



**UNIVERSIDAD DON BOSCO
VICERRECTORÍA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO**

**TRABAJO DE GRADUACIÓN:
“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 DEPARTAMENTO DE AHUACHAPÁN”**

**PARA OPTAR AL GRADO DE:
MAESTRO EN GESTION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES**

**ASESOR:
ING. Msc. ALVARO RENE FLAMENCO RAMOS**

**PRESENTADO POR:
ING. ROBERTO EDUARDO SARAVIA GUTIERREZ**

**Antiguo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador, Centroamérica.
Septiembre de 2013.**

RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo del presente estudio es demostrar la metodología simplificada de la relación lluvia-escurrimiento para caracterizar el recurso hidroeléctrico disponible y realizar un completo estudio de pre factibilidad para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica en la finca “El Salto”, caserío Texusin, cantón Chirizo, municipio de Concepción de Ataco en el departamento de Ahuachapán.

Para demostrar lo anterior, se busca hacer uso de técnicas de las ciencias hidrológicas apoyadas en herramientas basadas en sistemas de información geográficos que faciliten el desarrollo de una metodología simplificada para caracterizar el potencial disponible en un sitio bajo estudio. La curva de duración de caudales constituye el producto principal de este procedimiento, y para demostrar su exactitud se han realizado aforos periódicos durante un periodo lo suficientemente largo para compáralos con los valores medios de caudales estimados. Se harán de metodologías complementarias locales como el estudio “Plan Maestro de Energías Renovables” desarrollado por CNE en colaboración con JICA durante el periodo comprendido entre agosto 2011 y febrero 2012, estudio que incorpora curvas de caudales regionalizadas y normalizadas respecto al área de cuenca, que constituyen otra alternativa para la caracterización del recurso.

De esta forma será posible confirmar si la metodología propuesta es una opción viable para el desarrollo de otros potenciales sitios para el aprovechamiento hidroeléctrico, fomentando de esta manera el desarrollo de pequeños proyectos con energías renovables no convencionales.

Por limitaciones en información, recursos y tiempo disponible para el estudio, se ha limitado la etapa de diseño al planteamiento de obras generales junto con estimaciones de costos que permitan obtener indicadores financieros básicos (VAN y TIR) que deberán validarse únicamente en la etapa de factibilidad del desarrollo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO

ÍNDICE DE FIGURAS

INDICE DE TABLAS

PROLOGO

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. GENERALIDADES.....	1
1.3. LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.....	2
1.4. VENTAJAS DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.....	3
1.5. POTENCIAL DE UN SITIO.....	4
1.6. TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.....	8
1.7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	13
CAPÍTULO 2: ENFOQUE METODOLÓGICO DEL ESTUDIO.....	14
2.1. INTRODUCCIÓN.....	14
2.2. LA HIDROLOGÍA.....	14
2.2.1. Fases del ciclo hidrológico.....	15
2.2.2. Metodología para determinación de curva de caudales clasificados.....	19
2.3. LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICOS.....	25
2.3.1. Funcionamiento.....	26
2.3.2. Los datos y su representación.....	26
2.3.3. Toma de datos de campo.....	30
2.3.4. Los sistemas de coordenadas y sus proyecciones.....	31
2.3.5. SIG Comerciales y su aplicación.....	34
2.4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	36
CAPÍTULO 3: ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DEL SITIO.....	37
3.1. INTRODUCCIÓN.....	37
3.2. DESCRIPCIÓN DEL SITIO DE ESTUDIO.....	37
3.3. CUENCAS Y VERTIENTES.....	39
3.3.1. Generalidades de la red.....	39
3.3.2. Características Morfológicas e Hidrológicas de la Cuenca.....	41
3.4. REGISTROS PLUVIOMÉTRICOS.....	45
3.5. TRANSFORMACIÓN LLUVIA-ESCORRENTÍA.....	48

3.6.	CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS.....	49
3.7.	CAMPAÑA DE AFOROS.....	51
3.8.	COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS.....	54
3.9.	CALCULOS ENERGÉTICOS.....	55
3.10.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	61
CAPÍTULO 4: DISEÑO PRELIMINAR DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.....		62
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	62
4.2.	DISEÑO BÁSICO DE OBRAS CIVILES.....	63
4.2.1.	Azud o vertedero.....	63
4.2.2.	Canal de Captación.....	67
4.2.3.	Desarenador.....	68
4.3.	SELECCIÓN DE OBRAS E INSTALACIONES ELECTROMECAÑICAS.....	69
4.3.1.	Dimensionamiento de la tubería forzada.....	69
4.3.2.	Selección de la turbina.....	70
4.4.	DISEÑO BÁSICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS.....	72
4.4.1.	Memoria de cálculos:.....	72
4.4.2.	Sistema de protección:.....	74
4.4.3.	Cortacircuitos:.....	74
4.4.4.	Relevadores o relés de protección:.....	75
4.4.5.	Equipos eléctricos:.....	75
4.4.6.	Sistemas auxiliares:.....	75
4.4.7.	Sistema de red de tierra:.....	76
4.5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	77
CAPÍTULO 5: INVENTARIO DE MATERIALES Y COSTOS.....		78
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	78
5.2.	ESTIMACIÓN DE COSTOS DE OBRAS CIVILES.....	78
5.3.	ESTIMACIÓN DE COSTOS DE OBRAS MECÁNICAS.....	81
5.4.	ESTIMACIÓN DE COSTOS DE OBRAS ELECTRICAS.....	82
5.5.	ESTIMACIÓN DE COSTOS TOTALES.....	83
CAPÍTULO 6: ESTUDIO FINANCIERO PRELIMINAR.....		84
6.1.	INTRODUCCIÓN.....	84
6.2.	ESTUDIO DE MERCADO.....	84
6.2.1.	Mercado Eléctrico.....	85
6.3.	FINANCIAMIENTO DE OBRAS.....	90

6.4. CALCULO DE INDICADORES FINANCIEROS	94
6.5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	98
CONCLUSIONES.....	99
RECOMENDACIONES.....	100
BIBLIOGRAFÍA GENERAL.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Gráfica Demanda Energética y PIB (1980-202) (Fuente: UN y DOE EIA).....	1
Figura 2.Ciclo hidrológico.....	2
Figura 3. Esquematación de Alturas en una pequeña central hidroeléctrica.....	5
Figura 4. Central Hidroeléctrica Guajoyo en Metapán, El Salvador.....	8
Figura 5. PCH de 2,500 kW en Rio Sucio, El Salvador.....	9
Figura 6. Principales elementos de una mini central hidroeléctrica.....	10
Figura 7. Análisis del Ciclo hidrológico.....	15
Figura 8. Representación típica de precipitaciones en un día particular para El Salvador.....	17
Figura 9. Mapa para aplicación de relaciones Precipitación-Escorrentía.....	20
Figura 10. Ubicación de sitios potenciales para desarrollar PCHs.....	21
Figura 11. Curva de duración de caudales normalizada a 100km2 (fuente: CNE/JICA).....	23
Figura 12. Sección transversal del rio y puntos de observación para mediciones.....	24
Figura 13. Molinete tipo USGS AA propuesto para campaña de mediciones.....	24
Figura 14. Hidrograma anual: gráfica de variación temporal de caudales.....	25
Figura 15. Representación de datos “raster” de elevaciones en El Salvador.....	27
Figura 16. Datos tipo vectorial: departamentos (polígonos), estaciones (puntos).....	28
Figura 17. Ejemplificación gráfica del modelo de capas.....	30
Figura 18. Dispositivo colector GPS Garmin y software para descarga de datos Track Maker.....	31
Figura 19. Anomalías en el campo gravitacional de la Tierra (milligals).....	32
Figura 20. Ejemplificación de la proyección cónica conforme de Lambert.....	33
Figura 21. Pantalla principal de SAGA GIS mostrando un MDT.....	34
Figura 22. Determinación del área de Cuenca con SAGA GIS.....	35
Figura 23. Ubicación del proyecto: cantón Chirizo y punto de toma.....	37
Figura 24. Vista del salto natural dentro del terreno de la finca “El Salto”.....	38
Figura 25. Delimitación de área de Cuenca de Finca “El Salto” (divisiones en metros).....	40
Figura 26. Red de drenajes y vista de relieve de Cuenca de interés (divisiones en metros).....	40
Figura 27. Curva hipsométrica de la Cuenca objetivo.....	42
Figura 28. Ubicación geográfica de las estaciones pluviométricas (valores de ejes en metros).....	45
Figura 29. Polígonos de Thiessen superpuestos en mapa de El Salvador.....	46
Figura 30. Influencia de estaciones pluviométricas sobre área de cuenca.....	47
Figura 31. Datos pluviométricos de estación “Ahuachapán” (fuente: DGOA).....	47
Figura 32. Hidrograma Anual promedio de Cuenca de interés.....	48
Figura 33. Curva de duración de caudales medios clasificados.....	49
Figura 34. Comparación de escenarios favorables y desfavorables en caudales clasificados.....	49
Figura 35. Curva de caudales clasificados netos.....	50
Figura 36. Cauce del rio con cable de referencia y molinete usado para mediciones.....	51

