo de la unidad.

En un estudio de pre factibilidad basta con considerar el salto y el caudal para obtener una proyección sobre el tipo de turbina a utilizar, con esos datos se puede utilizar el gráfico de la Figura 85 y saber el tipo de turbina que mejor se adecuan a las condiciones del proyecto. En el caso del aprovechamiento en estudio se cuenta

con caudal de $0.1307 \frac{m^3}{s}$ y un salto de 35 m, por lo tanto, para estas condiciones la turbina ideal es una Michell-Banki.

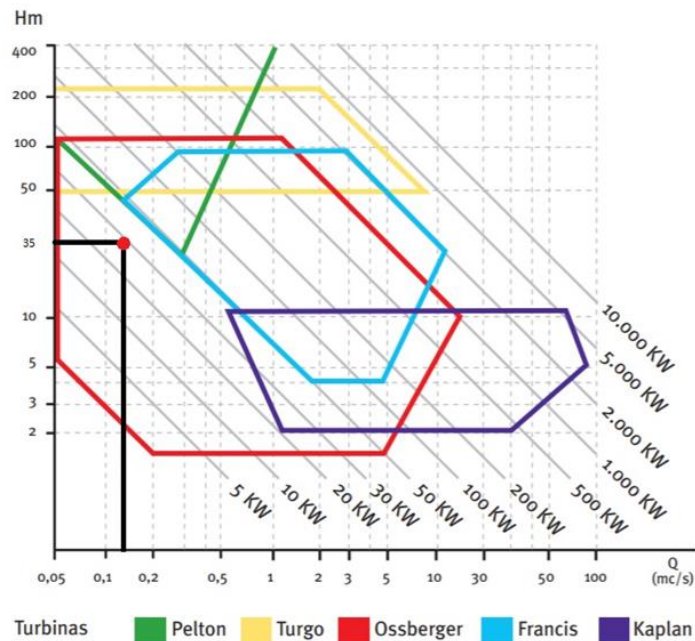


Figura 85. Campo de utilización de diferentes tipos de turbinas.

Anteriormente se mencionó algunas ventajas que ofrece la turbina Michell-Banki para la generación de energía por medio de las PCH, es de añadir también que, debido a su diseño relativamente sencillo, estas turbinas pueden ser fabricadas en el país, siendo esto una enorme ventaja, ya que representa una reducción en los costos de inversión, además, requieren de un mínimo o casi nulo mantenimiento. La versatilidad de la turbina Michell-Banki la convierte en ideal para pequeños aprovechamientos del recurso hídrico.

En El Salvador ya se cuenta con experiencia en el desarrollo de PCH con turbinas Michell-Banki. Estas han sido implementadas por la ONG “Saneamiento Básico, Educación Sanitaria y Energías Alternativas (SABES)” una institución sin fines de lucro que apoya a pequeñas comunidades, tal es el caso de las centrales La Chácara y Miracapa (Saravia Gutiérrez, 2013). Además, se tiene el conocimiento de la implementación de otra turbina Michell-Banki, esto en el municipio de Caluco, Sonsonate.

4.4. Generadores.

En el proceso de transformación de la energía potencial del recurso hídrico; en energía eléctrica, se necesita de un generador eléctrico, el cual se encarga de transformar la energía mecánica producida por la turbina, en energía eléctrica. El generador puede ser de **corriente continua** (dinamo) o de **corriente alterna** (alternador), siendo los generadores de corriente alterna los más usados actualmente. El generador de corriente alterna está compuesto de dos elementos fundamentales: el **rotor**, encargado de generar un campo magnético variable al ser impulsado por la turbina y el **estator**, en el que se genera la corriente eléctrica (Carta González, Pérez, Santos, & Castro Gil, 2009). Los generadores eléctricos de corriente alterna típicamente utilizados se clasifican en generadores síncronos y generadores asíncronos o de inducción.

4.4.1. Generadores Síncronos.

El generador síncrono es arrancado en vacío, actuando sobre la admisión de la turbina, con ello se pretende aumentar gradualmente la velocidad. El generador se sincroniza con la red, con la cual debe igualar tensiones, frecuencias, desfases y el sentido de rotación. Una vez que el generador se encuentra en una velocidad próxima a la de sincronismo, se arranca la excitación y se regula para que la tensión entre los bornes sea igual a la tensión entre barras.

En los generadores síncronos es necesario alimentar el devanado del rotor con corriente continua, la cual crea un campo magnético giratorio en el interior del generador, el cual produce un sistema trifásico de voltajes en los arrollamientos del estator. Debido a que el rotor del generador gira, es necesario utilizar mecanismos especiales para llevar a cabo el suministro de la corriente continua de excitación.

Básicamente, la corriente continua puede ser suministrada por tres mecanismos de excitación:

- Autoexcitación
- Excitación Auxiliar

➤ Excitación sin Escobillas

La **autoexcitación** consiste en tomar la corriente desde los terminales del generador, transformarla mediante un transformador de excitación, rectificar mediante un puente rectificador constituido por diodos e inyectarla en el devanado inductor mediante un dispositivo de escobillas y anillos rozantes que rodean al árbol de la máquina, pero aislados del mismo árbol.

La combinación de anillos rozantes y escobillas es el sistema de excitación más usado en generadores síncronos, esto a pesar de los problemas que se generan en el mantenimiento del mismo, sin embargo, este sistema es el que menos costos presenta para inyectar corriente de campo.

En el momento del arranque del generador síncrono no existe voltaje en bornes y, consecuentemente, no se dispone de corriente de excitación. Por tanto, se necesita una fuente auxiliar (ejemplo, una batería) para iniciar el funcionamiento.

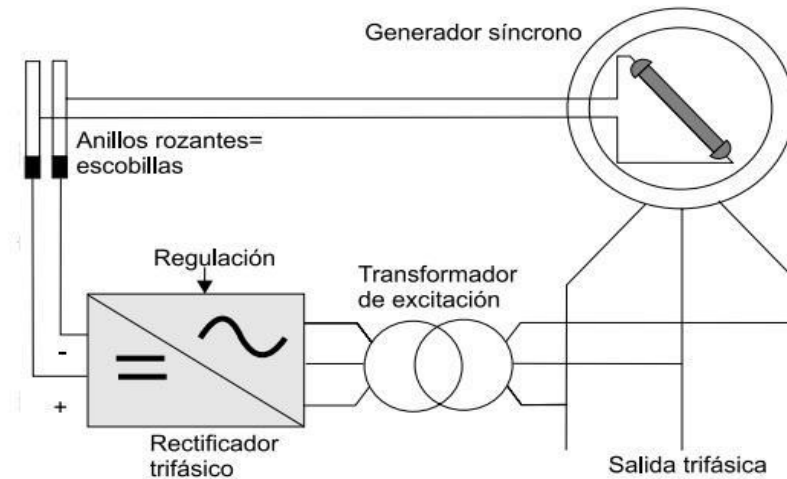


Figura 86. Esquema de sistema de autoexcitación de un generador síncrono

La **excitación auxiliar** consiste en alimentar el devanado inductor mediante la corriente continua generada por una dinamo auxiliar regulada por un reóstato y montada sobre el árbol del generador síncrono.

La **excitación sin escobillas** emplea un pequeño generador síncrono (excitatriz principal) cuyo inducido va montado en el rotor y los polos inductores en el estator. La tensión trifásica de la excitatriz se rectifica a tensión continua mediante un puente

de diodos, montado asimismo sobre el árbol del generador, y suministrada directamente, sin escobillas, al devanado de excitación del alternador. El ajuste de la corriente de excitación del generador síncrono se lleva a cabo mediante el control de la corriente de excitación de la excitatriz principal (desde el estator), la cual puede ser suministrada por un transformador de excitación.

4.4.2. Generador Asíncrono.

Un generador asíncrono necesita, para asegurar su magnetización, tomar una cierta potencia reactiva de la red, aunque existe teóricamente la posibilidad de acoplarlo a una batería de condensadores, que le proporcionen la energía magnetizante que necesita. La red es también la que marca la frecuencia, y el generador aumenta su deslizamiento a medida que aumenta la potencia suministrada por la turbina. Su funcionamiento es absolutamente estable y hace innecesaria la existencia de un regulador de velocidad en la turbina. El generador asíncrono presenta la ventaja adicional de no necesitar excitatriz, lo que simplifica el equipo y facilita las maniobras secuenciales de arranque. Para ello se actúa sobre la admisión de la turbina, acelerándose hasta que el generador alcance el 90-95% de su velocidad de sincronismo, momento en el que un relé de velocidad da la orden de cierre del interruptor de línea. El generador pasa rápidamente a la velocidad de hipersincronismo, alcanzando la velocidad necesaria para que se igualen los pares motor y resistente en la zona de funcionamiento estable.

Para llevar a cabo el arranque del generador asíncrono se actúa sobre la admisión de agua en la turbina, de tal manera que ésta se vaya acelerando hasta que el generador se aproxime a su velocidad de sincronismo, instante en el que se cierra el interruptor automático de línea.

Capítulo 5. Estudio Técnico.

El saber aprovechar de la mejor manera el recurso hídrico con el que se cuenta, garantiza el éxito en proyectos de esta índole. Para ello en el capítulo 2 se determinó cuál será el caudal que mayor energía genere, sin embargo, para aumentar la eficiencia de la PCH será necesario generar con caudales más pequeños, el objetivo principal es aumentar los ingresos por generación, para así minimizar el tiempo de retorno de la inversión.

5.1. Estimación de pérdidas.

En todo proyecto de generación eléctrica se presentan diferentes tipos de pérdidas de energía, por lo general la magnitud en que se representan las pérdidas de energía es la longitud, siendo su unidad de base en el Sistema Internacional el metro **m**, en los proyectos de generación a partir de PCH's las pérdidas más comunes son las pérdidas por fricción, producidas en su mayoría en los elementos que conforman la obra civil de la pequeña central. Las pérdidas de energía más representativas son las generadas por la pendiente del canal de conducción y las creadas por la fricción en la tubería forzada.

En la Figura 87 se aprecia los diferentes tipos de saltos y pérdidas que se generan en un proyecto de hidroeléctrico, a continuación, se describen cada una de ellas.

Salto bruto (H_b): altura entre la toma de agua y el punto de descarga en el río

Salto útil (H_u): de altura entre la cámara de carga y el punto de descarga en el río

Pérdidas de carga (H_p): son pérdidas de energía ocasionados por la fricción en tubería

Salto neto (H_n): diferencia entre altura útil y pérdidas de carga

En el estudio que se ha desarrollado se ha estimado un salto de bruto de 36 m, y un salto útil de 35 m (obtenido con el método de nivel de manguera). En el capítulo 3 se definió las pérdidas por fricción del 4% de la altura útil, siendo estas entonces de 1.4 m, generando como resultado un salto neto de **33.6 m**, mismo que será

utilizado para determinar la potencia instalada y la generación anual de energía que tendría la PCH.

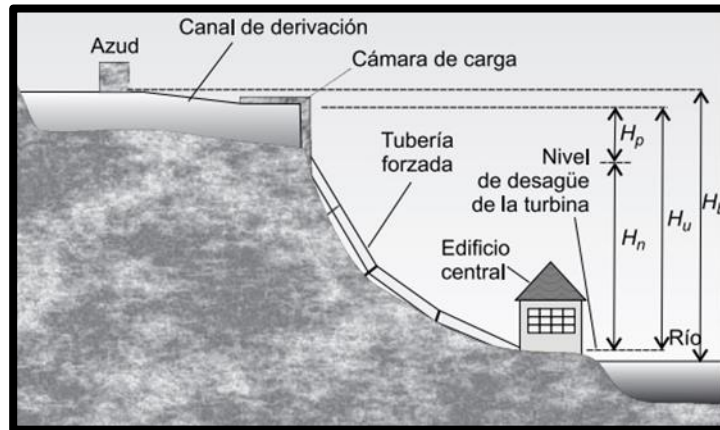


Figura 87. Esquema de definición de diversos saltos.

5.2. Estimación de energía a producir.

En el proceso de estimación de la energía generada por una PCH se requiere conocer el caudal de agua disponible que ofrece el río, por lo cual es necesario llevar a cabo un estudio hidrológico que contemple la variación del caudal en un cierto número de años. El estudio antes mencionado es el desarrollado en el capítulo 3. Del estudio realizado en el capítulo 3 se obtuvo la siguiente información con respecto al caudal del río.

El **caudal de diseño** ($Q_D = 0.1307 \text{ m}^3/\text{s}$) se determinó con el objetivo que fuera el caudal que más energía suministrará, el mismo representa el 85% del caudal medio que ofrece el manto acuífero.

El **caudal ecológico** ($Q_E = 0.0230 \text{ m}^3/\text{s}$) es el caudal mínimo necesario para poder mantener en óptimas condiciones el ecosistema. El caudal ecológico representa un 15% del caudal medio del río.

El **caudal mínimo técnico** es proporcional al caudal de diseño y varía según el tipo de turbina que se utilice para la generación, también se puede considerar como el mínimo para que la turbina trabaje en óptimas condiciones. A continuación, se muestra el caudal mínimo técnico para diferentes tipos de turbinas.

Tabla 22. Caudal mínimo técnico de diferentes turbinas.

Turbina	Caudal mínimo técnico
Francis	30% del caudal de diseño
Semi Kaplan	30% del caudal de diseño
Kaplan	15% del caudal de diseño
Michell-Banki	15% del caudal de diseño
Pelton	10% del caudal de diseño
Turgo	10% del caudal de diseño

Fuente: Minicentrales hidroeléctricas.

De la Tabla 22 se puede concluir que una turbina Michell-Banki podrá funcionar eficiente hasta con un caudal del 15% del caudal de diseño.

En el capítulo 3 se definió que el caudal de diseño está disponible por **163**, durante ese tiempo se puede garantizar una cierta cantidad de energía a producir, ya que durante ese lapso se tendrá con seguridad el caudal de diseño, sin embargo, se podría aumentar los días de generación turbinando un caudal menor al de diseño, en el caso del estudio desarrollado se ha considerado la instalación de una turbina Michell-Banki, la cual cuenta con **15%** del caudal mínimo técnico, por lo tanto el caudal mínimo que se podrá utilizar será de $0.01961 \frac{m^3}{s}$, con ello aumentan los días de generación de **163 a 223** días.

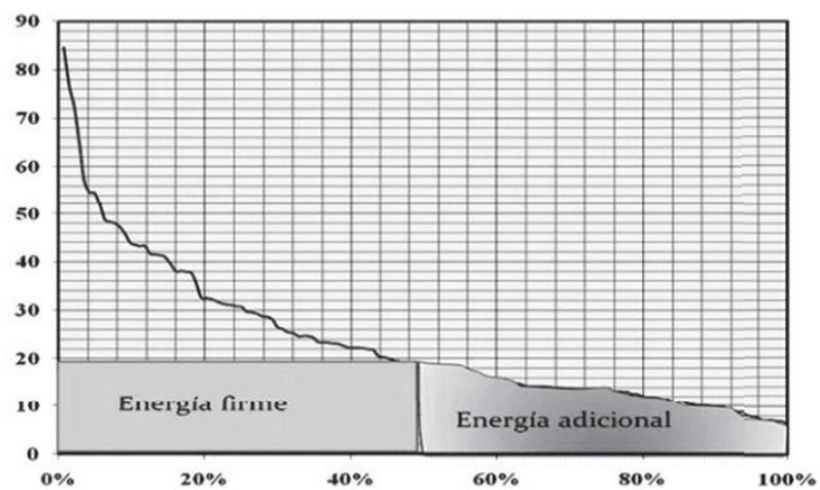


Figura 88. Gráfico de energías en función del caudal.

En la Figura 88 se muestra una Curva de Caudales Clasificados añadiendo también una representación de la energía generada. La energía firme es la que se genera a partir del caudal de diseño, el gráfico se presenta como un rectángulo uniforme, eso

se debe a que la energía firme es constante en todo el período de generación, en este caso 163 días. La **energía adicional** es aquella que se genera con un caudal entre el caudal de diseño y el caudal mínimo, el caudal con el que se genera la energía adicional varía es por ello la representación irregular en el gráfico. Ahora se procede a determinar la energía generada anualmente, para el cálculo se hace uso de la siguiente ecuación, la cual calcula la generación diaria de energía.

$$E = \frac{235.44 * Q_t * H * \eta}{1000} [MWh] \text{ (Ecuación 5.1)}$$

Donde:

H : salto neto (33.6 m)

η : eficiencia global de la PCH

Q_t : caudal útil para turbinar (Caudal turbinable) (m^3/s)

La eficiencia global de la planta; se determina con el producto de las eficiencias de los equipos involucrados en la transformación de la energía, es decir el producto de la eficiencia de la turbina, multiplicador, generador y transformador proveerán la eficiencia de la planta. En algunos casos el multiplicador no es necesario para la generación, ante esto, se realiza un acople directo entre la turbina y el generador. En el estudio se ha considerado del 85% la eficiencia de la turbina Michell-Banki y del 95% para el generador y el transformador eléctrico, con estos datos se tiene una **eficiencia global de 77%**.

La mejor opción para calcular la generación anual es calculando primero la generación diaria, al tener la generación diaria se realiza la sumatoria respectiva para determinar la generación anual que tendría la planta.

La generación de energía diaria es dependiente del caudal turbinable, el cual a su vez está relacionado con el caudal disponible en el río durante ese día. Sí el caudal disponible es mayor o igual que el caudal de diseño el caudal turbinable será igual al de diseño, si el caudal disponible es menor que el caudal de diseño el caudal turbinable será igual al caudal disponible, pero sí el caudal disponible es menor que el caudal mínimo técnico el caudal turbinable será igual a cero, es decir que en los

días que el caudal turbinable sea cero no se podrá generar energía. Con la siguiente relación se interpreta mejor lo antes descrito.

$$Q_t = \begin{cases} Q_d \geq Q_D, & Q_t = Q_D \\ Q_d < Q_D, & Q_t = Q_d \\ Q_d < Q_{mt}, & Q_t = 0 \end{cases}$$

Con ello se puede interpretar que no todos los días se podrán generar la misma cantidad de energía, excepto los días que se turbine con el caudal de diseño y se genere **energía firme**. A continuación, se presenta una estimación de la generación de energía mensual, que se podría tener en el proyecto modelo desarrollado.

Tabla 23. Generación mensual de energía.

Mes	Generación (MWh)
Enero	00.00
Febrero	00.00
Marzo	00.00
Abril	11.10
Mayo	16.00
Junio	22.30
Julio	21.46
Agosto	23.83
Septiembre	23.55
Octubre	22.44
Noviembre	10.56
Diciembre	00.00
Total	151.24

De acuerdo a la Tabla 23, la generación estimada de energía en un año es de aproximadamente 151.24 MWh.

5.3. Factor de planta.

El factor de planta es el porcentaje respecto de la potencia instalada en que opera la central generadora, esto hace referencia a que puede existir una gran diferencia, en cuanto a la generación de energía sí la central funcionará a full capacidad en todo un año, a que genere en tiempos específicos en diferentes condiciones de

funcionamiento. En palabras más sencillas el factor de planta es la relación entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente anualmente) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período.

Las centrales hidroeléctricas suelen operar con un factor de capacidad medio algo bajo (40%), si se compara con el de las centrales convencionales que utilizan combustibles fósiles o energía nuclear (60%-80%) (Carta González, Pérez, Santos, & Castro Gil, 2009).

Anteriormente se estimó la energía generada que tendría el proyecto, la cual ronda los **151.24 MWh**, ahora se procede a determinar la energía que podría producir la planta trabajando a plena carga por todo un año.

En primera instancia se calcula la potencia nominal de la PCH.

$$P = 9.81 * Q_D * H_n * \eta \text{ [kW]} \text{ (Ecuación 5.2)}$$

$$P = 9.81 * 0.1307 * 33.6 * 0.77$$

$$P = 33.17 \text{ kW}$$

Por lo tanto, el factor de planta resulta

$$FP = \frac{151.24}{33.17 * 24 * 365 * 10^{-3}}$$

$$FP = 52.16\%$$

Capítulo 6. Estudio de Prefactibilidad.

Un estudio de prefactibilidad brinda diferentes parámetros e indicadores, los cuales proporcionan una primera estimación sobre la rentabilidad del proyecto. Estos factores incluyen indicadores financieros, ambientales y sociales, necesarios para determinar todas las ventajas y desventajas que puede generar la implementación de una PCH.

Un proyecto de inversión en un aprovechamiento hidroeléctrico exige unos pagos extendidos a lo largo de su ciclo de vida, proporcionando ingresos también distribuidos en el mismo periodo de tiempo.

Los pagos incluyen el costo inicial de inversión, extendido en el tiempo gracias a las instituciones de financiación externa. Además, cantidades anuales con una parte fija, como seguros, impuestos, gastos de operación y mantenimiento. Por otra parte, los principales ingresos corresponden a las ventas de la electricidad generada. Al final del proyecto, cuya vida está en general limitada por la duración de la autorización administrativa, quedará un valor residual que en teoría es siempre positivo.

El análisis económico tiene como objetivo comparar ingresos y gastos para cada una de las posibles alternativas a fin de decidir cuál de entre ellas es la que conviene acometer, o si hay que renunciar definitivamente al proyecto (Penche, 1998).

En comparación con las centrales las térmicas, las PCH desde el punto de vista económico exigen un mayor costo en su inversión inicial, sin embargo, presentan un menor costo de operación ya que no que requieren combustible para su funcionamiento, cuya repercusión es reflejada en el precio del kWh generado.

Los proyectos de PCH generalmente contienen un gran componente social, el cual le da al proyecto un enfoque para el análisis de su evaluación en este sentido, por tal motivo se debe considerar los efectos indirectos y de valorización social, de beneficios y costos que conlleva su instalación y manejo.

En la evaluación social se parte de que los precios del mercado no siempre dan una valorización correcta para la sociedad como un todo y por tanto se deben usar los “precios sombra”, los cuales representan la valorización social que se le da a un insumo o un producto, en su aporte al bienestar social, reflejado en la mano de obra y las divisas; se diferencian de los precios de mercado ya que consideran las imperfecciones de este, sus externalidades y objetivos económicos.

La evaluación económica toma los precios del mercado para valorar los bienes y recursos e interesan las utilidades dejadas por la relación entre ingresos y egresos.

En este capítulo se presenta el funcionamiento del mercado eléctrico en El Salvador, así también se desarrollará una estimación de los costos en la implementación de una PCH, así como también el flujo de efectivo para determinar la rentabilidad del proyecto desde el punto de vista de la prefactibilidad. Además, se planteará el impacto ambiental que se genera en la implementación de este tipo de proyectos y los pasos a seguir para obtener cada uno de los permisos ambientales para la correcta ejecución del proyecto.

6.1. Mercado eléctrico en El Salvador.

El sector eléctrico del país está compuesto por distintos agentes los cuales conjuntamente integran el **Mercado Mayorista de Energía**. Estos agentes pueden ser de características públicas o privadas y tienen funciones específicas en un mercado con reglas bien definidas. Entre los agentes antes mencionados se pueden resaltar:

Empresas Generadoras: las cuales poseen las centrales de producción de energía eléctrica y la comercializan en forma total o parcial. Para el 2015 la capacidad instalada de las empresas generadoras alcanzó los 1,659.6 MW, de los cuales el 28.5% es aportado por las 4 centrales hidroeléctricas, presentes en el mercado mayorista (PROESA & CNE, 2016).



Figura 89. Porcentaje de capacidad instalada por sector.

Agente Transmisor: en el país la entidad responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión es la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL). Toda la red de transmisión salvadoreña es propiedad de ETESAL debido que a este nivel de mercado la competencia no es factible.

El Sistema de Transmisión cuenta 40 líneas de transmisión a 115 kV, con una longitud total de 1,072.48 km, y cuatro líneas a 230 kV dos de ellas para interconectarse con Guatemala y Honduras, y dos líneas de refuerzos internos, con una longitud total de 284 km, y 4 tramos de la línea SIEPAC (PROESA & CNE, 2016).

Empresas Distribuidoras: son las poseedoras y operadoras de las instalaciones de distribución. Su objetivo es brindar energía a un nivel de voltaje adecuado para los usuarios finales.

Las empresas distribuidoras operan bajo regulaciones en cuanto a tarifas y calidad de entrega del suministro, a diferencia del agente transmisor; en las empresas distribuidoras está permitida la competencia en el mercado.

En la Figura 90 se reflejan las principales distribuidoras que operan en el territorio nacional.



Figura 90. Empresas distribuidoras en territorio nacional.

- La Unidad de Transacciones **UT**, es la entidad encargada de la operación del sistema de transmisión y operación del mercado mayorista de energía eléctrica. La UT es una sociedad anónima, la cual se origina a partir de la Ley General de Electricidad que rige al país.
- La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones **SIGET**, es una institución estatal, la cual tiene como función principal el hacer cumplir las leyes y reglamentos que rigen al sector eléctrico.
- El Consejo Nacional de Energía **CNE**, es la autoridad superior, rectora y normativa en materia de política energética. El objetivo principal es el de crear estrategias que promuevan el desarrollo eficiente del sector energético.

El mercado minorista lo conforman aquellos generadores conectados a un voltaje menor de 115 kV, con una potencia inferior a 5000 kW, a estos generadores no se les exige la garantía de capacidad firme. En el mercado minorista la transacción de la energía se realiza en forma de contratos bilaterales, sin embargo, a partir del año 2013 se realizan las primeras licitaciones especiales para suscribir contratos de largo plazo, en las que participarán todos aquellos que generen en base a recursos renovables no convencionales conectados en red de distribución (Saravia Gutiérrez, 2013).

Generalmente participan en el mercado minorista las siguientes empresas generadoras.

- Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: para este bloque la capacidad máxima por proyecto deberá ser menor o igual a 5MW.
- Solar Fotovoltaica: para este bloque la capacidad máxima por proyecto deberá ser menor o igual a 400 kW.
- Tecnología Biogás: para este bloque la capacidad máxima por proyecto deberá ser menor o igual a 1.0 MW.

En el Mercado Minorista de Electricidad, el mecanismo de venta de energía se basa en contratos bilaterales entre la empresa generadora y la empresa distribuidora residente de la zona, los cuales definen el periodo de vigencia del acuerdo entre sí, el cuál puede oscilar entre los 10 y 20 años. Actualmente la entrega de energía, se realiza a través de un mecanismo de auto-despacho que se acuerda entre el generador y el distribuidor. Las distribuidoras y los generadores elaboran y suscriben contratos de suministro de energía, en los cuales establecen un mecanismo para definir el precio de la energía; que se basa en utilizar como referencia el Precio que la Distribuidora traslada a Tarifa menos un porcentaje de descuento acordado entre las partes y que generalmente oscila entre el 5% al 8% (Saravia Gutiérrez, 2013).

Actualmente para la generación hidroeléctrica a pequeña escala se puede considerar de \$140.00 el precio de venta del MWh, asumiendo un aumento del mismo del 4% anual.

6.2. Evaluación Ambiental.

Aunque la energía hidroeléctrica es un tipo de energía renovable y limpia, puede tener un gran impacto ambiental, esto está relacionado con el tamaño de la central o si la potencia de salida es grande, por esta razón será necesario un estudio del impacto ambiental de la central que incluya predicciones y la evaluación de dicho

impacto para que en la manera de lo posible se preparen medidas para contrarrestar un impacto negativo. El impacto ambiental puede ser relativamente insignificante si el proyecto hidroeléctrico es pequeño, por ejemplo, se podría mencionar; una planta con una salida de potencia de 10000 kW o menos y si esta a su vez es una central de agua fluyente, incluso en un proyecto de esas características el flujo del río disminuye debido a la desviación de su cauce desde la bocatoma hasta casa de máquinas, con lo cual se podrían ver afectados peces, animales salvajes de la zona y vegetación en una sección del río (New Energy Foundation, 1996).