Figura 37. Comparación de Aforos e Hidrograma anual promedio.....	53
Figura 38. Comparación de Aforos y Curva de Caudales Clasificados.....	54
Figura 39. Curva de duración de caudales para Ahuachapán (fuente: Estudio CNE/JICA)	55
Figura 40. Comparación de metodologías de curvas de duración de caudales.....	55
Figura 41. Curvas para selección de turbinas.....	56
Figura 42. Turbina Michell-Banki de 34 kW instalada en Miracapa, Carolina, San Miguel.....	57
Figura 43. Flujo del caudal a través de la turbina Michell-Banki.....	57
Figura 44. Área bajo la curva representa la energía generada.....	58
Figura 45. Curva de eficiencias mecánicas de diferentes turbinas.....	59
Figura 46. Optimización del caudal de equipamiento.....	60
Figura 47. Esquema general de las obras de la pequeña central.....	62
Figura 48. Hidrograma Unitario Triangular.....	64
Figura 49. Curvas IDF para el punto de interés.....	65
Figura 50. Dimensionamiento de dique y azud.....	67
Figura 51. Dimensionamiento de canal de conducción.....	68
Figura 52. Dimensiones del desarenador.....	68
Figura 53. Dimensionamiento de la capacidad de la turbina.....	72
Figura 54. Distancia del proyecto hasta la línea más próxima.....	82
Figura 55. Participación de Fuentes en el mercado mayorista.....	85
Figura 56. Precio de la energía.....	86
Figura 57. Energía retirada por las distribuidoras para el cálculo del precio de la energía.....	86
Figura 58. Detalle total del precio de la energía.....	87
Figura 59. Evolución histórica del precio de la energía desde el año 2007.....	87
Figura 60. Participación en las ventas de electricidad de las compañías distribuidoras, 2010.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Contribución de la energía hidroeléctrica en América Central en 1999.....	9
Tabla 2. Clasificación de centrales hidroeléctricas (fuente: OLADE).....	10
Tabla 3. Coeficientes medios mensuales y anuales.....	20
Tabla 4. Resumen de indicadores morfológicos de la Cuenca de estudio.....	44
Tabla 5. Régimen de frecuencias de caudales y caudal medio aritmético.....	50
Tabla 6. Datos y Cálculos correspondientes a mediciones del 1 Agosto 2012.....	52
Tabla 7. Resultados de los aforos realizados en el río.....	53
Tabla 8. Producción de energía eléctrica para un año.....	59
Tabla 9. Tabulación de datos de caudales y su generación eléctrica.....	60
Tabla 10. Cálculos del tiempo de concentración.....	65
Tabla 11. Ecuaciones para vertedero rectangular.....	66
Tabla 12. Costos de Dique y Azud.....	79
Tabla 13. Costos del Canal de Derivación.....	79
Tabla 14. Costos del Desarenador.....	80
Tabla 15. Costos de la Cámara de Carga.....	80
Tabla 16. Costos de la Tubería de Presión.....	81
Tabla 17. Estimación de costos de equipo electromecánico.....	82

Tabla 18. Costos totales del proyecto.....	83
Tabla 19. Depreciación de las obras.....	96
Tabla 20. Amortización del Credito.....	97
Tabla 21. Flujo de Caja del Proyecto.....	98

PROLOGO

El presente trabajo es un estudio de pre factibilidad para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica en el rio “Chacala” dentro de la finca “El Salto”, en el caserío Texusin, cantón Chirizo, municipio de Concepción de Ataco, en el departamento de la Ahuachapán. La metodología de investigación se basa en el uso de técnicas de las ciencias hidrológicas y el uso de sistemas de información geográficos como herramientas de análisis.

En el primer capítulo se expone de una manera general, la visión de la técnica en el aprovechamiento de las pequeñas centrales hidroeléctricas, sus principales características, componentes y funcionamiento. Se presentan los principales parámetros de diseño y la implicación en términos de impactos ambientales.

En el segundo capítulo se estudian los fundamentos de hidrología y los sistemas de información geográficos como componentes metodológicos fundamentales para la determinación del potencial del sitio bajo estudio.

En el tercer capítulo se desarrollan los cálculos necesarios para la estimación del potencial hidroeléctrico de la cuenca de estudio. Se hace una descripción del sitio de estudio, así como la determinación de los parámetros morfológicos básicos. Se presentan los datos y registros de precipitaciones junto con un análisis de la metodología lluvia – escorrentía para la determinación de la curva de caudales clasificados. Finalmente se hará una evaluación de la selección de la potencia de diseño que optimice la generación de la energía para el proyecto.

En el cuarto capítulo se desarrollan los cálculos necesarios para la determinación del diseño de obras civiles, mecánicas y eléctricas que garanticen un aprovechamiento adecuado del recurso.

En el quinto y sexto capítulo se estiman los costos de las obras así como la realización de un breve análisis financiero respectivamente, obteniendo en este último los principales indicadores de rentabilidad. A demás se estudian esquemas de financiamiento disponibles.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

1.1. INTRODUCCIÓN.

La demanda creciente de energía eléctrica en nuestro país hace urgente la búsqueda de generación de energía con fuentes alternativas a las derivadas del petróleo. Actualmente se trabaja en mejorar las condiciones políticas y técnicas para favorecer el crecimiento y desarrollo de las energías renovables, en especial aquellas dirigidas a los grupos de generación de pequeña escala. Las pequeñas centrales hidroeléctricas constituyen una fuente de aprovechamiento de la energía potencial del ciclo hidrológico con un menor impacto ambiental que las grandes hidroeléctricas. Estos pequeños aprovechamientos utilizan tecnologías con muchos años de desarrollo y en nuestro país existe mucha experiencia y potencial que permitirá aumentar el crecimiento y desarrollo de las mismas. El presente capítulo pretende exponer de una manera general, la visión de la técnica en el aprovechamiento de las pequeñas centrales hidroeléctricas, sus principales características, componentes y funcionamiento. Además se expondrán los principales parámetros de diseño y sus principales impactos ambientales.

1.2. GENERALIDADES.

La energía es uno de los productos más importantes que permiten satisfacer las necesidades físicas y favorecer el desarrollo económico de la sociedad moderna. Las necesidades de energía crecen constantemente. El mercado mundial de la energía ha dependido casi en su totalidad de los combustibles fósiles. La energía que producen las centrales hidroeléctricas en todo el mundo proporciona alrededor de la quinta parte de toda la energía eléctrica del planeta.

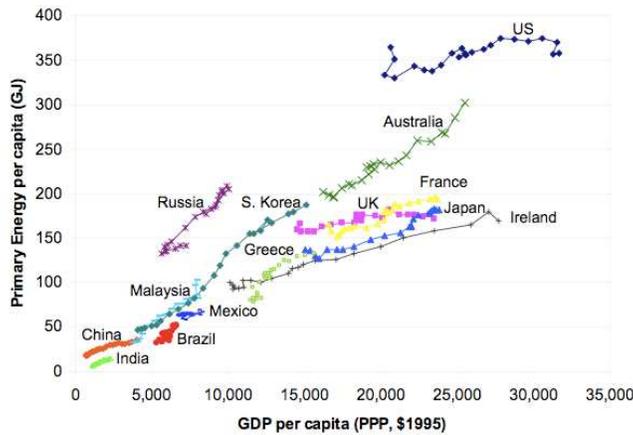


Figura 1. Gráfica Demanda Energética y PIB (1980-202) (Fuente: UN y DOE EIA)

La producción de energía eléctrica constituye uno de los principales usos de los recursos hídricos, por lo cual los datos y la información hidrológica son esenciales para planificar la explotación de las fuentes de energía eléctrica renovables como no renovables. Si bien el agua es uno de los dos componentes esenciales de la producción de energía, su uso es sobre todo no consuntivo y no contaminante. En la producción de energía termoeléctrica, el agua es necesaria en casi todas las etapas técnicas, desde la perforación de los pozos de prueba para las explotaciones de los yacimientos de gas y petróleo hasta la transformación de los combustibles fósiles y nucleares en energía eléctrica en las centrales termoeléctricas (usos que son en gran medida consuntivos y/o contaminantes).

Recientemente, el crecimiento exponencial de las demandas de energía eléctrica ha dado lugar a la aparición de nuevos problemas, relativos al suministro de agua para la producción de energía y al impacto de los desarrollos energéticos en el clima y el medio ambiente global.

1.3. LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.

La energía hidroeléctrica es una fuente que se renueva constantemente y que está disponible en el segmento de la escorrentía del ciclo hidrológico. La energía obtenida del agua en circulación ofrece algo único para el desarrollo económico de una nación: la sostenibilidad, que ha sido definida como la actividad económica que satisface las necesidades de la generación actual sin poner en peligro la capacidad de las próximas generaciones para satisfacer sus propias necesidades.

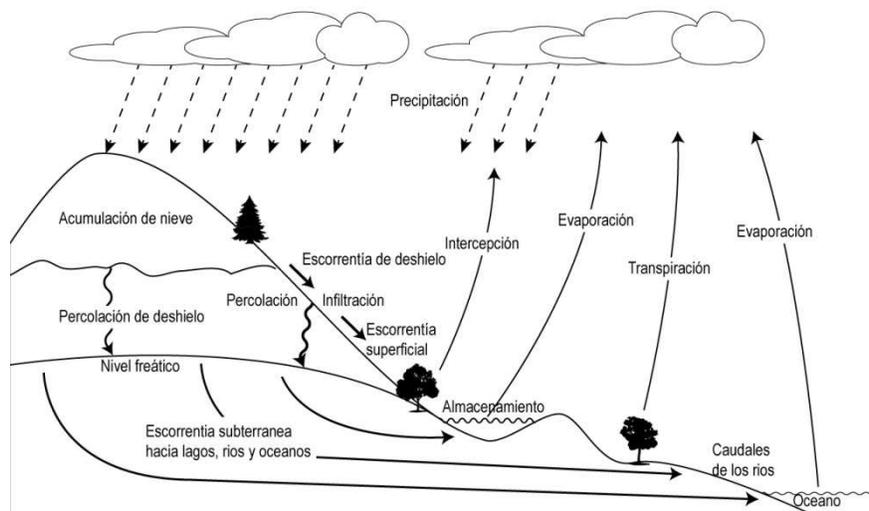


Figura 2.Ciclo hidrológico.

Los sistemas hidroeléctricos son diversos, no sólo como resultado de las diferentes condiciones naturales a las cuales pueden adaptarse, sino también debido a la diversidad de circunstancias relacionadas con la demanda y la utilización de la energía. La energía hidroeléctrica muchas veces se desarrolla como parte de un proyecto para usos múltiples, por lo que el proyecto puede abarcar toda la gama de usos de los recursos hídricos como la regulación de crecidas, la navegación, el riego, el suministro urbano e industrial, la recreación y el desarrollo de la pesca y la vida silvestre.