Los principales impactos sobre el medio ambiente se listan a continuación, teniendo en cuenta el tamaño de la central y las condiciones locales:

- ✓ Efecto en animales, vegetación, y criaturas acuáticas: su entorno de vida puede ser reducido por el desvío del flujo de agua.
- ✓ Sedimentación en la represa: la sedimentación se acumula en la represa lo que puede ocasionar que se eleve el lecho del río aguas arriba de la represa como se muestra en la Figura 91, y provocar inundaciones.
- ✓ Degradación del lecho del río, erosión de la orilla del río y efecto en la desembocadura del río, el lecho del río aguas debajo de la presa puede reducirse porque la carga de sedimentos suministrada de aguas arriba es interrumpida por la misma presa como se muestra en la Figura 91, y en consecuencia las orillas del río se van erosionando.
- ✓ Termoclina, eutrofización, turbidez: se crea una diferencia de temperatura entre las aguas superficiales y debajo de esta, además dependiendo del método o la entrada de agua y su salida esta puede afectar a los animales y plantas del lugar, así como también podría afectar a las actividades agrícolas de la zona si las hay. Materias orgánicas que fluyen y la descomposición de estas por la acumulación en la represa pueden acelerar la reproducción de algas y crear olores desagradables y privar de oxígeno al agua acumulada

en la represa. Las partículas finas del suelo que fluyen hacia la represa pueden hacer que el agua almacenada permanezca turbia por un largo periodo de tiempo.

- ✓ Cambio del agua subterránea: el agua embalsada en la represa eleva la capa freática cerca de la represa.
- ✓ Cambio de las condiciones de flujo en el río aguas abajo: la desviación del flujo de agua debido a la bocatoma, reduce la fluctuación estacional del flujo de agua en el río, tal fluctuación también puede ser mayor por un repunte en la generación de energía en la planta hidroeléctrica.
- ✓ Terremoto inducido: las grietas en el lecho rocoso del río se pueden expandir y la presión dentro de tal lecho rocoso puede aumentar por la acumulación de agua en la represa, esto dependerá en gran medida al tamaño de la represa, y este incremento en la presión puede desencadenar pequeños terremotos.
- ✓ Cambio del clima local: dependiendo del tamaño de la represa la evaporación en la superficie del agua del embalse puede afectar las condiciones meteorológicas de las áreas circundantes.



Figura 91. Sedimentación del lecho del río en una presa.

Estos fenómenos mencionados anteriormente pueden causar impactos en el entorno social, reasentamiento de residentes, reasentamiento de bienes culturales, y puede causar efectos sobre la utilización del agua del río aguas debajo de la central hidroeléctrica lo cual puede tener repercusiones en actividades como; la

pesca, agricultura, transporte, comercio e industria manufacturera etc. A continuación, se presenta la Tabla 24 en la que se presentan las etapas de ejecución del proyecto hidroeléctrico y las correspondientes etapas de evaluación del impacto ambiental.

Tabla 24. Etapas de evaluación de Impacto Ambiental.

Etapas en la ejecución del proyecto	Etapas en la práctica ambiental
Estudio de reconocimiento	Encuesta Ambiental preliminar
Estudio de factibilidad	Examen Ambiental inicial
	Evaluación de Impacto Ambiental
Elaboración del plan de ejecución (Debe incluir el diseño detallado)	Confirmación de medidas de protección ambiental
Construcción	Implementación de medidas de protección ambiental
Operación	Monitoreo Ambiental

A continuación, se presenta la Tabla 25 con algunas interrogantes que el proyectista debe hacerse al momento de tomar en cuenta el aspecto ambiental de proyecto.

Tabla 25. Directrices para la verificación del impacto ambiental.

Impacto
✓ ¿El proyecto afecta a un entorno frágil?
✓ El impacto ambiental (positivo y negativo) ¿se puede describir claramente?
✓ ¿Se han considerado las condiciones ambientales fuera del proyecto?
✓ ¿Se ha considerado como la contaminación podría afectar a los pobladores aledaños al proyecto?
Medidas de Mitigación
✓ ¿Qué medidas de mitigación se han propuesto?
✓ ¿Cuáles sitios alternativos han sido examinados?
✓ ¿Qué es lo que se aprendió en proyectos anteriores similares y como estos se reflejan en el medio ambiente?
✓ ¿Están todas las personas (pobladores, personal) involucradas en el proyecto?
✓ ¿Se proponen medidas de compensación apropiadas?
✓ ¿El proyecto va acompañado de reubicación de los pobladores?

Procesos
<ul style="list-style-type: none"> ✓ ¿Cómo son utilizadas las directrices ambientales de los organismos involucrados en gestiones ambientales y como el país beneficiado las aplica al proyecto en cuestión? ✓ ¿En qué etapa del proceso de toma de decisiones se incluyó la evaluación ambiental? ✓ ¿Cómo se incluyeron los impactos ambientales positivos y negativos del proyecto en el análisis económico? ✓ ¿Fueron las organizaciones responsables del medio ambiente de los países en desarrollo consultadas durante la preparación del proyecto?

A continuación, se presenta la Tabla 26 con algunos de los impactos negativos que supone la implementación de proyectos hidroeléctricos y sus correspondientes medidas para mitigarlos.

Tabla 26. Medidas de mitigación.

Impacto negativo	Medidas de mitigación
<ul style="list-style-type: none"> • Contaminación del aire y del agua por la construcción y eliminación de residuos. • Erosión del suelo. • Destrucción de la vegetación. • Problemas sanitarios y de salud de los campos de construcción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de la contaminación del aire y del agua. • Ubicación cuidadosa de campamentos, edificios, fosas prestadas, canteras, sitios de deshecho y disposición. • Precauciones para minimizar la erosión
<ul style="list-style-type: none"> • Perdida del hábitat de especies salvajes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reforestar áreas con poca vegetación. • Rescate de animales y su reubicación. • Establecer áreas protegidas.
<ul style="list-style-type: none"> • Deterioro de la calidad de agua en la represa 	<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza superficial del agua en la represa. • Control de las descargas de agua. • Limitar el tiempo en que se retiene el agua.

Impacto negativo	Medidas de mitigación
<ul style="list-style-type: none"> Incremento de enfermedades causadas por el agua. 	<ul style="list-style-type: none"> Control de vectores. Profilaxis de la enfermedad y su tratamiento.
<ul style="list-style-type: none"> Demandas por conflicto del uso del agua 	<ul style="list-style-type: none"> Planeación y gestión del agua de la presa en contexto con los planes de desarrollo regional. Uso equitativo del agua entre propietarios grandes y pequeños situados en la geografía del lugar

Para el desarrollo de proyectos de energías renovables en El Salvador se deben tomar en cuenta las leyes y los reglamentos relacionados a la protección del medio ambiente. Bajo norma constitucional, la Ley de Medio Ambiente establece el marco legal, como; políticas, procedimientos e instituciones encargadas de su regulación.

A continuación, se presentan la normativa y legislación relacionadas a la gestión ambiental, tomada de una tabla presentada en el Plan maestro para el desarrollo de energías renovables en El Salvador.

Tabla 27. Legislaciones y responsabilidad medioambiental.

Legislación	Función
Constitución de la República de El Salvador	Regula todo lo relacionado al medio ambiente de manera general (Art. 36, 60, 65, 69, 101, 102, 113, 117). Reconoce la propiedad como un derecho inviolable y establece los casos en que una persona puede ser privada de sus bienes por asunto de interés público legalmente comprobado v con indemnización justa.
Ley del Medio Ambiente	Establece: Proteger, conservar y recuperar el medio ambiente. Los Art. 16-27 y 29 se refieren a todo lo relacionado con el Estudio de Impacto Ambiental. El Art. 62-65 sobre aprovechamiento de recursos naturales. El Art. 86 contempla todas aquellas acciones consideradas como infracciones ambientales, etc.
Reglamento General de la Ley del Medio Ambiente	Establece que el MARN es el responsable de elaborar los términos de referencias (TDR); de acuerdo a la envergadura de las actividades obras o proyectos, el titular deberá elaborar o no el estudio de impacto ambiental.

Legislación	Función
Código Municipal	Regula el ordenamiento territorial del municipio, cubriendo los bosques, aguas, suelos, flora y fauna, recursos minerales y energéticos y el saneamiento ambiental. Todas las ordenanzas municipales que emita el municipio donde se desarrolle el proyecto, las cuales pueden involucrar: ordenanzas para la gestión ambiental, ordenanzas sobre impuestos específicos hacia la actividad a desarrollar, etc.
Código Penal	Establece las sanciones correspondientes por violar la legislación ambiental.

Los proyectos de Energías Renovables requieren realizar un estudio de impacto ambiental (EslA) y obtener el Permiso Ambiental emitido por el Ministerio del Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN). Sin embargo, el MARN categoriza los proyectos con base al Art. 22 de la ley del medio ambiente. El Art. 23 de la ley dice que el EslA se realizará por cuenta del titular.

En la sección se anexos se encuentra un documento en el cual se definen los siguientes requerimientos técnicos y legales necesarios para el proceso de evaluación ambiental (en el caso de que este lo requiera), los cuales deben ser presentados por el Titular del proyecto al Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MARN), y en base a los requerimientos también se anexa el Formulario Ambiental que se debe presentar como parte de la documentación para dar inicio al proceso de evaluación ambiental (En el caso de que este lo requiera).

El artículo 22 de la Ley del Medio Ambiente establece que el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales categorizará la actividad obra o proyecto de acuerdo a su envergadura y a la naturaleza del impacto potencial: con ello, técnica y jurídicamente podrá determinarse la clase de documentación ambiental que el titular debe presentar, facilitando así la evaluación de impacto ambiental. Lo mencionado anteriormente se detalla en un esquema para esclarecer la clasificación que realiza el MARN según el impacto de las actividades de la obra o del proyecto.

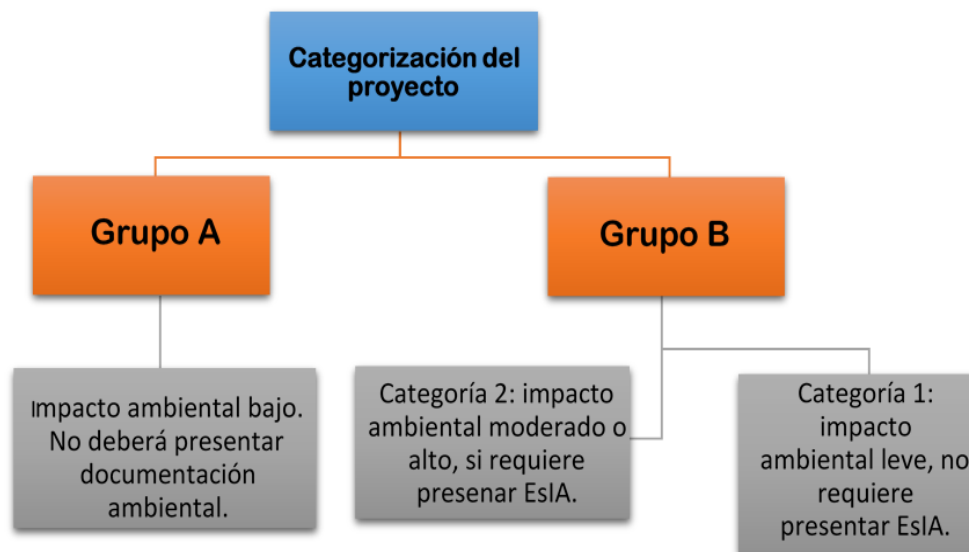


Figura 92. Categorización de impacto ambiental.

En la Tabla 28 se presentan los pasos a seguir para obtener el Permiso Ambiental cuando la obra o el proyecto requiere de la elaboración de un EslA.

Tabla 28. Pasos para la obtención de permiso ambiental.

Pasos para Obtener Permiso Ambiental	Responsable
Presentación al MARN de formulario ambiental	Titular del proyecto
Tiempo de espera para la inspección en sitio (MARN)	MARN
Emisión de términos de referencia para EslA	MARN
Elaboración del EslA	Titular del proyecto
Entrega del EslA al MARN	Titular del proyecto
Revisión del EslA y notificación de observaciones	MARN
Superación de observaciones y remisión al MARN de observaciones superadas.	Titular del proyecto
Notificación de formato de publicación de consulta pública.	MARN
Solicitud de publicación de formato de consulta pública	Titular del proyecto
Preparación y realización de la consulta pública	Titular del proyecto /MARN
Comentarios a los resultados de la consulta pública	MARN
Respuesta del Ministerio relacionado a observaciones de consulta pública y finalización del informe de EslA	Titular del proyecto
Notificación de fianza de cumplimiento ambiental	MARN
Proceso de licitación para compra de fianza de cumplimiento ambiental	Titular del proyecto
Presentación de fianza al MARN	Titular del proyecto
Emisión de permiso ambiental	MARN

Los procedimientos requeridos para el desarrollo de energía eléctrica por medio de energía renovable, se pueden categorizar en cinco procedimientos principales mencionados a continuación:

- ✓ **Procedimiento 1:** Obtención del Permiso Ambiental.
- ✓ **Procedimiento 2:** Obtención del permiso para la realización de estudios de recursos geotérmicos o hidroeléctricos.
- ✓ **Procedimiento 3:** Obtención de concesión para proyectos mayores a 5 MW de capacidad.
- ✓ **Procedimiento 4:** Obtención de concesión para proyectos igual o menor a 5 MW a través de procedimientos abreviados.
- ✓ **Procedimiento 5:** Proceso de inscripción para participar en el mercado mayorista para proyectos mayores o iguales a 5 MW.

En el caso de esta guía en particular el procedimiento 3 y 5 no serían aplicables debido a la capacidad de la central hidroeléctrica.

6.3. Estimación de Costos.

La energía hidroeléctrica constituye una tecnología muy conocida por el hombre. Los sistemas implementados para extraer la potencia del recurso hídrico, constituyen tecnologías estándar. Sin embargo, a pesar de todos los datos disponibles, resulta muy complicado generalizar los costos de las PCH. El costo de cada kWh obtenido mediante un sistema de hidrogeneración depende del costo de la instalación, la cual debe de ser amortizada a lo largo de la vida del proyecto; a través de la energía producida; que depende de gran medida del caudal de agua a utilizar. Los costos de la inversión inicial dependen fundamentalmente de los siguientes elementos:

- Maquinara; turbinas, generadores, multiplicadores etc.
- Obra civil; accesos, dique, canales, desarenador, tubería forzada, edificaciones.

- Sistema eléctrico; líneas eléctricas, transformadores, sistema de control, regulación y protección
- Ingeniería y dirección.

Los proyectos de PCH generalmente contienen un gran componente social, el cual le da al proyecto un enfoque para el análisis de su evaluación en este sentido, por tal motivo se debe considerar los efectos indirectos y de valorización social, de beneficios y costos que conlleva su instalación y manejo. Sin embargo, una evaluación económica del proyecto ofrece indicadores de su viabilidad para la realización del proyecto (Ortiz Flórez, 2011).

El costo dominante en la implementación de una PCH lo genera el costo de la obra civil, los cuales varían según las características del terreno donde se ejecutará el proyecto. Generalmente la obra civil puede suponer 2/3 del costo total de la inversión inicial. Por otro lado, el costo puede rondar el 80%, o solo el 25%, esto si la central puede hacer uso de presas y embalses existentes. A continuación; se muestra una estimación de la distribución porcentual de la inversión en una PCH:

Tabla 29. Porcentaje de costo por elemento.

Elemento	Porcentaje
Grupo Turbogenerador	30%
Equipos eléctricos, regulación, control y línea	22%
Ingeniería y Dirección de Obra	8%
Obra Civil	40%

Fuente: Minicentrales hidroeléctricas.

La estimación de costos es uno de los puntos clave en el desarrollo de estudios de prefactibilidad, la correcta determinación de los mismos garantiza el éxito del proyecto. Para la realización de estudios de prefactibilidad el CNE en conjunto con el JICA, presentan 3 métodos diferentes para poder realizar la estimación de costos en los que se recurre en la implementación de una PCH. Los métodos de estimación son desarrollados en el apéndice S, del Plan Maestro de Energía Renovables. Los métodos de estimación presentan diferentes tipos de complejidad en su ejecución, por lo cual sólo se ejecuta el tercer método al proyecto en desarrollo en este estudio. A continuación, se presentan cada uno de los métodos.

6.3.1. Métodos de estimación.

Los dos primeros métodos presentados de estimación por costo aproximado son menos complejos de aplicar que el tercero, son muy útiles para poder generar un primer panorama de los costos totales en la implementación de una PCH.

Todos los métodos descritos en esta guía indican la utilización de una serie de fórmulas para poder realizar la estimación de los costos.

En los métodos **A** y **B** desarrollados a continuación, se considera lo siguiente:

Q : caudal de diseño (m^3/s)

H_e : Salto útil (m)

P : Potencia de la planta (kW)

L : Longitud de tubería (m)

P : Potencia de la planta, exclusivo para método B (MW)

D : Diámetro de tubería (m)

• Método A

Tabla 30. Ecuaciones para estimación de costos Método A.

Elemento	Costo
Obra de toma	$V_C = 11.8(198 * Q)^{0.781} [m^3]$ $C = 0.21 * \frac{V_C^{0.866}}{80} [mill. US\$]$
Toma	$\text{Sí, } Q < 4.4 \frac{m^3}{s} \quad D_i = 1.8 \text{ m}$ $\text{Sí, } Q > 4.4 \frac{m^3}{s} \quad D_i = 1.036Q^{0.375} [m]$ $C = 19700 * (D_i * Q)^{0.506} * \frac{1}{80} [\$]$
Desarenador	$C = 18200 * Q^{0.830} * \frac{1}{80} [\$]$
Canal abierto	$y = 1.09 * Q^{0.379}$ $C = 122 \frac{y^{1.19}}{80} \left[\frac{x1000 US\$}{m} \right]$
Tubería Forzada	$D_i = 0.888 * Q^{0.37} [m]$ $C = 357 * D_i^{1.14} * \frac{1}{80} \left[\frac{x1000 US\$}{m} \right]$

Elemento	Costo
Casa de Máquinas	$C = 81 * \frac{P^{0.83}}{80} [\$]$
Canal de descarga	$C = 9.54 * (R_c * Q)^{0.432} * 1/80 [mill \$]$ $R_c = \text{Radio de canal de salida.}$
Equipo Electromecánico	$C = \frac{0.0595}{80} * (Q * H^{\frac{2}{3}} * n^{0.5})^{1.49} [mill \$]$
Instalaciones Eléctricas	$C = 12.8 * \left(\frac{P}{\sqrt{H_e}}\right)^{0.648} * 1/80 [mill \$]$

Fuente: Guía para el desarrollo de PCH en El Salvador.

El **método B** presenta ecuaciones menos complejas que el método anterior, no obstante; no presenta fórmulas para todos los elementos de la obra civil, por lo cual el resultado obtenido de su aplicación estaría un poco desviado de los costos reales. En la aplicación de este método bastará con conocer el caudal de diseño, potencia a instalar y características de la tubería forzada para poder realizar la estimación de costos.

- **Método B**

Tabla 31. Ecuaciones para estimación de costos Método B.

Elemento	Costo
Obra de toma	$C = 29337 * Q^{0.7401} [\$]$
Desarenador	$C = 104795 * Q^{0.7963} [\$]$
Canal de derivación	$C = 1328 * L * Q^{0.7963} [\$]$
Cámara de Carga	$C = 66856 * Q^{1.50592} [\$]$
Casa de Máquinas	$C = 266064 * P^{0.7582} [\$]$
Equipo Electromecánico	$C = 0.7452 * P^{0.8546} [mill \$]$
Tubería Forzada	$C = \frac{L * D}{26.7243 + 0.0068L_n(L) - 3.1711L_n(D)}$

Fuente: Guía para el desarrollo de PCH en El Salvador.

En el **método C** (planteado a continuación) se reflejan una serie de fórmulas, las cuales servirán para determinar los volúmenes de cada obra civil, paralelo a ello se refleja el costo unitario ya sea por metro cúbico o por tonelada según sea el caso. El costo total de cada obra será la sumatoria de los totales de cada actividad (Volumen de excavación, volumen de concreto, peso de varilla de refuerzo)

multiplicado por un porcentaje extra (diferente para cada obra civil), el cual representa un costo adicional por cualquier inconveniente o imprevisto que pudiera surgir durante su ejecución. A pesar de su complejidad en comparación con los métodos anteriores, éste método presenta con mejor exactitud la estimación de costos, ya que refleja procesos más detallados y contempla todas las obras necesarias para la ejecución de proyectos hidroeléctricos. Seguidamente se presenta algunos parámetros y fórmulas necesarias para realizar la estimación de costos:

Tabla 32. Variables para estimación de costos.

Descripción	Símbolo	Valor	Nota
Área de captación	A		
Caudal de diseño	Q		
Altura de Toma	H_d	2.0 m	Valor asumido
Ancho de cresta	L_i		$L_i = \frac{28.28571 * Q}{H_d^2}$
Coeficiente de inundación	a	17.0	Valor asumido
Inundación de diseño	Q_f		$Q_f = (a * A^{A^{-0.05}-1}) * A$
Diámetro de toma	D_i		$D_i = \sqrt{\frac{4 * Q}{\pi * V}}$
Longitud canal abierto	L_c		
Área transversal canal abierto	A_c		
Diámetro Tubería forzada	D_p		
Salto Útil	H_e		
Espesor de tubería forzada	T_p		
Longitud de tubería forzada	L_p		
Diámetro de tubería de descarga	D_s		$D_s = 0.5D_p$
Longitud de descarga	L_s	290.0 m	Valor asumido
Número de turbinas	n		
Radio de canal de agua	R	1.10 m	Valor asumido
Acceso	L_a		
Línea de transmisión	L		
Potencia de la planta	P		

Fuente: Plan Maestro de Energías Renovables.

En la tabla siguiente se presentan las ecuaciones necesarias para calcular los volúmenes de cada obra civil necesaria en un PCH y el costo total estimado por cada una de ellas.

- **Método C**

Tabla 33. Estimación de costo obra civil Método C.

Elemento	Cantidad	Costo Unitario	Total[\$]
Obra de toma			$A = 1.20 * \sum B \sim E$
Volumen de excavación	$V_e = 8.69(H_d * L_i)^{1.14} [m^3]$	$\$3.39/m^3$	$B = 3.39V_e$
Volumen dique temporal	$V_{sd} = 3L_i * H_d [m^3]$	$\$16.30/m^3$	$C = 16.30V_{sd}$
Volumen de concreto	$V_c = 16.1(H_d^2 * L)^{0.695} [m^3]$	$\$247.40/m^3$	$D = 247.40V_c$
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.0274V_c^{0.830} [ton]$	$\$2260.00/ton$	$E = 2260W_r$
Toma			$F = 1.25 * \sum G \sim I$
Volumen de excavación	$V_e = 171\left(\frac{D_i}{2} * Q\right)^{0.666} [m^3]$	$\$3.93/m^3$	$G = 3.93V_e$
Volumen de concreto	$V_c = 147\left(\frac{D_i}{2} * Q\right)^{0.47} [m^3]$	$\$236.40/m^3$	$H = 236.40V_c$
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.0145V_c^{0.830} [ton]$	$\$2260.00/ton$	$I = 2260W_r$
Desarenador			$J = 1.20 * \sum K \sim M$
Volumen de excavación	$V_e = 515Q^{1.07} [m^3]$	$\$3.93/m^3$	$K = 3.93V_e$
Volumen de concreto	$V_c = 169Q^{0.936} [m^3]$	$\$236.40/m^3$	$L = 236.40V_c$
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.120V_c^{0.847} [ton]$	$\$2260.00/ton$	$M = 2260W_r$

Elemento	Cantidad	Costo Unitario	Total[\$]
Canal abierto			$N = 1.20 * \sum O \sim P$
Volumen de excavación	$V_e = 6.22A_c^{1.04} * L_c [m^3]$	$\$3.93/m^3$	$O = 3.93V_e$
Costo del material	L_c	$\$338.85/m$	$P = 236.40L_c$
Cámara de Carga			$Q = 1.40 * \sum R \sim S$
Volumen de excavación	$V_e = 808Q^{0.697} [m^3]$	$\$3.93/m^3$	$R = 3.93V_e$
Volumen de concreto	$V_c = 197Q^{0.716} [m^3]$	$\$236.40/m^3$	$S = 236.40V_c$
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.051V_c [ton]$	$\$2260.00/ton$	$T = 2260W_r$
Tubería Forzada			$U = 1.20 * \sum V \sim X$
Volumen de excavación	$V_e = 10.9D_p^{1.33} * L_p [m^3]$	$\$3.93/m^3$	$V = 3.93V_e$
Volumen de concreto	$V_c = 2.14D_p^{1.68} * L_p [m^3]$	$\$236.40/m^3$	$W = 236.40V_c$
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.018V_c [ton]$	$\$2260.00/ton$	$X = 2260W_r$
Descarga			$Y = 1.20 * \sum Z \sim B_1$
Volumen de excavación	$V_e = 9.87D_s^{1.69} * L_s [m^3]$	$\$3.93/m^3$	$Z = 3.93V_e$
Volumen de concreto	$V_c = 2.78D_s^{1.70} * L_s [m^3]$	$\$236.40/m^3$	$A_1 = 236.40V_c$
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.029V_c [ton]$	$\$2260.00/ton$	$B_1 = 2260W_r$

Elemento	Cantidad	Costo Unitario	Total[\$]
Casa de máquinas			$C_1 = 1.35 * \sum D_1 \sim F_1$
Volumen de excavación	$V_e = 97.8 \left(Q * H_e^{\frac{2}{3}} * n^{0.5} \right)^{0.727} [m^3]$	$\$3.93/m^3$	$D_1 = 3.93V_e$
Volumen de concreto	$V_c = 28.1 \left(Q * H_e^{\frac{2}{3}} * n^{0.5} \right)^{0.795} [m^3]$	$\$236.40/m^3$	$E_1 = 236.40V_c$
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.046V_c^{1.05} [ton]$	$\$2260.00/ton$	$F_1 = 2260W_r$
Canal de descarga			$G_1 = 1.20 * \sum H_1 \sim J_1$
Volumen de excavación	$V_e = 395(R * Q)^{0.479} [m^3]$	$\$3.93/m^3$	$H_1 = 3.93V_e$
Volumen de concreto	$V_c = 40.4(R * Q)^{0.684} [m^3]$	$\$236.40/m^3$	$I_1 = 236.40V_c$
Peso de varilla de refuerzo	$W_r = 0.278V_c^{0.61} [ton]$	$\$2,260.00/ton$	$J_1 = 2260W_r$
Paso de acceso			K_1
Calle de acceso	$L_a [km]$	$\$200,000.00/km$	$K_1 = 200000L_a$

Fuente: Plan Maestro de Energías Renovables.

En la tabla siguiente se reflejan las ecuaciones necesarias para realizar la estimación de costos hidráulicos.

Tabla 34. Estimación de costos hidráulicos, método C.

Elemento	Cantidad	Costo Unitario	Total
Obra de toma			L_1
Peso de compuerta	$W_g = 0.1454Q_f^{0.692}$	\$2,200.00/ton	$L_1 = 2200W_g$
Toma			$M_1 = O_1 + N_1$
Peso de compuerta	$W_g = 12.7 \left(\frac{D_i}{2} * Q \right)^{0.533}$	\$2,200.00/ton	$N_1 = 2200W_g$
Peso de Zaranda	$W_s = 0.701 \left(\frac{D_i}{2} * Q \right)^{0.582}$	\$3,900.00/ton	$O_1 = 3900W_s$
Desarenador			$P_1 = Q_1 + R_1$
Peso de compuerta	$W_g = 0.910Q^{0.613}$	\$2,200.00/ton	$Q_1 = 2200W_g$
Peso de Zaranda	$W_s = 0.879Q^{0.785}$	\$3,900.00/ton	$R_1 = 3900W_s$
Tubería Forzada			S_1
Peso tubería	$W_p = \frac{7.85\pi * D_p * T_p}{1150 * L_p}$	\$3,900.00/ton	$S_1 = 3900W_p$
Otros			T_1

Fuente: Plan Maestro de Energías Renovables.

En otros el cálculo de T_1 resulta de la suma de los totales de obra de toma, toma, desarenador y tubería forzada, multiplicados por un factor del 20%, es decir:

$$T_1 = 0.20(L_1 + M_1 + P_1 + S_1)$$

En la siguiente tabla se presentan las operaciones necesarias para estimar los costos del equipo electromecánico y línea de transmisión. El estimar estos costos resulta relativamente más sencillos que la estimación de costos de obra civil.