Un proyecto casi nunca concierne a una sola zona local, sino que generalmente implica la investigación de toda una cuenca fluvial que integra consideraciones regionales, nacionales y hasta incluso internacionales. Cualquiera que sea la importancia del proyecto, la fase de planificación debe tener en cuenta todas las necesidades en materia de recursos hídricos de la región y las diferentes formas de satisfacer esas necesidades. Toda propuesta de desarrollo hidroeléctrico precisa una evaluación minuciosa de sus efectos en los recursos y de las diferentes necesidades de la región, además de la capacidad de satisfacer estas necesidades.

Si bien durante este último cuarto de siglo, los proyectos hidroeléctricos han ido alcanzando dimensiones cada vez mayores, las pequeñas centrales hidroeléctricas de hasta unos cuantos kilovatios (kW) pueden explotar la energía potencial de manera rentable en lugares situados en pequeños ríos, o muchas veces pueden ser integradas a las presas o canales artificiales existentes.

1.4. VENTAJAS DE LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA.

Aunque los proyectos hidroeléctricos, de todo el planeta, satisfacen un porcentaje relativamente pequeño de la demanda de energía eléctrica global, la importancia de la producción de estas centrales es proporcionalmente superior a la obtenida a partir de otras fuentes, además que son especialmente significativos como estímulo económico en los países en desarrollo y como un parte importante de los complejos sistemas energéticos de los países más industrializados. Su importancia nunca disminuirá por las siguientes razones:

1. La energía hidroeléctrica se obtiene de un recurso constantemente renovable que se alimenta de la energía solar para mantener el ciclo hidrológico.
2. La energía hidroeléctrica no contamina. Su producción no emite un calor significativo, ni gases causantes del efecto invernadero.
3. Los rendimientos de las centrales hidroeléctricas pueden alcanzar niveles cercanos al 90 por ciento, mientras que las centrales térmicas sólo logran rendimientos del orden de un 30 a un 40 por ciento.
4. Las centrales hidroeléctricas tienen una duración larga y útil.
5. La técnica hidroeléctrica es una técnica madura que ofrece un funcionamiento fiable y

- flexible; además, sus equipos son fáciles de adaptar a las condiciones del lugar.
6. El almacenamiento de agua ofrece un medio para almacenar energía y puede estar disponible para otros usos.
 7. Las centrales hidroeléctricas son capaces de reaccionar, en cuestión de segundos, a los cambios en las demandas de electricidad; y
 8. La producción hidroeléctrica carece de costos de combustible y ofrece bajos costos de explotación y mantenimiento.

Un proyecto hidroeléctrico potencial, por supuesto, puede estar sujeto a restricciones geopolíticas, como la inundación de zonas río arriba, para crear una cabecera y/o lugar de almacenamiento, así como impactos sobre el medio ambiente, como cambiar una ecología ribereña por una ecología lacustre.

1.5. POTENCIAL DE UN SITIO.

La energía hidroeléctrica se obtiene al transformar la energía de una caída de agua en energía mecánica en el eje de un generador de turbina, de esta manera, se convierte en energía eléctrica a través del rotor y estator del generador. La energía potencial de un lugar, en kW:

$$P = 9.81 Q h e$$

Donde **Q** es la descarga en m³/s, **h** la altura neta de caída en metros y **e** el rendimiento de la central. La caída utilizada puede resultar de la regulación de características naturales del curso de agua, como pendientes pronunciadas, rápidos y cataratas, o se puede crear artificialmente mediante la construcción de una presa capaz de establecer un área sustancial de almacenamiento o embalse que se pueda usar para regular o cambiar el régimen natural de flujo del río. El caudal disponible para ser utilizado, teniendo en cuenta las pérdidas necesarias, es el flujo de agua sobre el cual se construye la central, pero este flujo se puede modificar de varias maneras:

1. Mediante regulación
2. Por medio de embalses,
3. A través de desviaciones desde cuencas fluviales contiguas, y
4. Mediante bombeo para permitir el uso de un embalse aguas arriba para almacenar energía.

La capacidad que se debe instalar en un sitio potencial no sólo depende de la magnitud y del régimen del caudal y la altura de caída disponible o la caída desde la cual ese caudal se puede aprovechar, sino también de la capacidad de almacenamiento disponible, las longitudes de los canales, las limitaciones de funcionamiento impuestas en interés de los otros usos del agua, y de

algo muy importante, la magnitud y las características de los mercados energéticos a abastecer.

La altura de caída.

La altura de caída bruta de una central hidroeléctrica es la diferencia entre la altura de las aguas de cabecera (depósito regulador) y la del nivel de aguas abajo (canal de descarga), cuando la central está funcionando. La altura bruta variará con la magnitud del caudal del río y del embalse, o con los niveles de agua del estanque. Al considerar la viabilidad económica de un proyecto es importante conocer la altura bruta media, para calcular la energía media, así como la altura bruta mínima, para poder evaluar la energía realmente disponible, es decir, la energía que siempre se podrá suministrar para satisfacer la demanda de los consumidores. La altura bruta media depende del caudal del río por debajo del lugar. En condiciones de bajo caudal, el nivel de aguas abajo será bajo y el nivel de aguas arriba estará cerca de su valor máximo, mientras que en condiciones de alto caudal, el nivel de aguas abajo será alto y el nivel de aguas arriba estará en el límite mínimo. Una central de baja altura de caída situada en un río sometido a grandes caudales de crecidas periódicas importantes puede tener una reducción al mínimo de su altura de caída en las condiciones de la crecida, de manera que su funcionamiento se vería perjudicado hasta el extremo de llegar a tener poca o ninguna capacidad, lo que conduciría a una interrupción de su funcionamiento.

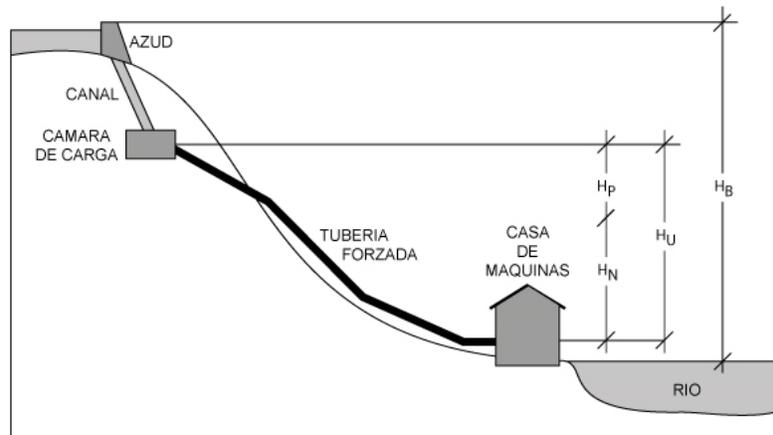


Figura 3. Esquemática de Alturas en una pequeña central hidroeléctrica.

Si bien la mayor parte de la altura de caída bruta se utiliza para producir energía eléctrica, hay pérdidas hidráulicas que se producen en los conductos de entrada del agua que la transportan desde la cámara de carga hasta las turbinas, además de las pérdidas en los conductos de salida del agua, es decir, desde las turbinas pasando por el tubo de aspiración, hasta el canal de descarga. El tubo de aspiración está diseñado para recuperar la mayor parte de la energía cinética del agua en su salida de la turbina. Dentro de ciertos límites, todas las pérdidas antes referidas son controlables por que disminuyen con el aumento de tamaño de los conductos de agua, o con el tipo de diseño.

La altura de caída neta o eficaz en una central hidroeléctrica es igual a la altura de caída bruta menos todas las pérdidas aguas arriba de la entrada a la caja espiral que rodea la turbina de reacción, o en la salida del tubo de aspiración, o a la base de la tobera, si la turbina es de impulsión. Por lo tanto, la altura de caída neta es una función de la altura de caída bruta y de la descarga a través de la central (dado que la velocidad-altura de las pérdidas aumenta aproximadamente igual al cuadrado de la descarga), así como del caudal del río inmediatamente debajo de la central.

El caudal.

Para poder hacer una estimación fiable de la energía que se puede generar en un lugar seleccionado, se precisa un registro adecuado del caudal junto con la información y los datos hidrológicos pertinentes, como sigue:

1. Datos diarios y/o mensuales del caudal durante un largo período de tiempo, al menos 10 años.
2. Desviaciones de caudal aguas arriba de la presa o de las obras de toma de agua.
3. Curvas de caudal-duración.
4. Áreas de drenaje.
5. Pérdidas por evaporación desde las superficies de embalse propuestas.
6. Relación entre la altura-descarga debajo del sitio propuesto.
7. Hidrograma de la crecida de diseño del vertedero.
8. Curvas de caudales de la presa, el vertedero y la salida.
9. Objetivos del proyecto, almacenamiento disponible y normas de funcionamiento.
10. Requisitos de caudal mínimo aguas abajo del lugar.

Probablemente, la herramienta más útil en los estudios de factibilidad de energía hidroeléctrica es la curva duración-caudales. Una curva de este tipo basada en el día como unidad, ofrece una curva más exacta que las curvas mensuales, sobre todo para las partes cercanas a cada extremo de la curva. Las diferencias serán más evidentes para los ríos que tienen poco o ningún almacenamiento superficial natural.

El área debajo de la curva es equivalente al caudal medio del río para el período cubierto por los datos. La curva duración-caudales tiene una forma adimensional muy útil que se puede obtener expresando la ordenada en función del caudal medio. Como que la forma general de esta curva es bastante similar para diferentes ríos de una región hidrológica similar, constituye un medio para obtener una curva duración-caudales aproximada con sólo una estimación del caudal medio del río. Este enfoque puede resultar necesario cuando hay pocos o ningún registro de caudal disponibles, pero se dispone de datos sobre las precipitaciones y las condiciones hidrológicas generales que permiten establecer una estimación fiable del caudal medio anual para el río que se estudia, así

como registros de caudal adecuados para realizar las curvas duración-caudal de otros ríos de la región.

La capacidad de la turbina.