Tabla 35. Estimación costos electromecánicos.

Elemento	Costo
Turbina y Generador	$C = 0.7452P^{0.8546}$ [mill \$] $P = \text{Potencia [MW]}$
Sistema de Control	$C = 23867 * n$
Piezas y repuestos obligatorios	$C = (15.484 * P) + 3589$
Montaje, prueba y puesta en marcha	$C = (51.824 * P) + 16269$
Línea de transmisión	$C = 50000 * L$
Otros	$C = (4.3077 * P) + 1355.1$

6.4. Estimación de costos del proyecto.

En la aplicación de las ecuaciones planteadas en las tablas anteriores, se obtiene los siguientes resultados de la estimación de costos, para la estimación de costos del proyecto se ha considerado la utilización del método B, ya que es un método práctico para su ejecución, además, no se considera el costo de la cámara de carga y para el canal de derivación se considera un costo de \$180.00 por cada 6 metros de PVC

Para la ejecución de la estimación de costos se retoman los siguientes parámetros:

$$\begin{aligned} \text{Caudal de diseño} &= 0.1307 \text{ m}^3/\text{s} \\ \text{Longitud canal de derivación} &= 610 \text{ m} \\ \text{Potencia} &= 33.17 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Longitud tubería forzada} &= 121 \text{ m} \\ \text{Salto neto} &= 35 \text{ m} \\ \text{Diámetro tubería forzada} &= 0.3156 \text{ m} \end{aligned}$$

Tabla 36. Estimación de costos del proyecto.

Descripción	Costo Estimado
Obra de toma	\$6,506.86
Desarenador	\$20,729.53
Canal de derivación	\$18,360.00
Tubería forzada	\$4,487.96
Casa de máquinas	\$20,110.15
Equipo electromecánico	\$40,565.81

Seguidamente, se presenta una tabla resumen de la estimación de costo realizada, además se presenta el costo total del proyecto en estudio. De igual manera en el cálculo de costos totales se deben de considerar lo siguiente:

Campamento e intalación: 5% de obra civil

Costo de mitigación: 1% de obra civil

Obras varias: 5% de la sumatoria de las obras civiles

Administración e Ingeniería: 10% de costos directos

Contiengencia: 1% de obra civil

Calle de acceso: \$100,000.00 por cada kilómetro

En el caso de la calle de acceso no se ha considerado un costo, esto debido a que la ubicación del proyecto ya cuenta con esta obra. Respecto a la línea de transmisión se ha considerado 1 km de línea con valor de \$15,000.00 por km.

Tabla 37. Estimación Total de costos.

Descripción	Subtotal	Total
Trabajos Preparatorios		\$3,685.21
Calle de acceso	\$0.00	
Campamento e Instalación	\$3,685.21	
Costo de Mitigación		\$737.04
Obras Civiles		\$73,704.22
Obra de toma	\$6,506.86	
Desarenador	\$20,729.53	
Canal abierto	\$18,360.00	
Tubería Forzada	\$4,487.96	
Casa de Máquinas	\$20,110.15	
Obras Varias	\$3,509.72	
Equipo Electromecánico		\$40,565.81
Línea de transmisión		\$15,000.00
Total Costos Directos		\$133,692.29
Administración e Ingeniería		\$13,369.23
Contingencia		\$1,336.92
TOTAL		\$148,398.44

6.5. Evaluación Económica.

La decisión final en si invertir o no en un proyecto recae en que sí el proyecto generará ganancias en futuro, para ello se debe de evaluar que tan rentable sería la ejecución del mismo.

El proceso de realización una evaluación económica brinda la información necesaria si un proyecto será rentable o no, esto con la determinación de indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rendimiento (TIR).

En el desarrollo de una evaluación económica se evalúan los costos y las ganancias de un proyecto desde la perspectiva de la sociedad como un todo. Se idealiza que la ejecución de un proyecto ayudará al desarrollo de la economía de una región así como también al desarrollo social de la misma, por ello en una evaluación económica considera la valoración de los costos y beneficios sociales que pueda tener el proyecto; así como el uso de métodos estimativos de precios-sombra cuando los costos y beneficios difieren de los precios de mercado; y la valoración fuera del mercado y la transferencia de beneficios, para precios de bienes y servicios que no tienen precios de mercado directos.

Usualmente, el valor que puede adquirir algún bien o servicio se basa en el precio que estén dispuesto a pagar los usuarios o consumidores. En el caso que sea un recurso ambiental existente y el producto o servicio se obtenga sin costo alguno, el valor lo describe el valor de los usuarios a pagar por ello, ante esto la evaluación económica brinda una herramienta que ayuda identificar los valores que se pueden asignar a estos productos.

Un proyecto de inversión en un aprovechamiento hidroeléctrico exige unos pagos, extendidos a lo largo de su ciclo de vida, y proporciona unos ingresos también distribuidos en el mismo periodo de tiempo.

Los pagos incluyen el costo inicial de inversión, extendido en el tiempo gracias a los mecanismos de financiación externa, y unas cantidades anuales con una parte fija (seguros e impuestos) y otra variable (gastos de operación y mantenimiento), mientras que los ingresos corresponden a las ventas de la electricidad generada.

Al final del proyecto, cuya vida está en general limitada por la duración de la autorización administrativa, quedará un valor residual que en teoría es siempre positivo. El análisis económico tiene como objetivo comparar ingresos y gastos para

cada una de las posibles alternativas a fin de decidir cuál de entre ellas es la que conviene acometer, o si hay que renunciar definitivamente al proyecto (Penche, 1998).

Los proyectos de PCH usualmente contienen un gran componente social, el cual le da al proyecto un enfoque para el análisis de su evaluación, por tal motivo se debe considerar los efectos indirectos y de valorización social, de beneficios y costos que conlleva su instalación y manejo.

En la evaluación social se parte de que los precios del mercado no siempre dan una valorización correcta para la sociedad como un todo y por tanto se deben usar los “precios sombra”, los cuales representan la valorización social que se le da a un insumo o un producto, en su aporte al bienestar social, reflejado en la mano de obra y las divisas; se diferencian de los precios de mercado ya que consideran las imperfecciones de este, sus externalidades y objetivos económicos.

Una PCH difiere económicamente de una central térmica, en que la PCH exige un costo mayor de inversión, pero por lo contrario sus costos por la obtención del recurso de explotación son prácticamente nulos, aun cuando excepcionalmente la autoridad de la cuenca pueda exigir pago de impuesto por utilizar determinado caudal.

El valor actual neto (VAN), es un procedimiento matemático-financiero el cual permite calcular el valor presente de un número determinado de flujos de caja los cuales son originados mediante una inversión. El VAN es uno de los métodos más usado para la evaluación de proyectos, el cual consiste en calcular la equivalencia en el año cero de los flujos de efectivos obtenidos a lo largo de la vida del proyecto, luego esta equivalencia se compara con la inversión inicial realizada. Sí dicha equivalencia es mayor que la inversión inicial se puede dar continuidad a la ejecución del proyecto.

Por lo expuesto anteriormente se puede considerar lo siguiente.

Tabla 38. Decisión del proyecto según VAN.

Valor Actual Neto	Decisión
Menor a cero	El proyecto debería rechazarse
Mayor a cero	El proyecto debería aceptarse
Igual a cero	El proyecto no originaría ni pérdidas ni ganancias

La tasa interna de rendimiento (TIR) es otra herramienta utilizada para la evaluación económica y se considera como aquella tasa que iguala el VAN a cero, o la tasa de interés en la cual quedan reinvertidos los fondos generados en el proyecto.

El criterio de aceptación o rechazo de un proyecto, mediante el método de la TIR, se describe a continuación: sí la TIR es mayor o igual que la Tasa Mínima Atractiva de Retorno (TMAR) el proyecto se acepta, de lo contrario el proyecto se rechaza.

Para el cálculo de estos indicadores financieros es necesario la realización de un flujo de efectivo, el cual presenta los ingresos y egresos de un proyecto en un período determinado.

Sin embargo para obtener una primera estimación sobre la posible rentabilidad del proyecto, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía propone utilizar los siguientes indicadores, los cuales presentan la ventaja de poder ser calculados fácilmente.

- ✓ **Período de retorno simple:** es el tiempo en que se tarda en recuperar la inversión.

$$PR = \frac{\text{Inversión (\$)}}{(\text{Ingresos} - \text{Gastos}) \text{ anuales (\$/año)}}$$

- ✓ **Índice de energía:** es costo del kWh generado.

$$IE = \frac{\text{Inversión (\$)}}{\text{Energía producida (kWh/año)}}$$

- ✓ **Índice de Potencia:** es el costo del kW instalado.

$$IP = \frac{\text{Inversión (\$)}}{\text{Potencia Instalada (kW)}}$$

Se podría considerar que un proyecto sería rentable si presenta los siguientes indicadores.

- Período de retorno: 8 - 12 años
- Índice de energía: 0.43 – 0.76 \$/kWh
- Índice de potencia: 3900 – 4200 \$/kW

El Plan Maestro de Energías Renovables establece algunas consideraciones para realizar análisis económicos para pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, a continuación se enlistan los más relevantes:

- Considerar realizar préstamo bancario por el 70% de la inversión inicial.
- 30% de la inversión deberá ser amortiguada por capital propio.
- Tasa de interés bancario del 8%
- Período de financiamiento: 12 años (10 años más 2 años de gracia en el pago).
- Para el precio de venta de energía, se conoce que el precio puede oscilar entre los \$140.00 y \$1650.00 por cada MWh generado anualmente, por lo cual se considera un valor de venta de \$150.00 por MWh, considerando un incremento anual del 4% calculado en base a cambios de precio que se podría generar en los años venideros.
- En los costos de operación y mantenimiento anuales se considera la sumatorio de un 5% 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.

- Entre los gastos administrativos se suponen los siguientes, considerando además un aumento anual del 4%.

Tabla 39. Gastos Administrativos en una PCH.

	$P \geq 1$ MW	$1 \text{ MW} > P \geq 0.5$ MW	$0.5 \text{ MW} > P \geq 0.2$ MW	$P < 0.2$ MW	Salario Mensual \$
Ingeniero	1	1	0	0	\$ 1,800.00
Operadores	2	2	1	1	\$ 500.00
Vigilantes	2	1	1	0	\$ 400.00
Contador	1	1	0	0	\$ 500.00

Fuente: Plan Maestro de Energías Renovables.

- Pago anual a SIGET: \$0.51 por cada MWh generado.
- Impuesto de registro en el CNR \$11.43 por cada \$100,000.00 de costo de inversión (máximo de \$11,430.00)
- Impuesto sobre la renta: 25% a partir del undécimo año de operación.

Según el ejemplo de proyecto que se ha desarrollado la potencia instalada es de 33.17 kW, por lo cual sólo se considera un operador entre los gastos administrativos según la Tabla 39. Según la Tabla 37 los costos totales de inversión se estiman sean de \$148,398.44 de los cuales \$44,519.53 serán asumidos por capital propio, el resto se obtendrá mediante préstamo bancario, el cual sería por un monto de \$103,878.91.

6.5.1. Flujo de Efectivo.

El flujo de efectivo es la acumulación de activos líquidos en un período de tiempo determinado, por tanto sirve como un indicador de la liquidez o rentabilidad que podría tener un proyecto. A continuación se muestra el flujo de efectivo, herramienta útil para cálculo de los indicadores financieros (VAN y TIR) que son gran de ayuda para determinar la rentabilidad de un proyecto.

Año	Precio Unitario MWh	Generación MWh/año	Ingresos por operación	Costo Capital Planta generadora	Operación y Mantenimiento	Seguros	Depreciación
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c = a * b</i>	<i>d</i>	$e = (c * 5\%) + (b * 35\%)$	$f = \frac{1.5 * d}{1000}$	$g = d/50$
0				-\$21,171.27			
0				-\$21,171.27			
1	\$150.00	151.24	\$22,686.00		\$1,187.23	\$222.60	\$2,967.97
2	\$156.00	151.24	\$23,593.44		\$1,232.61	\$222.60	\$2,967.97
3	\$162.24	151.24	\$24,537.18		\$1,279.79	\$222.60	\$2,967.97
4	\$168.73	151.24	\$25,518.66		\$1,328.87	\$222.60	\$2,967.97
5	\$175.48	151.24	\$26,539.41		\$1,379.90	\$222.60	\$2,967.97
6	\$182.50	151.24	\$27,600.99		\$1,432.98	\$222.60	\$2,967.97
7	\$189.80	151.24	\$28,705.03		\$1,488.19	\$222.60	\$2,967.97
8	\$197.39	151.24	\$29,853.23		\$1,545.60	\$222.60	\$2,967.97
9	\$205.29	151.24	\$31,047.36		\$1,605.30	\$222.60	\$2,967.97
10	\$213.50	151.24	\$32,289.25		\$1,667.40	\$222.60	\$2,967.97
11	\$222.04	151.24	\$33,580.82		\$1,731.98	\$222.60	\$2,967.97
12	\$230.92	151.24	\$34,924.05		\$1,799.14	\$222.60	\$2,967.97
13	\$240.15	151.24	\$36,321.02		\$1,868.98	\$222.60	\$2,967.97
14	\$249.76	151.24	\$37,773.86		\$1,941.63	\$222.60	\$2,967.97
15	\$259.75	151.24	\$39,284.81		\$2,017.17	\$222.60	\$2,967.97
16	\$270.14	151.24	\$40,856.20		\$2,095.74	\$222.60	\$2,967.97
17	\$280.95	151.24	\$42,490.45		\$2,177.46	\$222.60	\$2,967.97
18	\$292.19	151.24	\$44,190.07		\$2,262.44	\$222.60	\$2,967.97
19	\$303.87	151.24	\$45,957.67		\$2,350.82	\$222.60	\$2,967.97
20	\$316.03	151.24	\$47,795.98		\$2,442.73	\$222.60	\$2,967.97
TOTAL		3024.8		-\$42,342.55	\$34,835.95	\$4,451.95	