La capacidad de las turbinas que se han de instalar en una central de este tipo, generalmente será de una potencia que pueda aprovechar el caudal disponible durante un 20 a un 40 por ciento del tiempo. No obstante, la capacidad de diseño de la central se determinará comparando el costo de los diferentes tamaños de centrales, sus niveles de producción resultantes y el valor de esta potencia para el sistema. El valor de la energía hidroeléctrica para un sistema de generación de energía depende del costo que supondría obtener una energía equivalente a partir de una fuente alternativa al mismo tiempo. Por otra parte, el costo de la energía varía según las horas. En las horas de poca demanda, como durante la noche, sólo funcionarían las centrales de mayor rendimiento del sistema, de manera que el costo incremental de la energía resultaría pequeño; pero durante las horas de mucha mayor demanda durante el día, se utilizarían equipos de inferior rendimiento, por lo que el costo incremental de la energía sería mayor durante estos períodos.

El área bajo la curva duración-caudales hasta la capacidad de descarga de las turbinas dará el caudal medio anual que se puede aprovechar, al cual, junto con la altura de caída neta, proporcionará la base para calcular la potencia disponible de la instalación propuesta. El efecto del almacenamiento (capacidad de embalse) en la curva duración-caudales sería elevar la curva a la derecha de la media y bajarla a la izquierda del caudal medio. Si fuera posible proporcionar una regulación completa, la curva de duración por debajo del embalse de almacenamiento se convertiría en una línea horizontal que correspondería al caudal medio del río.

El almacenamiento y capacidad de regulación.

El almacenamiento permite fluctuaciones en la salida durante el día y la semana para poder responder a las fluctuaciones de la demanda. El término período de mayor demanda se utiliza para las fluctuaciones durante el día. Las centrales hidroeléctricas están particularmente bien preparadas para gestionar las actividades durante estos períodos. Los cambios de carga se pueden resolver en cuestión de segundos con sólo modificar la abertura de las compuertas de las turbinas. Esta capacidad puede permitir importantes ahorros de combustible, así como una mayor seguridad de suministro en un sistema mixto hidro/térmico. No obstante, si el embalse tiene suficiente capacidad para atender tanto las fluctuaciones diarias y semanales como los mayores niveles de producción de energía que tienen lugar durante las estaciones del año en que la energía eléctrica tiene mayor demanda, el proyecto debe realizarse teniendo en cuenta un almacenamiento estacional. Por ejemplo, en muchas regiones, las demandas de energía son mayores en invierno cuando el caudal del río puede estar a su nivel más bajo.

1.6. TIPOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.

Se pueden distinguir principalmente dos tipos de centrales hidroeléctricas: las que utilizan el agua según discurre normalmente por el cauce de un río y aquellas a las que ésta llega, convenientemente regulada, desde un lago o embalse.

Centrales de agua embalsada o centrales de pie de presa.



Figura 4. Central Hidroeléctrica Guajoyo en Metapán, El Salvador.

Son los aprovechamientos hidroeléctricos que tienen la opción de almacenar las aportaciones de un río mediante un embalse. En estas centrales, se regulan los caudales de salida para utilizarlos cuando sea necesario. La utilización de presas tiene varios inconvenientes. Muchas veces se inundan terrenos fértiles y en ocasiones poblaciones que es preciso evacuar. La fauna acuática puede ser alterada si no se toman medidas que la protejan. Esta disposición es más característica de centrales medianas o grandes en donde el caudal aprovechado por las turbinas es proporcionalmente muy grande al caudal promedio anual disponible en el río.

Todos los países de América Central dependen en gran parte de este tipo de centrales para la provisión de electricidad a sus poblaciones. La siguiente tabla muestra su contribución en la generación de electricidad a nivel nacional.

	Capacidad Eléctrica Instalada (MW)			Generación de Electricidad (GWh)		
	Total	Hidro	Porcentaje Hidro	Total	Hidro	Porcentaje Hidro
Belice	62	25	40.32%	10.3	4.1	39.81%
Costa Rica	1500	1048	69.87%	6198	5137	82.88%
El Salvador	999	399	39.94%	3686	1810	49.10%
Guatemala	1439	511	35.51%	4959	2570	51.82%
Honduras	906	434	47.90%	3445	2132	61.89%
Nicaragua	602	103	17.11%	2057	393	19.11%
Panamá	1097	553	50.41%	4398	3119	70.92%
TOTAL	6605	3073		24753.3	15165.1	

Tabla 1. Contribución de la energía hidroeléctrica en América Central en 1999.

Centrales a filo de agua.



Figura 5. PCH de 2,500 kW en Río Sucio, El Salvador.

Son aquellas instalaciones que mediante una obra de toma, captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la central para su aprovechamiento y después lo devuelven al cauce del río. Esta disposición es característica de las centrales medianas y pequeñas, en las que se utiliza una parte del caudal disponible en el río. Este tipo de centrales tiene un impacto mínimo al medio ambiente, porque al no bloquear completamente el cauce del río no inunda terrenos adyacentes, y es posible contar con un caudal de mantenimiento o ecológico que preserve la biodiversidad de la zona.

Un criterio utilizado para agrupar pequeños proyectos hidroeléctricos es el de la potencia de generación:

Clasificación	Potencia	Usos y aplicaciones
- Nano Centrales	menor a 1 kW	Para usos familiares y aplicaciones mecánicas
- Pico Centrales	entre 1 y 5 kW	Para usos familiares y aplicaciones mecánicas
- Micro Centrales	entre 5 y 50 kW	Para una red eléctrica comunal (sistema aislado)
- Mini Centrales	entre 50 y 500 kW	Para varias redes electricas locales o conexión a red
- Pequeñas Centrales	entre 500 kW y 5 MW	Para pequeñas ciudades y comunidades aledañas o conexión a red
- Medianas Centrales	entre 5 MW y 50 MW	Conexión a red eléctrica
- Grandes Centrales	mayor a 50 MW	Conexión a red eléctrica

Tabla 2. Clasificación de centrales hidroeléctricas (fuente: OLADE)

En todos los países de América Central, se han instalado centrales pequeñas con capacidad para generar entre un kilovatio y un megavatio, siendo la principal fuente de electricidad en zonas rurales retiradas. Es una tecnología establecida y probada y muchos componentes se fabrican localmente. Además, permite el uso de energía para usos productivos ya sea electricidad o energía mecánica para propulsar máquinas.

Elementos de una pequeña central hidroeléctrica.

En una central hidroeléctrica, se transforma la energía potencial del agua en energía mecánica por medio de una turbina hidráulica y luego, en energía eléctrica a través de un generador. En la siguiente figura se muestra el esquema de una mini central con todos sus elementos, los cuales se describen a continuación:

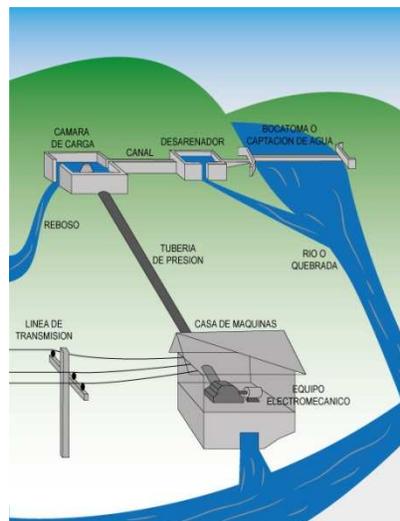


Figura 6. Principales elementos de una mini central hidroeléctrica.

1. **Obras de derivación:** Este es un tipo de represa pequeña que se coloca en forma transversal al cauce del río con el fin de producir un remanso que facilite la derivación del agua hacia la bocatoma. También se utiliza para asegurar que la corriente esté siempre al alcance de la bocatoma en sitios donde el caudal se reduce mucho durante la época seca.

2. **Obras de bocatoma:** Este elemento se encarga de introducir y controlar el ingreso de agua al canal, el cual incluye una compuerta de toma del recurso hídrico y una compuerta de fondo o lavado, previo al ingreso del agua al desarenador. La bocatoma sirve como una zona de transición entre una corriente y un flujo de agua que deber ser controlado, tanto en calidad como en cantidad, y por lo tanto exige de un diseño cuidadoso así como una ubicación adecuada.

3. **Desarenador:** Se utiliza para eliminar la arena y sedimentos de la corriente en el canal. Consiste en la construcción de una estructura amplia para disminuir la velocidad de flujo y permitir que los sedimentos decanten.

4. **Canal:** Es una estructura utilizada con el fin de conducir el agua a una distancia relativamente grande desde la bocatoma hasta la entrada a la tubería de presión, con un mínimo de pérdida de nivel y mínimo costo. Puede ser un canal abierto o tubería enterrada.

5. **Cámara de Carga:** Es un punto de acumulación del agua antes de entrar a la tubería de presión. Como acumulador, puede servir para entregar agua extra al sistema durante las horas pico o para suplir temporalmente de agua en caso de una obstrucción en el canal. A demás sirve para sedimentar las impurezas del agua, retirar los elementos flotantes, controlar la entrada de agua a la planta y desviar el exceso.

6. **Tubería de presión:** Es la tubería que conduce el agua a presión (tubo lleno) hasta la turbina.

7. **Turbina:** Es el elemento encargado de transformar en energía mecánica la energía contenida en el agua. Existen diferentes tipos de turbina según la relación de caída y agua. Entre ellas se encuentran turbinas tipo Francis, Pelton, Kaplan y las Michell-Banki para pequeños aprovechamientos.

8. **Generador o alternador:** Se encarga de convertir la energía mecánica recibida de la turbina a través de un eje, en energía eléctrica. La potencia de los generadores tiene que estar acorde con el de la turbina.

9. **Transformador:** Se utiliza para elevar la tensión eléctrica de la potencia generada. En muchos casos se puede prescindir del transformador, pero si se debe transportar la corriente a grandes distancias y el generador trabaja una tensión eléctrica baja, es necesario utilizar un banco de transformadores.

10. **Líneas de transmisión:** Se encargan de conducir la corriente eléctrica a los sitios donde se necesita la energía eléctrica (puntos de consumo). Para proyectos no conectados a la red incluye las líneas de distribución.

11. **Líneas de distribución:** Se encargan de repartir la electricidad hasta los puntos finales de utilización, pueden ser líneas aéreas o subterráneas.

12. **Aliviaderos:** Puede ser necesario usar aliviaderos en la bocatoma, canal, cámara de carga y desfogue de la turbina para que los excesos de agua sean retirados del sistema y debidamente conducidos hacia un cauce estable. Aunque su diseño es muy simple, debe tenerse mucho cuidado con su ubicación y correcto funcionamiento, pues su objetivo es evitar que las corrientes desviadas erosionen el terreno, destruyéndolo y poniendo en peligro las mismas obras civiles del proyecto.

En ciertos casos, se puede prescindir de alguno de estos elementos, todo depende de las condiciones topográficas especiales de cada proyecto, la capacidad requerida y la aplicación. Por ejemplo, los proyectos de nano y micro centrales no requieren de un transformador y en ocasiones se les instala un inversor. Los sistemas que solamente generan energía mecánica no requieren de los elementos eléctricos.

1.7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Organización Meteorológica Mundial.
Guía de prácticas hidrológicas.
Sin Editorial, 1994. 785 pág.
ISBN: 92-63-30168-9

- PNUD – GEF – BUN-CA.
Manuales sobre energía renovable: Hidráulica a pequeña escala.
Sin Editorial, 2002. 40 pág.
ISBN: 9968-9708-8-3

- European Small Hydropower Association - ESHA.
Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica.
Sin Editorial, 2006. 164 pág.

CAPÍTULO 2: ENFOQUE METODOLÓGICO DEL ESTUDIO.

2.1. INTRODUCCIÓN.

El diseño de una pequeña central hidroeléctrica involucra el estudio y aplicación de un grupo multidisciplinario de ciencias y herramientas para la determinación de la capacidad de la central. Como pudo estudiarse en el capítulo anterior, dos son las variables más determinantes para el dimensionamiento de un potencial hidroeléctrico: el caudal y la caída. La primera, tiene que ver con la caracterización del recurso hidrológico y en la cual la hidrología y sus técnicas nos ofrecen un camino sistemático para la determinación de los caudales medios. La segunda, tiene que ver con un estudio topográfico de la zona de interés para lo cual se propone la utilización de sistemas de información geográficos como medio para estudiar topográficamente el sitio de interés. En el presente capítulo se estudiarán los fundamentos de hidrología y los sistemas de información geográficos como componentes metodológicos fundamentales para la determinación del potencial del sitio bajo estudio.

2.2. LA HIDROLOGÍA.

El agua es uno de nuestros recursos naturales más apreciados, sin ella no habría vida en la tierra, el suministro de agua para nuestro uso es limitado a pesar de que más del 70% de la superficie terrestre está cubierta por agua, no siempre está en el lugar, tiempo ni calidad adecuada para su utilización. La hidrología ha evolucionado como una ciencia en respuesta a la necesidad de conocer los complejos sistemas que contienen el agua en la tierra y para ayudar a resolver los problemas que se presentan debidos al movimiento de masas de agua de un estado a otro y de un lugar a otro.

La hidrología es la ciencia que estudia la existencia, distribución, movimiento y las propiedades de las aguas de la tierra y su relación con el medio ambiente en cada una de las fases en las que esta se presenta (ciclo hidrológico). El estudio de esta, representa una parte fundamental para la caracterización del potencial de generación de una pequeña central hidroeléctrica.

El ciclo del agua o ciclo hidrológico, es un proceso continuo por el cual el agua se purifica por medio de la evaporación y se transporta desde la superficie de la tierra (incluyendo los océanos) a la atmósfera y de nuevo a la tierra y a los océanos. Todos los procesos físicos, químicos y biológicos relacionados con el agua a medida que viaja en sus diversos caminos en la atmósfera, sobre y debajo de la superficie terrestre y a través de las plantas, son de interés para quienes estudian el ciclo hidrológico. Hay muchas vías que el agua puede tomar en su ciclo continuo de caer como lluvia o nieve y regresar nuevamente a la atmósfera. Puede ser capturada durante millones de años en los casquetes polares, puede fluir a los ríos y finalmente al mar, puede empapar el suelo y evaporarse

desde la superficie a medida que este se seca o puede ser traspirada por las plantas en crecimiento, puede filtrarse en el suelo e ir a los depósitos subterráneos de agua (acuíferos) y almacenarse ahí o bien puede fluir hacia los pozos, manantiales o arroyos por infiltración. El ciclo del agua puede ser corto o puede tardar millones de años.

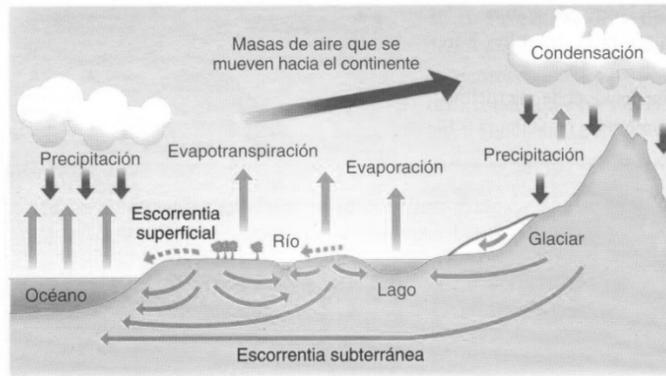


Figura 7. Análisis del Ciclo hidrológico.

Las personas aprovechan el ciclo del agua para sus propios usos, el agua se desvía temporalmente de una parte del ciclo mediante el bombeo desde el suelo o se toma desde un río o lago, se utiliza para una variedad de actividades en los hogares, comercios e industrias, para el cultivo de alimentos, el riego de parques y zonas verdes, y para la producción de energía eléctrica. Después de su uso, el agua se devuelve a otra parte del ciclo: tal vez descargada aguas abajo o simplemente dejando que esta se filtre en el suelo. El agua usada normalmente es inferior en calidad, incluso después del tratamiento, lo que a menudo supone un problema para los usuarios intermedios. El hidrólogo estudia los procesos fundamentales para poder describir la cantidad y calidad de agua que se mueve a través del ciclo (evaporación, precipitación, caudal, la infiltración, el flujo de agua subterránea y otros componentes). El ingeniero hidrólogo o ingeniero de recursos hídricos, está implicado en la planificación, análisis, diseño, construcción y operación de proyectos para el control, la utilización y gestión de los recursos hídricos. Los problemas de recursos hídricos también son la preocupación de los meteorólogos, oceanógrafos, geólogos, químicos, físicos, biólogos, economistas, politólogos, especialistas en matemáticas aplicadas y ciencias de la computación e ingenieros en varios campos.

2.2.1. Fases del ciclo hidrológico

El ciclo hidrológico es un proceso continuo que no tiene ni principio ni fin, este pasa por una serie de fases que están interrelacionadas y son muy susceptibles a la intervención humana ya sea en forma del uso del suelo, alteraciones en la cobertura vegetal, la explotación de los acuíferos, etc.

Las principales fases del ciclo hidrológico son:

Evapotranspiración.

La evapotranspiración es un fenómeno compuesto por la evaporación y transpiración del agua, en tierra se dan los dos fenómenos y en los océanos solo se da la evaporación. En las superficies de los océanos, lago y ríos ocurre la evaporación del agua, este proceso es continuo y tiene sus altas y bajas en función de la temperatura, la velocidad del viento y la humedad relativa. A mayor temperatura y velocidad de viento mayor evaporación, a mayor humedad relativa menor evaporación. En tierra existe la evaporación del agua que queda en las hojas de los árboles después de una lluvia, del suelo húmedo y de los charcos que se forman temporalmente. La transpiración por su parte ocurre a través de la vegetación, los árboles toman agua infiltrada a través de sus raíces, una parte es retenida para el crecimiento y el resto es transpirada a través de pequeños poros en las hojas, esa agua transpirada se evapora y se libera a la atmósfera. Algunos estudios indican que cerca del 10% de la humedad en la atmósfera es debida a la transpiración de las plantas y el 90% restante es debido a la evaporación que se da en las grandes masas de agua como son los océanos, lagos, ríos y arroyos.

Condensación.

La condensación es el proceso por el cual el vapor de agua se transforma en agua líquida, la condensación es crucial para el ciclo hidrológico ya que es por medio de esta que se forman las nubes las cuales pueden causar precipitaciones. La condensación es lo opuesto a la evaporación. La condensación se da en todas partes, no es necesario ver tan lejos como las nubes para apreciarla, basta con ver el parabrisas del vehículo empañado en una fría mañana o ver como se humedece la superficie de una lata de gaseosa después de sacarla del refrigerador.

Precipitación.

La precipitación es el agua liberada de las nubes principalmente en forma de lluvia aunque también se da en nieve y granizo o una mezcla de ambas, es uno de los procesos más evidentes del ciclo hidrológico. Las nubes contienen una mezcla de vapor de agua, pequeñas gotas de agua condensada y polvo de la atmósfera. Estas pequeñas gotas son demasiado pequeñas para caer en forma de precipitación, pero son lo suficientemente grandes como para formar nubes visibles. El agua está en constante evaporación y condensación en el cielo. Al observar detenidamente una nube se puede ver algunas partes que desaparecen (evaporación), mientras que otras partes están creciendo (condensación). La mayor parte del agua condensada en las nubes no cae en forma de precipitación, ya que su velocidad de caída no es lo suficientemente grande como para vencer las corrientes de aire que soportan las nubes. Para que la precipitación ocurra, primero pequeñas gotas

de agua deben condensarse sobre partículas de polvo, sal o partículas de humo que actúan como un núcleo, estas gotas de agua van acumulando más agua producto de la condensación adicional de vapor de agua y debido a las colisiones con otras partículas similares. Si suficientes colisiones ocurren para producir una gotita con una velocidad de caída que excede la velocidad de la corriente ascendente de la nube, a continuación, se saldrá de la nube en forma de precipitación. Esto no es una tarea trivial, ya que millones de gotas de las nubes se requieren para producir una sola gota de lluvia. Un mecanismo más eficiente (conocido como el proceso de Bergeron-Findeisen) para producir gotas lo suficientemente grandes para una precipitación se da a través de un proceso que conduce al rápido crecimiento de cristales de hielo a expensas de vapor de agua presente en una nube. Estos cristales pueden caer en forma de nieve o derretirse y caer en forma de lluvia.