Año	Costo Subtotal	Utilidad Bruta	Salarios	Alcaldía	Anualidad SIGET	Registro Comercial CNR	Costo total de Operación
	$h = e + f + g$	$i = c - h$	j	$k = 0.00216d$	$l = 0.51b$	$m = \frac{11.43d}{10^5}$	$n = j + k + l + m$
0							
0							
1	\$4,377.80	\$18,308.20	\$6,000.00	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$6,133.71
2	\$4,423.17	\$19,170.27	\$6,240.00	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$6,373.71
3	\$4,470.36	\$20,066.82	\$6,489.60	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$6,623.31
4	\$4,519.43	\$20,999.23	\$6,749.18	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$6,882.89
5	\$4,570.47	\$21,968.94	\$7,019.15	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$7,152.86
6	\$4,623.55	\$22,977.44	\$7,299.92	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$7,433.63
7	\$4,678.75	\$24,026.28	\$7,591.91	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$7,725.62
8	\$4,736.16	\$25,117.07	\$7,895.59	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$8,029.30
9	\$4,795.87	\$26,251.49	\$8,211.41	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$8,345.12
10	\$4,857.96	\$27,431.29	\$8,539.87	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$8,673.58
11	\$4,922.54	\$28,658.28	\$8,881.47	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$9,015.18
12	\$4,989.70	\$29,934.35	\$9,236.72	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$9,370.43
13	\$5,059.55	\$31,261.47	\$9,606.19	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$9,739.90
14	\$5,132.19	\$32,641.66	\$9,990.44	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$10,124.15
15	\$5,207.74	\$34,077.07	\$10,390.06	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$10,523.77
16	\$5,286.31	\$35,569.89	\$10,805.66	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$10,939.37
17	\$5,368.02	\$37,122.43	\$11,237.89	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$11,371.60
18	\$5,453.00	\$38,737.07	\$11,687.40	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$11,821.11
19	\$5,541.38	\$40,416.29	\$12,154.90	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$12,288.61
20	\$5,633.30	\$42,162.68	\$12,641.10	\$32.05	\$84.69	\$16.96	\$12,774.81
TOTAL	\$98,647.28					\$339.24	\$181,342.68

Año	Costo Total	Beneficio Operación	Intereses	Beneficios antes de impuestos	Renta	Ingreso neto sin depreciación	Flujo efectivo
	$o = h + n$	$p = i - n$	q	$r = p - q$	$s = r * 25\%$	$t = p - s$	$u = g + t$
0							
0			\$4,155.16	-\$4,155.16		-\$4,155.16	-\$4,155.16
1	\$10,511.51	\$12,174.49	\$8,310.31	\$3,864.18		\$3,864.18	\$6,832.15
2	\$10,796.88	\$12,796.56	\$7,479.28	\$5,317.28		\$5,317.28	\$8,285.24
3	\$11,093.67	\$13,443.51	\$6,648.25	\$6,795.26		\$6,795.26	\$9,763.23
4	\$11,402.33	\$14,116.34	\$5,817.22	\$8,299.12		\$8,299.12	\$11,267.09
5	\$11,723.33	\$14,816.08	\$4,986.19	\$9,829.89		\$9,829.89	\$12,797.86
6	\$12,057.18	\$15,543.81	\$4,155.16	\$11,388.65		\$11,388.65	\$14,356.62
7	\$12,404.38	\$16,300.65	\$3,324.13	\$12,976.53		\$12,976.53	\$15,944.49
8	\$12,765.46	\$17,087.77	\$2,493.09	\$14,594.67		\$14,594.67	\$17,562.64
9	\$13,140.99	\$17,906.36	\$1,662.06	\$16,244.30		\$16,244.30	\$19,212.27
10	\$13,531.54	\$18,757.71	\$831.03	\$17,926.68		\$17,926.68	\$20,894.64
11	\$13,937.72	\$19,643.10	\$0.00	\$19,643.10	\$4,910.78	\$14,732.33	\$17,700.30
12	\$14,360.14	\$20,563.92		\$20,563.92	\$5,140.98	\$15,422.94	\$18,390.91
13	\$14,799.46	\$21,521.56		\$21,521.56	\$5,380.39	\$16,141.17	\$19,109.14
14	\$15,256.34	\$22,517.51		\$22,517.51	\$5,629.38	\$16,888.13	\$19,856.10
15	\$15,731.51	\$23,553.30		\$23,553.30	\$5,888.33	\$17,664.98	\$20,632.95
16	\$16,225.68	\$24,630.52		\$24,630.52	\$6,157.63	\$18,472.89	\$21,440.86
17	\$16,739.62	\$25,750.83		\$25,750.83	\$6,437.71	\$19,313.12	\$22,281.09
18	\$17,274.12	\$26,915.95		\$26,915.95	\$6,728.99	\$20,186.96	\$23,154.93
19	\$17,829.99	\$28,127.68		\$28,127.68	\$7,031.92	\$21,095.76	\$24,063.73
20	\$18,408.10	\$29,387.88		\$29,387.88	\$7,346.97	\$22,040.91	\$25,008.88
TOTAL	\$279,989.96						

Año	Valor residual	Amortización Capital	Ingreso Neto	Ingreso Acumulado	Beneficio Total	Costo Total
	$v = 30 * d/50$	w	$x = u + v - w$	y		
0			-\$22,259.77	-\$22,259.77		\$22,259.77
0			-\$26,414.92	-\$48,674.69		\$26,414.92
1		\$10,387.89	-\$3,555.75	-\$52,230.43	\$22,686.00	\$26,241.75
2		\$10,387.89	-\$2,102.65	-\$54,333.08	\$23,593.44	\$25,696.09
3		\$10,387.89	-\$624.66	-\$54,957.75	\$24,537.18	\$25,161.84
4		\$10,387.89	\$879.20	-\$54,078.55	\$25,518.66	\$24,639.47
5		\$10,387.89	\$2,409.97	-\$51,668.58	\$26,539.41	\$24,129.44
6		\$10,387.89	\$3,968.73	-\$47,699.85	\$27,600.99	\$23,632.26
7		\$10,387.89	\$5,556.60	-\$42,143.25	\$28,705.03	\$23,148.42
8		\$10,387.89	\$7,174.75	-\$34,968.50	\$29,853.23	\$22,678.48
9		\$10,387.89	\$8,824.38	-\$26,144.12	\$31,047.36	\$22,222.98
10		\$10,387.89	\$10,506.75	-\$15,637.36	\$32,289.25	\$21,782.50
11			\$17,700.30	\$2,062.93	\$33,580.82	\$15,880.52
12			\$18,390.91	\$20,453.84	\$34,924.05	\$16,533.15
13			\$19,109.14	\$39,562.98	\$36,321.02	\$17,211.88
14			\$19,856.10	\$59,419.08	\$37,773.86	\$17,917.75
15			\$20,632.95	\$80,052.03	\$39,284.81	\$18,651.87
16			\$21,440.86	\$101,492.89	\$40,856.20	\$19,415.34
17			\$22,281.09	\$123,773.98	\$42,490.45	\$20,209.36
18			\$23,154.93	\$146,928.92	\$44,190.07	\$21,035.14
19			\$24,063.73	\$170,992.65	\$45,957.67	\$21,893.94
20	\$89,039.06		\$114,047.94	\$285,040.59	\$136,835.05	\$22,787.11
TOTAL		\$103,878.91			\$243,808.40	\$222,097.67

6.5.2. Determinación de Indicadores Financieros.

El valor que se le asigna en el presente a un pago futuro, antes de comenzar el proyecto o de ponerse en marcha la planta, es designado como valor actual neto y se determina en función de la acumulación o descuento de intereses, con ayuda de un factor cuya magnitud depende de la tasa de descuento estimada y el lapso de tiempo entre el momento del pago y el comienzo del proyecto. La fórmula empleada para el cálculo del VAN es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+k)^t} \right) - I \text{ (Ecuación 6.1)}$$

Donde:

VAN: Valor Actual Neto

I: Inversión Inicial

n: Número de años considerados

k: Tasa de interés

Para el proyecto modelo desarrollado y con la utilización del flujo de efectivo se determinó un Valor Actual Neto de **\$21,710.74**. El cálculo del Valor Actual Neto se ha realizado con una tasa del 10% (TMAR).

Para el cálculo de la TIR basta con hacer cero el VAN y luego determinar el valor de la tasa de interés porcentual, para el proyecto modelo se obtuvo un valor de TIR del **12.8%**. Además se determinó la relación Beneficio/Costo, dando como resultado un valor de 1.10

CONCLUSIONES.

- ◆ El desarrollo de esta guía metodológica puede utilizarse para la ejecución de nuevos proyectos hidroeléctricos a pequeña escala en todo El Salvador; ya que engloba todos los aspectos necesarios para su realización.
- ◆ Para la caracterización del recurso hídrico disponible se implementaron métodos descritos en la presente guía metodológica.
- ◆ El ejecutar proyectos hidroeléctricos contribuye en gran medida a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, esto debido a que en la generación de energía hidroeléctrica la producción de emisiones de dichos gases es casi nula.
- ◆ Este tipo de proyectos se encuentra a disposición de las leyes y disposición de las distribuidoras para la compra de la energía generada, lo que podría originar un riesgo a la rentabilidad en estos proyectos.
- ◆ El hidrograma proporciona información acerca sobre que tan húmedos o que tan secos pueden ser los meses en una zona determinada, esta información puede ser útil para establecer los períodos de construcción con el objetivo de no generar atrasos en la ejecución del proyecto.
- ◆ El área total de la cuenca en estudio es de 6.83 km^2 para la primera alternativa y de 8.17 km^2 para la segunda, para ello el software SAGA GIS es ideal para su determinación y cálculo, ya que ofrece la ventaja de ser un software libre.
- ◆ La altura bruta disponible en el proyecto modelo es de 36 m, dando un salto útil de 35 m, luego descontado pérdidas por fricción y por accesorios se estima un salto neto de 33.6 m.

- ◆ El caudal de diseño se estableció de $0.1307 \text{ m}^3/\text{s}$ siendo este el caudal que mayor energía proporciona, este valor representa el 85% del caudal óptimo de generación, siendo el 15% restante el caudal ecológico de preservación del río.
- ◆ Se seleccionó el equipo electromecánico según los datos obtenidos por los cálculos realizados en esta guía, y además se puede generalizar que para pequeños aprovechamientos la turbina ideal es la Michell-Banki, esto debido a sus ventajas de costo relativamente bajo, fácil diseño lo posibilita su construcción el país y su capacidad de mantener su eficiente trabajando con caudales de hasta el 20% de su caudal nominal.
- ◆ Al determinar el factor de planta resultó ser de 52.16%, estando por arriba de lo usual para una PCH el cual es ronda el 45%.
- ◆ Se estimaron los costos para una PCH y dicha estimación de costos resultó en un total de \$148,398.44, dando como resultado de \$4,473.87 el costo por kW instalado.
- ◆ Se calcularon los indicadores económicos como la VAN del proyecto modelo y se determinó de \$21,710.74, siendo este un resultado positivo representa una posible rentabilidad del proyecto en estudio, sin embargo esta información debe ser respaldada por el cálculo de la Tasa Interna de Retorno, también; la Tasa Interna de Retorno del proyecto modelo resulto de 12.8%, al ser este valor mayor al de la Tasa Mínima Atractiva de Retorno, la cual se definió del 10%, puede considerarse que el proyecto sea rentable y por último se calculó la relación Beneficio/Costo donde se obtuvo un valor de 1.10, este valor muestra que por cada dólar invertido se podrá obtener una ganancia de 10 centavos de dólar.

RECOMENDACIONES.

- ❖ Es importante al momento de elaborar un estudio de prefactibilidad se disponga de documentos, estudios y bibliografía relacionada al lugar donde se pretenda desarrollar el proyecto hidroeléctrico a pequeña escala, para poder hacer uso de estos y tomar referencias cuando sea necesario.
- ❖ Los datos a utilizar para efectuar los cálculos deberán ser lo más recientes posibles, esto con el fin de obtener resultados cercanos a la realidad.
- ❖ Las medidas deben ser tomadas directamente desde el lugar donde se planea instalar el proyecto hidroeléctrico a pequeña escala, esto con el fin; de compararlos o utilizarlos en los cálculos, así mismo también para conocer el comportamiento de la cuenca que se vaya a analizar.
- ❖ Se debe tener conocimiento de las leyes vigentes relacionadas con la generación de energía a partir del recurso hídrico; para evitar futuros problemas e imprevistos a la hora del desarrollo de un proyecto hidroeléctrico a pequeña escala.
- ❖ Será necesaria la comparación de los resultados calculados en el estudio de prefactibilidad que se esté desarrollando; con otros proyectos hidroeléctricos a pequeña escala existentes o en ejecución, similares, con la finalidad de tener un panorama de proyecto apegado a la realidad.

BIBLIOGRAFÍA.

- ✚ Carta González, J. A., Pérez, R. C., Santos, A. C., & Castro Gil, M. A. (2009). *Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables*. Madrid, España: PEARSON EDUCACIÓN, S.A.
- ✚ Castañeda Acosta, A. V. (2016). *Estudio de prefactibilidad para la construcción de una pequeña central hidroeléctrica ubicada en el río Teusaca - Vereda San Rafael - Sector la Toga - La Calera - Cundinamarca*. Bogotá, Colombia: Universidad Libre, Colombia.
- ✚ CNE, & JICA. (2012). *Proyecto del Plan Maestro para el Desarrollo de Energías Renovables*. San Salvador, El Salvador.
- ✚ Coz, F. (1995). *Manual de mini y microcentrales hidráulicas*. Lima.
- ✚ Criollo Cabrera, X., & Quezada Damián, C. (2011). *Diseño de una mini central de energía hidroeléctrica en la planta de tratamiento de agua residuales de la ciudad de Cuenca*. Cuenca-Ecuador: Universidad Politécnica Salesiana, Sede de Cuenca.
- ✚ Erazo Chica, A. M. (2008). *ESTIMACIÓN DE CAUDALES MEDIOS A TRAVES DE METODOLOGIA RELACION PRECIPITACIÓN - ESCORRENTÍA*. Obtenido de <http://www.snet.gob.sv/estudios/uploads/CaudalesMediosMetodologiaRelacionPPQ.pdf>
- ✚ Hydropower, A. E. (1998). *Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*. Bruselas.
- ✚ Hydropower, A. E. (2006). *Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*.
- ✚ Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2006). *Minicentrales Hidroeléctricas*. Madrid, España.