La precipitación no se da en la misma proporción en todo el planeta, país o incluso una ciudad.

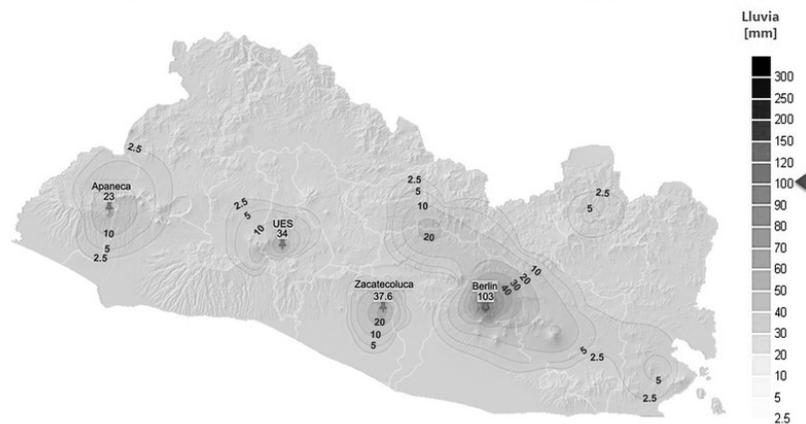


Figura 8. Representación típica de precipitaciones en un día particular para El Salvador.

Infiltración.

En cualquier parte del mundo, una parte del agua que cae en forma de lluvia y nieve se infiltra en el subsuelo, la cantidad que se infiltra depende en gran medida de una serie de factores. Un poco de la agua que se infiltra permanecerá en la capa superficial del suelo, donde se moverá gradualmente en forma vertical y horizontal a través del suelo y el material del subsuelo. Con el tiempo, podría introducir una corriente por la filtración en las orillas de los arroyos. Parte del agua puede infiltrarse más profundamente hacia la recarga de los acuíferos subterráneos. Si los acuíferos son lo suficientemente porosos para permitir que el agua se mueva libremente a través de ellos, la gente puede perforar pozos en el acuífero y usar el agua para sus propósitos. El agua puede viajar largas distancias o permanecer en el almacenamiento de agua subterránea durante largos períodos antes de regresar a la superficie o se filtra en otros cuerpos de agua, como los ríos y los océanos.

Escorrentía superficial.

Probablemente muchas personas tienen una idea excesivamente simplificada que la precipitación cae en la tierra, fluye superficialmente y corre hacia los ríos, que a su vez desembocan en los océanos. Eso es "excesivamente simplificado" porque los ríos también ganan y ceden agua al suelo. Sin embargo, es cierto que gran parte del agua de los ríos proviene directamente de la escorrentía de la superficie de la tierra, que se define como la escorrentía superficial.

Cuando la lluvia golpea el suelo saturado o impermeable, comienza a fluir cuesta abajo por efecto de la gravedad, es fácil ver en la ciudad como el agua de la lluvia cae de los tejados, fluye sobre las aceras hasta perderse en los tragantes de aguas lluvias, en un entorno natural sin embargo, es más difícil determinar en qué dirección fluye o hacia donde se dirige, en este caso se hace necesario el uso de conocimiento y herramientas más especializadas para determinar su comportamiento.

Al igual que con todos los aspectos del ciclo del agua, la interacción entre la precipitación y la escorrentía superficial varía según el tiempo y la geografía. Tormentas similares que ocurren en la selva amazónica y en el desierto del suroeste de los Estados Unidos producen efectos diferentes en la escorrentía superficial. La escorrentía superficial se ve afectada tanto por factores meteorológicos como por la geología física y la topografía del terreno. Sólo alrededor de un tercio de la precipitación que cae sobre la tierra se escurre hacia los arroyos y ríos, y se devuelve a los océanos. Los otros dos tercios se evaporan, transpiran o se infiltran hacia el subsuelo hasta formar parte de las aguas subterráneas.

La escorrentía superficial también puede ser desviada por los seres humanos para sus propios usos, desde cultivo de alimentos, industria, consumo hasta la generación de energía eléctrica.

El ciclo hidrológico continúa con la formación de arroyuelos y ríos que descienden desde las montañas a las llanuras y mar, completándose de esta manera el ciclo termodinámico (caldera: sol; condensador: atmósfera). En este recorrido del agua de los ríos es posible aprovechar parte de la energía que posee y obtener trabajo útil, que de otra manera se perdería en rozamientos.

En efecto en un punto determinado del río el agua posee energía cinética y energía potencial; la primera es pequeña comparada con la segunda, ya que raramente excede los 20 J/kg, mientras que la energía potencial puede superar los 3000 J/kg.

En los cursos naturales de agua, la energía hidráulica se disipa en remolinos, erosión de las riberas y cauces, choques y arranque de material de las rocas sueltas y en los ruidos del torrente etc. Para extraer esta energía y convertirla en energía mecánica utilizable, es preciso eliminar las pérdidas naturales creando un cauce artificial donde el agua fluya con pérdidas mínimas y finalmente,

convertir la energía potencial disponible en energía mecánica por medio de máquinas apropiadas como turbinas o ruedas hidráulicas.

En muchos aprovechamientos es posible reducir a un mínimo estas pérdidas hidráulicas, y la altura de salto así recuperada aprovecharse en la central hidroeléctrica.

2.2.2. Metodología para determinación de curva de caudales clasificados.

La determinación de una curva de caudales clasificados, instrumento fundamental utilizado por desarrolladores de proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico, conlleva el desarrollo del balance hídrico para una larga serie de datos de precipitación, evapotranspiración, infiltración y demás fases de dicho ciclo. Muchos de estos datos pueden ser calculados indirectamente a través de variables registrables, como es el caso de la evapotranspiración calculada a partir de valores de una serie de datos de la energía solar incidente o temperaturas, sin embargo hay otros como la infiltración que requieren de un procedimiento más completo para su determinación.

Existen diferentes metodologías para estimar la serie de caudales que permite construir la curva de caudales clasificados, las cuales se presentan a continuación:

1. Metodología de la relación Precipitación – Escorrentía.

Las estaciones hidrométricas registran los caudales mínimos, medio y máximos que fluyen por un punto determinado de una cuenca. Esta información hidrológica medida, permite cuantificar la oferta hídrica de la cuenca, y estimar los caudales máximos para diferentes períodos de retorno para el diseño de obras hidráulicas. La estimación de estos valores de caudal en cuencas que no poseen medición directa a través de una estación hidrométrica, puede realizarse a través de metodologías estadísticas, hidrometeorológicas o de regionalización.

La aplicación de la metodología relación Precipitación – Escorrentía permite obtener un estimado de los caudales medios mensuales y anuales en una cuenca en particular, a partir de la información de la precipitación media de la cuenca.

La metodología se basa en la aplicación de factores estimados, que relacionan la lluvia media mensual o anual con las escorrentías generadas. Para la determinación de 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.

Para la aplicación de esta metodología es necesario el conocimiento de la ubicación del área de la cuenca de estudio, el cual puede ser obtenido por medio de un estudio de la topografía del área de interés mediante el trazo por el par de aguas calculado a partir de las curvas de nivel. Otra forma de obtenerlo es por medio de modelos digitales de terreno y la ayuda de sistemas de información geográficos.

Primero, se ubica el área de la cuenca de estudio en una de las regiones del mapa de la siguiente figura:

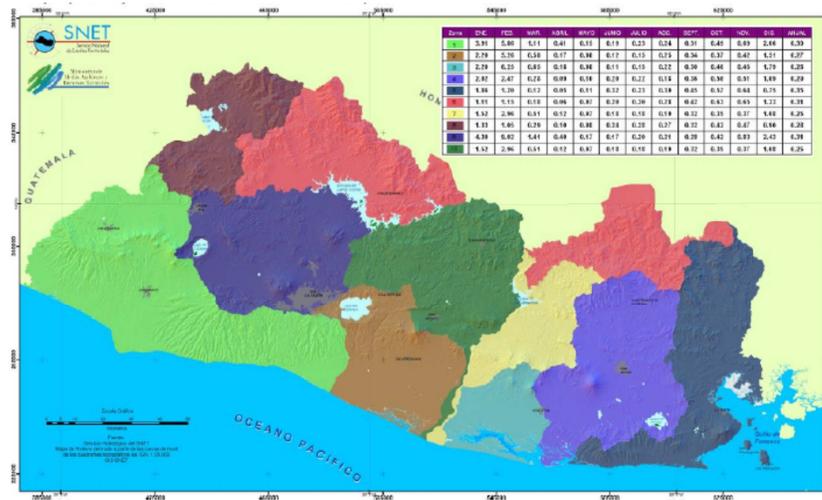


Figura 9. Mapa para aplicación de relaciones Precipitación-Escorrentía

Luego se determina la precipitación media mensual y anual en la cuenca a analizar. Después se multiplica cada una de las precipitaciones medias mensual o anual (en mm) por los factores presentados en la siguiente tabla, de acuerdo a la región donde pertenezca la cuenca.

Zona	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	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

Tabla 3. Coeficientes medios mensuales y anuales.

Los valores obtenidos (en mm), deben ser convertidos a caudal (en unidad de m³/s), teniendo en cuenta el área de la cuenca, de la siguiente manera:

Para caudales medios mensuales:

Valor obtenido x 1000 x Área [km²] / (# de días del mes x 86400)

Para caudales medios anuales:

Valor obtenido x 1000 x Área [km²] / (365 x 86400)

2. Curvas características regionalizadas (Estudio CNE-JICA 2012).

Durante finales de 2011 e inicio de 2012 el Consejo Nacional de Energía (CNE por sus siglas en español), institución estatal de carácter autónomo, rectora y normadora de la política energética nacional, creada con el objetivo de incentivar el buen uso y consumo racional de las fuentes energéticas entre otras, en colaboración con la Agencia de Cooperación Internacional del Japón desarrollo el “Plan Maestro para el Desarrollo de las Energías Renovables en El Salvador”, herramienta para identificar el potencial de energía renovable existente en el país, utilizando diferentes tecnologías alternativas, entre ellas las pequeñas centrales hidroeléctricas.

Producto de este estudio se identificaron 209 sitios, ubicados en su mayoría en la región occidental, especialmente en los departamentos de Ahuachapán, Sonsonate y en la zona Oriental del departamento de La Paz.

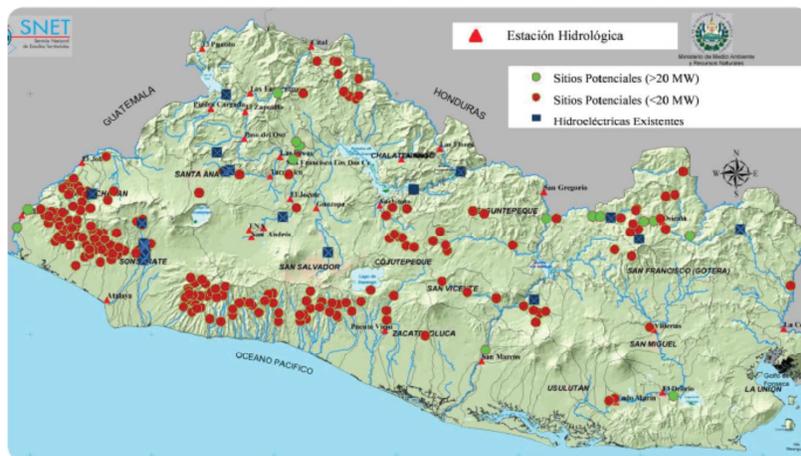


Figura 10. Ubicación de sitios potenciales para desarrollar PCHs.

El plan maestro identificó la ubicación de los sitios, utilizando mapas topográficos. Posteriormente se plantea que los desarrolladores tendrán que hacer una visita de campo para reconocimiento del sitio.

Una vez realizada el estudio de reconocimiento, el siguiente paso consiste en hacer un estudio de pre factibilidad y posteriormente el estudio de factibilidad, para finalizar con el proceso de construcción. Las siguientes consideraciones deben ser examinadas cuidadosamente en el reconocimiento del sitio.

Topografía: los mapas topográficos a escala de 1:50,000 disponibles para la realización del estudio de reconocimiento no son de mucha exactitud, por lo cual se deben obtener mapas a escalas menores para proporcionar mayores niveles de confianza. La topografía del sitio de toma y la ruta del canal de alimentación deben ser confirmadas en el sitio por medio de un estudio topográfico. Perfiles longitudinales y transversales de la ruta de la tubería a presión se trazan basándose en el estudio topográfico.

Geología: la geología del sitio de toma aguas arriba y aguas abajo es evaluada en el mismo. La evaluación de la condición de la roca de fundación y afloramiento del lecho de roca es fundamental para determinar la idoneidad de sitio de obra de toma. La geología del canal de alimentación propuesta o la ruta de la tubería a presión y el sitio de la casa de máquinas se deben de revisar para evaluar afloramientos, vegetación, deslizamientos o fallas de pendientes.

Caudal del río: el caudal en el sitio de toma debe ser medido haciendo aforos adecuados.

Depósitos en el lecho del río: deberán revisarse los depósitos en el lecho del río y el resultado se utiliza para estimar la sedimentación en el futuro detrás de la obra de toma.

Condiciones de la carretera a cada sitio: ya que la disponibilidad de una carretera existente para la construcción tiene un efecto significativo sobre el costo de construcción y sobre el programa de construcción del proyecto, las carreteras transitables existentes son verificadas en el sitio con la ayuda de un mapa topográfico.

Materiales de construcción: para la obra de toma y demás obras civiles, el método para suministrar concreto y la ubicación de la cantera para los agregados son investigados en el sitio.

Línea de transmisión: la ruta de línea de transmisión o línea de distribución para transmitir la energía eléctrica generada en la casa de máquinas planificada es confirmada.

Estudio ambiental: es necesario el estudio del área para verificar que no existan zonas de restricción ambientales, tales como áreas naturales protegidas, parques naturales, reservas de vida salvaje, reserva forestal, patrimonio cultural y casas, fincas e instalaciones existentes que utilizan el agua que serían afectadas por el proyecto. El uso del agua para irrigación o para toma, pesca, etc debe ser investigado durante el reconocimiento del sitio.

Cuando no hay una estación de medición de caudales en el sitio de toma o en su área adyacente, es esencial instalar una tan pronto como sea posible y comenzar a registrar los caudales diarios del río para una mejor estimación en la producción de energía en los estudios de factibilidad correspondientes.

Luego de las recomendaciones, el plan maestro plantea como estrategia para estimar el caudal de diseño de las pequeñas centrales hidroeléctricas del lugar previsto, aplicar la curva de duración de caudales regionalizada por departamento. En la siguiente figura se presenta la curva de duración de caudales para el departamento de Ahuachapán.

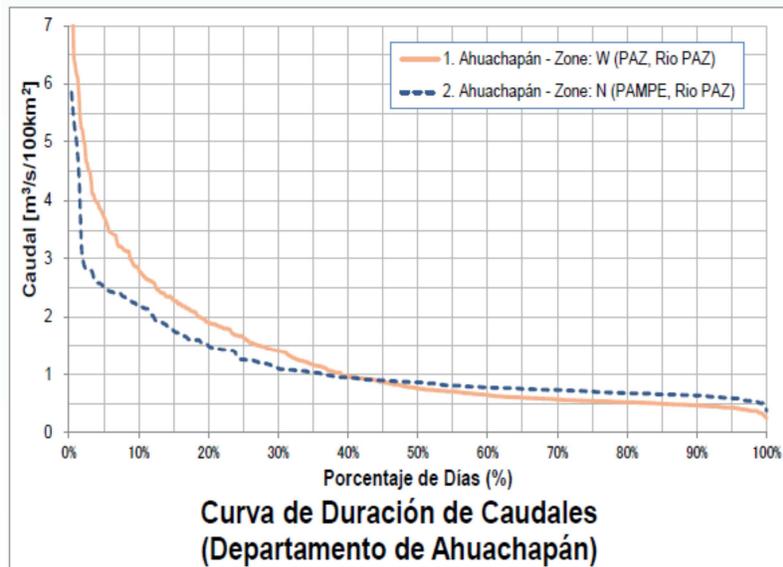


Figura 11. Curva de duración de caudales normalizada a 100km² (fuente: CNE/JICA)

La curva anterior esta regionalizada para el departamento de Ahuachapán. El plan maestro cuenta con 14 curvas para cada uno de los departamentos, las cuales están normalizadas para una cuenca de área igual a 100 km². Dichas curvas fueron obtenidas mediante la caracterización de zonas con un comportamiento hidrológico similar, por lo tanto cualquier cuenca localizada dentro de uno de los 14 departamentos del país cuenta con una curva que permite estimar el comportamiento hidrológico mediante la adecuación por medio del área de cuenca.

De esta manera, la curva de duración de caudales o caudales clasificados específicos para una cuenca de un proyecto en particular, puede obtenerse mediante la modificación de la magnitud del eje de las ordenadas en función del área de la cuenca, aplicando una simple “regla de tres”.

3. Curva mediante campaña de aforos.

El caudal de un proyecto, es decir la cantidad de agua que fluye a través de una sección transversal, se expresa en volumen por unidad de tiempo. El caudal en un tiempo dado puede medirse por varios métodos diferentes y la elección del método depende de las condiciones de cada proyecto.

De acuerdo a las condiciones del canal objeto de estudio, y de las consideraciones expuestas al principio de este análisis, se ha determinado que la metodología más apropiada para la medición del caudal por medio de aforos, será el uso del método: “área-velocidad” la cual se explicará con referencia a la siguiente figura:

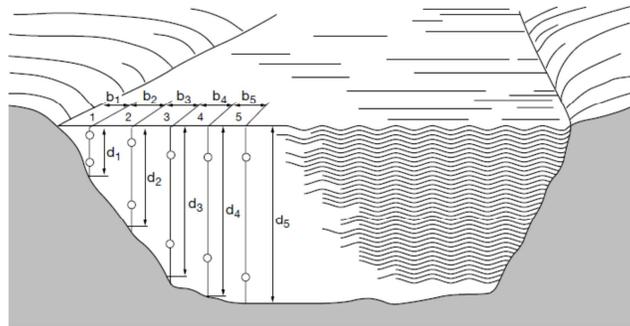


Figura 12. Sección transversal del río y puntos de observación para mediciones.

La velocidad del flujo en un punto determinado se mide generalmente contando el número de revoluciones del rotor de un molinete durante un corto periodo de tiempo medido con un cronómetro. El tipo de molinete propuesto a usar para el presente estudio, y utilizado en la etapa de aforos, es el de cazoletas con eje vertical, el cual esta provista de un disruptor que genera un impulso eléctrico indicando las revoluciones del rotor, y el cual fue sostenido en el canal usando una varilla de vadeo.



Figura 13. Molinete tipo USGS AA propuesto para campaña de mediciones.

La profundidad del canal en la sección transversal se mide en verticales con una barra o sonda. Al mismo tiempo que se mide la profundidad, se hacen mediciones de la velocidad con el molinete en uno o más puntos de la vertical. La medición del ancho, de la profundidad y de la velocidad permite calcular el caudal correspondiente a cada segmento de la sección transversal. La suma de los caudales de estos segmentos representa el caudal total.