- ✚ Intermediate Technology Development Group, I.-P. (1996). *Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas: una guía para el desarrollo de proyectos*. Lima, Perú.
- ✚ Mora Navarro, D. C., & Hurtado Liévano, J. M. (2004). *Guía para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos*. Bogotá, Colombia: Pontificia, Universidad Javeriana.
- ✚ New Energy Foundation. (1996). *Guide Manual for Development Aid Programs and Studdies of Hidro Eletric Power Projects*. Tokio, Japón.
- ✚ Ortíz Flores, R. (2011). *Pequeñas centrales hidroeléctricas*. Bogotá, Colombia: Ediciones de la U.
- ✚ Penche, C. (1998). *Manual de Pequeña Hidráulica*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.
- ✚ PROESA, & CNE. (2016). *Sector Eléctrico de El Salvador*. San Salvador.
- ✚ Saravia Gutiérrez, R. (2013). *“ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA EN LA FINCA EL SALTO, CASERÍO TEXUSIN, CANTÓN CHIRIZO DEL MUNICIPIO DE CONCEPCIÓN DE ATACO EN EL DEPARTAMIENTO DE AHUACHAPÁN”*. Antiguo Cuscatlán, El Salvador: Universidad Don Bosco.

ANEXOS.

Anexo 1. Procedimiento para solicitar permiso de estudios para recurso Hídrico

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

- 1- La solicitud deberá ser dirigida al Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones de la SIGET, que se encuentre en esos momentos en funciones.
- 2- Los datos del solicitante relativos a su excelencia y capacidad legal y la documentación que respalde dichos datos.
- 3- Detalle del área geográfica en la que realizará los estudios incluyendo la nómina de bienes nacionales de uso público o del Estado en lo que éstos se harán.
- 4- Naturaleza, tipo y detalle del recurso a estudiar.
- 5- Descripción del tipo de estudios a realizar y plazo estimado de duración de los mismos.

A continuación, se detallan los pasos a seguir a seguir durante la ejecución de este proceso.

Paso 1: preparar la Solicitud con la información requerida para ser presentada en las oficinas de la SIGET.

Paso 2: desde el momento que la SIGET recibe la solicitud de Estudio, esta Institución brindará su informe al solicitante de la existencia o inexistencia de deficiencias en la solicitud. Al presentar observaciones en la solicitud, estas deberán ser corregidas por el Gerente del Proyecto, para ser analizadas nuevamente.

Paso 3: al no encontrar en la solicitud observaciones, la SIGET otorgará en los próximos 15 días el Permiso de Estudio e inscribirá el Proyecto en el Registro.

Paso 4: El Gerente del Proyecto de Energías Renovables, puede pasar a Recoger su permiso aprobado a la SIGET.

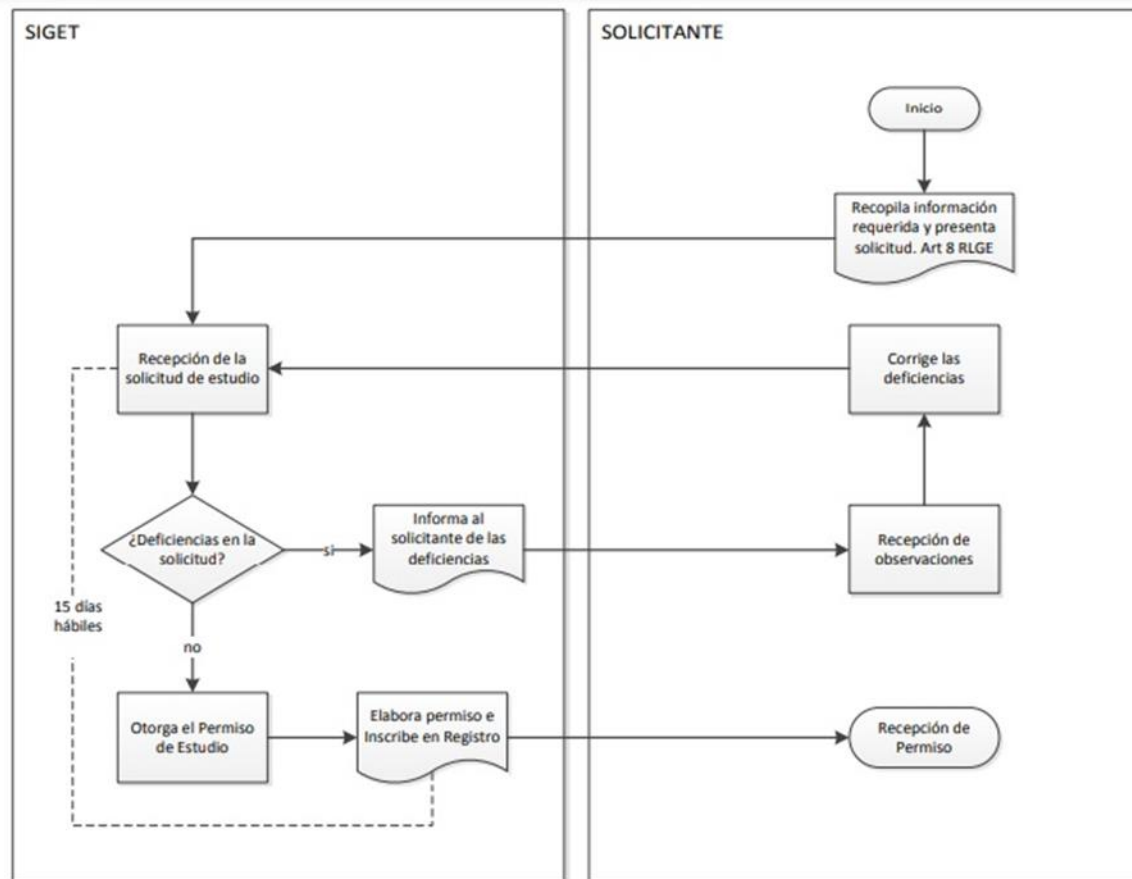


Diagrama para el proceso de solicitud de permiso.

Anexo 2. Procedimiento de la inscripción en el registro de la SIGET

Ley General de Electricidad; Capítulo 1; Disposiciones Generales.

En el artículo 7, se establece que la SIGET, es la institución donde se debe tramitar y registrar, a los generadores de energía eléctrica y a todos los otros operadores del mercado eléctrico nacional, mediante la inscripción en el Registro de Operadores del Sector Electricidad, en el mismo artículo se establece la tasa por la actualización del registro, que deberán pagar anualmente a la SIGET los operadores que importen energía y los generadores.

Paso 1.

Recopilar información requerida de conformidad a la Solicitud aplicable y presentarla en Recepción de la Unidad de Registro de la SIGET. Responsable de esta actividad: Solicitante.

Paso 2.

Se notificará al solicitante sobre las deficiencias, si existieren, las cuales deberán ser corregidas y presentadas nuevamente a la SIGET. Responsable de esta actividad: Solicitante y SIGET.

Paso 3.

Sí fuese necesario, la SIGET realizará una inspección al Proyecto. Responsable de esta actividad: SIGET.

Paso 4.

Elaboración y aprobación de Acuerdo de Inscripción. Responsable de esta actividad: SIGET.

Paso 5.

Inscripción del Proyecto con su respectivo código. Responsable de esta actividad: SIGET

Paso 6.

Contactar con el Solicitante para informar que puede retirar la documentación de Inscripción. Responsable de esta actividad: SIGET

Paso 7.

Retiro de documentación de Inscripción en las Instalaciones de SIGET. Responsable de esta actividad: Solicitante

A continuación, se muestra el formato de la solicitud para realizar el registro.



REGISTRO DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

FORMULARIO DE INSCRIPCIÓN PARA PERSONAS NATURALES AREA DE ELECTRICIDAD

San Salvador, _____ de _____ de _____.

Sr(a) Registrador(a) Del registro de SIGET

Presente

Yo, _____, con Número Único de Identidad Personal(DUI) No. _____ en mi carácter personal; solicito se me inscriba en la Sección Personas, sector de Electricidad como:

- Generador de Energía Eléctrica
- Distribuidor de Energía Eléctrica
- Comercializador de Energía Eléctrica
- Comercializador independiente de Energía Eléctrica (**)
- Transmisor de Energía Eléctrica

Por lo que adjunto la siguiente documentación:

1. Certificación de partida de nacimiento original, si es fotocopia es necesario que esté certificada por un notario
2. Fotocopia de DUI, debidamente certificada por un notario
3. Fotocopia simple de NIT, el cual será confrontado con el original.

(**) adicionar declaración jurada

Dirección para notificar: _____

Teléfono: _____

Fax: _____

Firma del Representante Legal

Anexo 3. Permiso ambiental de construcción

La Ley del Medio Ambiente establece que deberá asegurarse la sostenibilidad de los recursos naturales renovables (Ley del Medio Ambiente, Decreto No. 233, del 4 de mayo de 1998). Para la ejecución de proyectos hidroeléctricos o de origen renovable, se consideraran los siguientes artículos de la Ley de Medio Ambiente.

Art. 20. El Permiso Ambiental obligará al titular de la actividad, obra o proyecto, a realizar todas las acciones de prevención, atenuación o compensación, establecidos en el Programa de Manejo Ambiental, como parte del Estudio de Impacto Ambiental, el cual será aprobado como condición para el otorgamiento del Permiso Ambiental.

Art. 21. Toda persona natural o jurídica deberá presentar el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental para ejecutar las siguientes actividades, obras o proyectos: f) Centrales de generación eléctrica a partir de energía nuclear, térmica, geométrica e hidráulica, eólica y mareomotriz.

Art. 23. El Estudio de Impacto Ambiental se realizará por cuenta del titular, por medio de un equipo técnico multidisciplinario. Las empresas o personas, que se dediquen a preparar estudios de impacto ambiental, deberán estar registradas en el Ministerio, para fines estadísticos y de información, quien establecerá el procedimiento de certificación para prestadores de servicios de Estudios de Impacto Ambiental, de Diagnósticos y Auditorías de evaluación ambiental.

A continuación se presenta el formato que se debe de presentar al Ministerio de Medio Ambiente para tramitar el permiso ambiental de construcción para proyectos de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.



MARN

Ministerio de Medio Ambiente
y Recursos NaturalesMinisterio de Medio Ambiente y Recursos Naturales
Dirección General de Evaluación y Cumplimiento Ambiental**Formulario Ambiental**

No. de entrada: _____

No. de salida: _____

No. base de datos: _____

**Proyectos Termoeléctricos, Geotérmicos e Hidroeléctricos
y Líneas de Transmisión****A.- INFORMACION GENERAL**

Información del (propietario) que propone la actividad, obra o proyecto, sea persona natural o jurídica, pública o privada (anexar para personas jurídicas, fotocopia de la personería de la empresa y de la representación legal)

I. DEL TITULAR. PERSONA JURIDICA

NOMBRE DEL TITULAR, SEGÚN COMO SE ESTABLECE EN LA ESCRITURA PÚBLICA DE CONSTITUCIÓN DE LA PERSONA JURÍDICA: _____

Y QUE SE PODRA ABREVIAR _____

(*) NOMBRE DEL REPRESENTANTE LEGAL, SEGÚN CREDENCIAL DE JUNTA DIRECTIVA VIGENTE O ACUERDO DE NOMBRAMIENTO _____

(*) N° DOCUMENTO UNICO DE IDENTIDAD (D.U.I.) DEL REPRESENTANTE LEGAL _____

(*) NOMBRE DEL APODERADO DE LA PERSONA JURÍDICA SEGÚN PODER (De ser procedente) _____

(*) N° DE N.I.T. DE LA PERSONA JURÍDICA _____

DOMICILIO PRINCIPAL DE LA PERSONA JURÍDICA: Calle/Avenida: _____ N° _____

Colonia _____ Municipio _____ Departamento _____

(*) Debe anexar copia de la documentación legal.

II. DEL TITULAR. PERSONA NATURAL

NOMBRE DEL TITULAR: _____

(**) N° DOCUMENTO ÚNICO DE IDENTIDAD (D.U.I.) _____

(*) N° DE N.I.T. DE LA PERSONA NATURAL _____

(*) NOMBRE DEL APODERADO DE LA PERSONA NATURAL SEGÚN PODER (De ser procedente) _____

DOMICILIO PRINCIPAL DE LA PERSONA NATURAL: Calle/Avenida _____ N° _____

COLONIA _____ MUNICIPIO _____ DEPARTAMENTO _____

(**) Debe anexar copia de la documentación legal.

III. PARA COMUNICACIONES Y/O NOTIFICACIONES. Proporcionar la información siguiente:

Teléfono fijo No.: _____ Teléfono móvil No.: _____

Fax No.: _____ Correo electrónico: _____

IV. DECLARACION JURADA

Yo _____ en calidad de titular del proyecto, DECLARO BAJO JURAMENTO la veracidad de la información detallada en el presente y la documentación anexa, cumpliendo con los requisitos de ley exigidos; asimismo, me comprometo a informar al MARN, si cambiare los datos de los medios señalados para recibir comunicaciones y/o notificaciones, de todo lo anterior asumo la responsabilidad que establece el Código Penal para el delito de perjurio y falso testimonio.

Lugar y fecha _____

Nombre del titular y/o Representante Legal_____
Firma del titular y/o Representante Legal

V.- IDENTIFICACIÓN, UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO

1. NOMBRE DEL PROYECTO: _____
2. LOCALIZACIÓN Y UBICACIÓN FÍSICA DEL PROYECTO: **Deberá incluir mapa/ croquis, indicando linderos y colindantes**
Calle/Avenida: _____ Colonia/Cantón: _____
Municipio: _____ Departamento: _____
3. FORMA PARTE DE UN: (Sólo aplica para el Sector Público) Plan Programa Proyecto aislado
Nombre del Plan/Programa: _____
4. MONTO DEL PROYECTO: _____
5. REALIZÓ EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA: Sí No
6. AMBITO DE ACCION:[Urbano [Rural [Costero – Marino [Area protegida
7. TIPO DE PROYECTO: Termoeléctrico [Geotérmico Hidroeléctrico [Líneas de Trasmisión Plantas de Distribución
8. NATURALEZA: Nuevo Ampliación Rehabilitación Mejoramiento [Otro _____
9. TENENCIA DEL INMUEBLE : [Propiedad Con opción a compra
10. DERECHOS DE SERVIDUMBRE: Sólo para líneas de trasmisión (Presentar certificaciones).
10. NECESIDAD DE REUBICAR PERSONAS: [Sí No [Permanente [Transitoria
[< 50 personas [50 a 100 personas [> 100 personas

VI. DE LAS CARACTERÍSTICAS ESPECÍFICAS DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO

1. ESTADO DEL PROYECTO:[Prefactibilidad Factibilidad Diseño Final
2. ETAPAS DE EJECUCION: Construcción Funcionamiento [Mantenimiento [Cierre
3. AREA: Total del terreno: _____ m². Ocupada por el proyecto: _____m²
- 4.
5. ACCESO AL PROYECTO: Distancia en kilómetros desde la carretera más cercana.
 Requiere apertura de camino: [Permanente Temporal _____kms.
 Por camino de tierra _____ kms. Por carretera asfaltada _____ kms.
 Por agua _____ kms Otros. Especifique: _____kms
6. TIPO DE PROYECTO DE GENERACIÓN: Marque el que corresponda
Termoeléctricos: [Turbinas a gas [Turbinas a vapor
[De combustión De ciclo sencillo o combinado [Combustión de carbón.
Geotérmicos: [de vapor seco [de vapor de primera y/o segunda generación [Ciclo Binario.
Hidroeléctricos: [de almacenamiento de caída
7. CAPACIDAD DE GENERACIÓN: [mayor de 50 MW(e) [De 3 a 50 MW(e) menor de 3MW(e)
8. COMBUSTIBLES UTILIZADOS: [Sólido (carbón) [Líquido(Diesel- Fuel Oil) [Gas (natural o líquido)
9. Enumere otros insumos a ser requeridos para la generación de energía:

INSUMOS	CANTIDAD/SEMANA O MES

10. DESCRIPCIÓN DE LAS ACCIONES TÍPICAS EN LAS ETAPAS DE CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN

ETAPAS	ACCIONES TÍPICAS (actividades)	VOLUMEN/ CANTIDAD
CONSTRUCCIÓN E INSTALACIONES DE EQUIPOS		
OPERACIÓN		
CIERRE		

11. SERVICIOS A SER REQUERIDOS DURANTE LA EJECUCION DEL PROYECTO

Recolección desechos sólidos (kg/día) _____ [] Alcantarillado pluvial (m. lineales) _____
 Alcantarillado Sanitario (m. lineales) _____ [] Fuente de abastecimiento de agua: Especifique:

12. RECURSO HUMANO. Detallar el número de personas que serán requeridas en las diferentes etapas

Mano de obra requerida	CONSTRUCCIÓN		OPERACIÓN		CIERRE
	PERMANENTE	TEMPORAL	PERMANENTE	TEMPORAL	TEMPORAL

13. ALTERNATIVAS Y TECNOLOGIAS

Se consideró o están consideradas alternativas de localización? Sí [] No []
 Si la respuesta es afirmativa, indique cuales y porqué fueron desestimadas las otras alternativas:

14. Se consideró el uso de tecnologías y procesos alternativos? Sí [] No []

Si la respuesta es afirmativa, indique cuales y porqué fueron desestimadas las otras alternativas:

VII. DE LA DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO. Definir las características ambientales básicas del área a ser ocupada por el proyecto.

1. DESCRIPCIÓN DEL RELIEVE Y PENDIENTES DEL TERRENO:

[] Plano a Ondulado [] Quebrado [] Muy Accidentado

2. DESCRIPCIÓN CLIMÁTICA. Estación meteorológica más cercana al proyecto: _____

Precipitación anual prom. (mm.) _____ Temperatura prom. anual (°C) _____

3. GRAN GRUPO Y CLASES DE SUELOS: _____

4. COBERTURA VEGETAL:

Vegetación predominante: [] Pastos [] Matorrales [] Arbustos [] Cultivo: _____

Bosque Ralo Bosque Denso

Especies vegetales y animales predominantes: _____

5. EN EL AREA DEL PROYECTO SE ENCUENTRAN: Ríos Manantial Escuelas
 Industrias Areas Protegidas Lugares turísticos Sitios valor cultural
 Centros Poblados Hospitales

Nombrar las que han sido marcadas: _____

6. EL AREA DEL PROYECTO SE ENCUENTRA EN UNA ZONA SUSCEPTIBLE A:

Sismos Inundaciones Erosión Hundimiento Deslizamientos Marejadas

VIII. ASPECTOS DE LOS MEDIOS FÍSICO, BIOLÓGICO Y SOCIOECONÓMICO Y CULTURAL QUE PODRIAN SER AFECTADOS POR LA EJECUCIÓN DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO. Marque con una X los recursos a ser afectados en cada una de las etapas que comprende la ejecución del proyecto

ETAPAS	RECURSOS					CUANTIFICACIÓN	
	SUELOS	AGUA	VEGETACIÓN	FAUNA	AIRE	m ²	kms
CONSTRUCCIÓN							
OPERACIÓN							
CIERRE							

VIII.1 INDIQUE SI. AFECTARÁ MONUMENTOS NATURALES, VALORES CULTURALES O EL PAISAJE: _____

IX. IDENTIFICACIÓN DE LOS POSIBLES IMPACTOS CAUSADOS POR LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO. Indique los posibles impactos causados por la ejecución de las diferentes actividades de cada etapa.

IMPACTOS POTENCIALES	DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS	ORIGEN	CANTIDAD ESTIMADA	SITIO DE DISPOSICION RECEPTOR	MEDIO
SUELOS					
AGUAS					
VEGETACIÓN					
FAUNA					
AIRE					
MEDIO SOCIO ECONÓMICO					

IX.1 POSIBLES ACCIDENTES, RIESGOS Y CONTINGENCIAS

INDIQUE LOS POSIBLES ACCIDENTES, RIESGOS Y CONTINGENCIAS QUE PUEDAN OCACIONARSE EN LAS DIFERENTES ETAPAS DEL PROYECTO (construcción, funcionamiento o cierre)

X. MARCO LEGAL APLICABLE (A nivel Nacional, Sectorial y Municipal)

NOTA: En caso de existir en el marco legal (Nacional, Sectorial y Municipal), una norma que prohíba expresamente la ejecución de la actividad, obra o proyecto en el área propuesta, la tramitación realizada ante éste Ministerio quedará sin efecto

SOLO PARA USO OFICIAL: MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES**DIRECCIÓN DE GESTIÓN AMBIENTAL****I. ANALISIS AMBIENTAL****A. LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA EN EL FORMULARIO AMBIENTAL ES:**

A.1 CANTIDAD DE INFORMACIÓN: COMPLETA INCOMPLETA

A.2 CALIDAD DE LA INFORMACIÓN: BUENA REGULAR INCOMPLETA

B. RESULTADO DE LA INSPECCIÓN TÉCNICA AL SITIO DE LA ACTIVIDAD, OBRA O PROYECTO

Se deberán indicar los posibles efectos generados por las actividades de cada etapa, así como las medidas ambientales previsibles para prevenirlos, atenuarlos, corregirlos o compensarlos.

ETAPAS	ACCIONES TÍPICAS actividades	DESCRIPCIÓN / MÉTODO	EFFECTOS POTENCIALES (Positivos y Negativos)	MEDIDAS AMBIENTALES PREVISIBLES
Construcción (Incluye preparación del sitio)				
Operación				

ETAPAS	ACCIONES TÍPICAS actividades	DESCRIPCIÓN / MÉTODO	EFECTOS POTENCIALES (Positivos y Negativos)	MEDIDAS AMBIENTALES PREVISIBLES

C. DICTÁMEN TÉCNICO

FECHA: / /
CUMPLIMIENTO AMBIENTAL.

TÉCNICO RESPONSABLE DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE EVALUACIÓN Y

Anexo 3. Procedimiento de Solicitud de Concesión, proceso abreviado para proyectos de hasta 5MW.

Este trámite se realiza en las instalaciones de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) de El Salvador.

En el artículo 5 de la Ley General de Electricidad se establece que la generación de energía eléctrica a partir de recursos hídricos y geotérmicos, requerirán de concesión otorgada por la SIGET. Además establece que para plantas generadoras con capacidad nominal total, igual o menor de 5 MW se tramitará mediante un procedimiento abreviado. ACUERDO 283-E-2003 Procedimiento abreviado para el Otorgamiento de Concesiones de Recursos Geotérmicos e hidráulicos con fines de generación eléctrica para plantas generadoras con capacidad nominal total, igual o menor de 5 MW. Se requiere por cada central de generación una concesión, de acuerdo al artículo 3. De los artículos 7 al 14 se establece como solicitar la concesión y el procedimiento para el otorgamiento de la misma. En el artículo 10 se presenta el tiempo de gestión del proceso, así como los tiempos para resolver las prevenciones, si las hubiera. La documentación que se va a presentar va de acuerdo al recurso y hay que agregar los documentos solicitados en los respectivos formularios; además la solicitud deberá ser dirigida al Superintendente General de Electricidad y Telecomunicaciones de la SIGET, que se encuentre en esos momentos en funciones. A continuación se presenta el documento a presentar para la solicitud de la concesión

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

FORMULARIO –CH-1

SOLICITUD DE CONCESION PARA GENERACION DE

ENERGIA ELECTRICA

De conformidad con el artículo 5 de la Ley General de Electricidad la generación de energía eléctrica a partir de recursos hidráulicos y geotérmicos requerirá de concesión otorgada por la SIGET.

Indicación general:

- Todas las fotocopias que se solicitan, deberán estar debidamente autenticadas por un notario.
- El presente formulario es una guía de la información y documentación que debe ser parte de la Solicitud de Concesión

I. INFORMACION DEL SOLICITANTE

1. Nombre del solicitante y en su caso, del Representante Legal o Apoderado :

2. Nombre de la persona que espera firmar el contrato de concesión.

2.1. Sociedad: _____

2.2. Representante Legal: _____

2.3. Persona natural: _____

3. Número de Identificación:

4. Número de Identificación Tributaria:

5. Domicilio: _____

6. Teléfonos: _____

7. Fax: _____

8. Correo Electrónico: _____

9. DOCUMENTOS A ANEXAR

- a) Escritura de Constitución de la Sociedad debidamente registrada y autenticada u otro documento autentico que pruebe la existencia de la referida entidad.
- b) Documentación que acredite la personería del que actúa por otro.
- c) Copia autenticada de las matrículas de comercio y de establecimiento vigentes.
- d) Fotocopia del Documento Único de Identidad (DUI) del solicitante, Representante Legal o Apoderado.

10. Designación del lugar para recibir notificaciones.

II. DATOS DEL PROYECTO:

El solicitante deberá presentar en un documento anexo a la solicitud, la siguiente información con la descripción Técnica-Económica del Proyecto, la cual formará parte del contrato de concesión, que se denominara *Documento Técnico-Económico del Proyecto*, y su contenido será:

1. Nombre del Proyecto:

2. Ubicación geográfica:

2.1. Cantón (Caserío)

2.2. Municipio

2.3. Río:

2.4. Departamento

Adjuntar en hoja aparte mapa en escala 1:25,000 y croquis del perfil señalando la ubicación aproximada de las instalaciones más importantes del proyecto, tales como: Área de captación del agua para el proyecto, ubicación de la casa de maquina, etc.

- Derivación del Río
- Tipo de presa a instalar (embalse, filo de agua, etc)
- Ubicación del Dique
- Ubicación de la casa de maquinas
- Trazo general de la Cuenca del río.

3. Utilización o destino que se dará a la energía eléctrica:

4. Evaluación del recurso:

4.1. Caudal medio anual a utilizar en el proyecto (valor medio \pm incerteza porcentual), aportes del río principal y los afluentes.

4.2. Caídas bruta y neta, en metros.

4.3. Comportamiento anual de la disponibilidad del recurso.

4.4. Tipo de Almacenamiento: Con Almacenamiento o Sin Almacenamiento

5. Características generales de las obras o diseño conceptual de las obras (De conformidad con los datos del proyecto publicados por MARN):

Item	Dimensiones	Costo aproximado
Área de la cuenca (m ²)		
Altura bruta de agua (m)		
Estanque de captación		

Anexo 4. Datos de precipitación mensual medido en mm

Estación: Los Naranjos				Ubicación: Sonsonate						Índice: T-24			
Año	Meses												Anual
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
1991	1	0	3	78	302	413	203	303	280	269	72	75	1999
1992	0	0	5	19	142	574	420	274	408	180	49	20	2091
1993	2	0	60	148	134	528	188	454	502	162	2	0	2180
1994	0	26	2	9	254	335	180	482	316	200	68	0	1872
1995	0	1	6	210	269	221	420	518	611	278	8	125	2667
1996	13	32	7	104	347	451	551	599	417	242	28	0	2791
1997	1	14	22	74	222	509	160	354	265	173	155	4	1953
1998	0	3	0	2	96	370	508	383	327	421	476	7	2593
1999	1	1	1	24	139	438	422	356	646	323	2	33	2386
2000	0	0	3	48	164	348	186	478	389	250	14	0	1880
2001	0	3	1	78	336	470	351	272	393	237	52	0	2193
2002	0	0	1	43	279	350	342	387	696	175	31	0	2304
2003	0	0	35	5	225	376	368	344	257	260	5	0	1875
2004	3	7	40	12	284	298	399	277	558	169	55	62	2164
2005	3	0	52	19	249	407	294	408	455	865	11	13	2776
2006	12	3	1	173	167	484	425	432	383	215	63	1	2359
2007	0	0	16	170	114	277	394	358	356	388	2	0	2076
2008	0	7	4	43	207	655	371	306	421	363	0	0	2378
2009	0	9	6	11	435	299	284	380	351	214	130	19	2140
2010	0	0	19	177	833	604	388	482	947	18	10	0	3478

Anexo 5. Factores estimados, mensual y anual, según zona.

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	0.30	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	0.18	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	0.28	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	0.20	0.21	0.28	0.42	0.83	2.43	0.31
10	1.52	2.96	0.51	0.12	0.07	0.18	0.18	0.19	0.32	0.35	0.37	1.08	0.25