A partir de los datos obtenidos durante un periodo de tiempo considerable (por lo menos un año) es posible construir una tendencia del hidrograma anual correspondiente al comportamiento histórico del río:

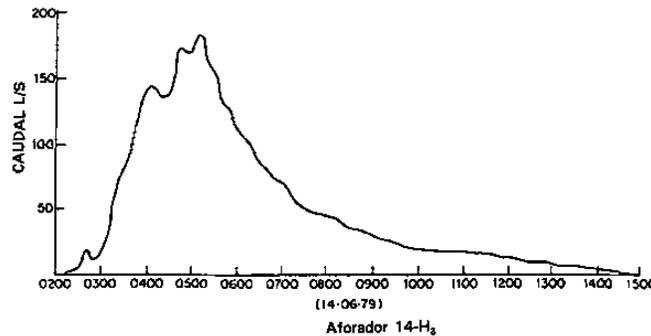


Figura 14. Hidrograma anual: gráfica de variación temporal de caudales.

2.3. LOS SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICOS.

Una de las herramientas más modernas y desarrolladas, que facilitan el procesamiento y análisis de las variables hidrológicas, y que permiten la obtención de resultados precisos, son los “Sistemas de Información Geográficos” (SIG o GIS, por su acrónimo en inglés: *Geographic Information System*).

Un Sistema de Información Geográfico es una integración organizada de hardware, software y datos geográficos diseñado para capturar, almacenar, manipular, analizar y desplegar en todas sus formas la información geográficamente referenciada con el objetivo de resolver problemas complejos de planificación, gestión geográfica, y para el caso de las pequeñas centrales hidroeléctricas: la determinación de las características de la cuenca que permitan predecir el potencial hidroeléctrico aprovechable del sitio.

Los SIG (referenciados en este documento de ahora en adelante únicamente por sus siglas) son herramientas que permiten a los usuarios crear consultas interactivas, analizar la información espacial, editar datos, mapas y presentar los resultados de todas las operaciones.

La tecnología de los SIG puede también ser utilizada para investigaciones científicas, la gestión de

los recursos, gestión de activos, la arqueología, la evaluación del impacto ambiental, la planificación urbana, la cartografía, la sociología, por nombrar unos pocos. Por ejemplo un SIG podría permitir a los grupos de emergencia calcular fácilmente los tiempos de respuesta en caso de un desastre natural, o para encontrar los humedales que necesitan protección contra la contaminación, o pueden ser utilizados por una empresa para ubicar un nuevo negocio y aprovechar las ventajas de una zona de mercado con escasa competencia.

2.3.1. Funcionamiento.

El SIG funciona como una base de datos con información geográfica (en formato de datos alfanuméricos) que se encuentra asociada por un identificador común a los objetos gráficos de un mapa digital. De esta forma, señalando un objeto se conocen sus atributos e, inversamente, preguntando por un registro de la base de datos se puede saber su localización en la cartografía.

La razón fundamental para utilizar un SIG es la gestión de la información espacial. El sistema permite separar la información en diferentes capas temáticas y las almacena independientemente, permitiendo trabajar con ellas de manera rápida y sencilla, facilitando al usuario la posibilidad de relacionar la información existente a través de la topología de los objetos, con el fin de generar otra nueva que no podríamos obtener de otra forma.

Los principales problemas que puede resolver un SIG son los siguientes:

- **Localización:** consultar por las características de un lugar en concreto.
- **Condición:** el cumplimiento o no de alguna condición impuesta.
- **Tendencia:** comparación entre condiciones temporales o espaciales distintas de alguna característica.
- **Rutas:** cálculo de rutas óptimas entre puntos y redes hidrológicas.
- **Modelos:** generación de modelos a partir de fenómenos o actuaciones simuladas.

Por su versatilidad, el campo de aplicación de los SIG es muy amplio, pudiendo utilizarse en la mayoría de las actividades con un componente espacial. La profunda revolución que han provocado las nuevas tecnologías ha incidido de manera decisiva en su evolución.

2.3.2. Los datos y su representación.

Los SIG trabajan con información digital, para la cual existen varios métodos utilizados en la creación de datos digitales. El método más utilizado es la digitalización, donde a partir de un mapa impreso o con información tomada en campo (utilizando dispositivos GPS colectores) se transfiere a un medio digital por el empleo de un programa tipo CAD (Computer Assisted Design) con

capacidades de georeferenciación.

Otra fuente de extracción de datos importante lo constituye la amplia disponibilidad de imágenes orto-rectificadas (tanto satélites como aéreas) y la digitalización de dichas imágenes. Esta forma de digitalización implica la búsqueda de datos geográficos directamente en las imágenes aéreas en lugar del método tradicional de la localización de formar geográficas sobre un tablero de digitalización.

Los datos SIG representan los objetos del mundo real (carreteras, el uso del suelo, altitudes). Los objetos del mundo real se pueden dividir en dos abstracciones: objetos discretos (una vivienda) y continuos (cantidad de lluvia caída, una elevación). Existen dos formas de almacenar los datos en un SIG: en datos de tipo raster y datos de tipo vectorial.

Datos tipo “Raster”:

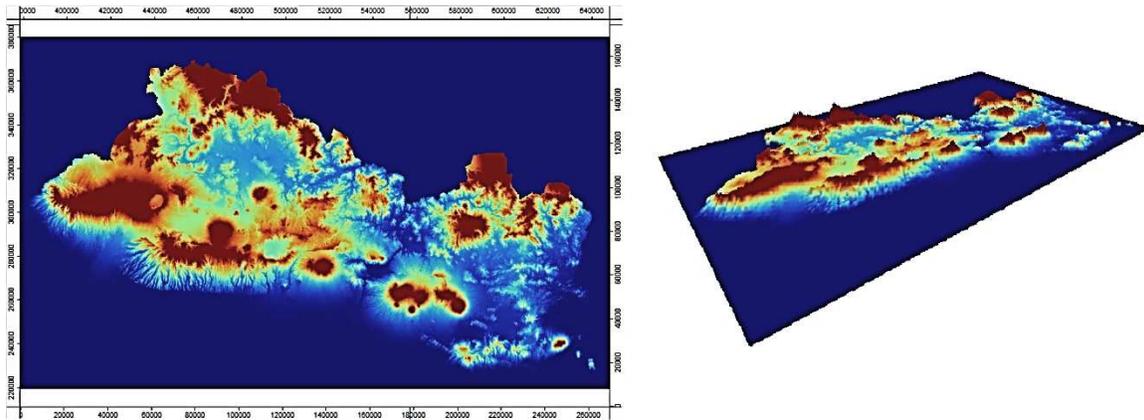


Figura 15. Representación de datos “raster” de elevaciones en El Salvador.

Un tipo de datos “raster” es cualquier tipo de imagen digital representada en mallas o matrices. El modelo de SIG raster o de retícula se centra en las propiedades del espacio más que en la precisión de la localización. Divide el espacio en celdas regulares donde cada una de ellas representa un único valor. Se trata de un modelo de datos muy adecuado para la representación de variables continuas en el espacio.

Cualquiera que esté familiarizado con la fotografía digital reconoce el “pixel” como la unidad menor de información de una imagen. Una combinación de estos pixeles creará una imagen. Si bien una imagen digital se refiere a la salida como una representación de la realidad, en una fotografía o el arte transferidos a la computadora, el tipo de datos raster reflejará una abstracción de la realidad. Las fotografías aéreas son una forma de datos raster utilizada comúnmente con un solo propósito: mostrar una imagen detallada de un mapa base sobre la que se realizarán labores de digitalización.

Los datos raster se componen de filas y columnas de celdas, cada celda almacena un valor único. Los datos raster pueden ser imágenes con un valor de color en cada celda (o pixel). Otros valores registrados para cada celda pueden ser valores discretos como el uso de suelo, o valores continuos como temperaturas o elevaciones, o incluso un valor nulo si no se dispone de datos.

Los datos raster se almacenan en diferentes formatos, desde un archivo estándar basado en la estructura de TIFF, JPEG, etc. a grandes objetos binarios almacenados en bases de datos. Dicho almacenamiento, cuando se indexan, por lo general permiten una rápida recuperación de los datos raster, pero a costa de requerir el almacenamiento de millones de registros con un importante tamaño de memoria. En un modelo raster cuanto mayor sean las dimensiones de la celda menor es la precisión o detalle (resolución) de la representación del espacio geográfico.

Datos tipo vectorial:

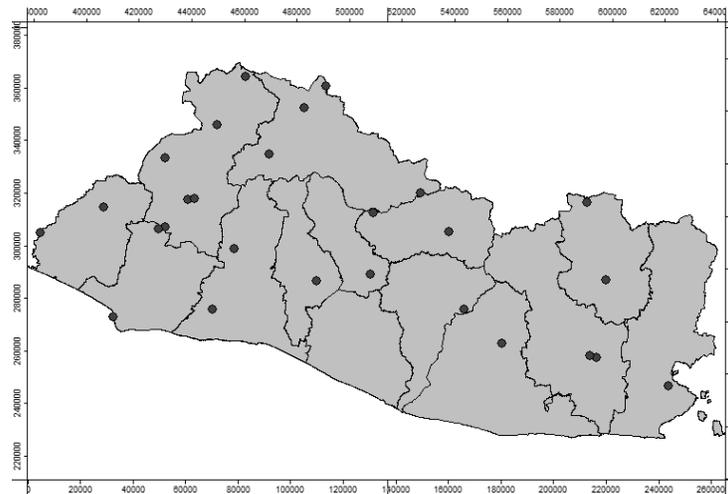


Figura 16. Datos tipo vectorial: departamentos (polígonos), estaciones (puntos).

En un SIG, las características geográficas se expresan con frecuencia como vectores, manteniendo las características geométricas de las figuras. En los datos vectoriales, el interés de las representaciones se centra en la precisión de localización de los elementos geográficos sobre el espacio y donde los fenómenos a representar son discretos, es decir, de límites definidos. Cada una de estas geometrías está vinculada a una fila en una base de datos que describe sus atributos. Por ejemplo, una base de datos que describe los lagos puede contener datos sobre la batimetría de estos, la calidad del agua o el nivel de contaminación. Esta información puede ser utilizada para crear un mapa que describa un atributo particular contenido en la base de datos. Los lagos pueden tener un rango de colores en función del nivel de contaminación. Además, las diferentes geometrías de los elementos también pueden ser comparadas. Así, por ejemplo, el SIG puede ser

usado para identificar aquellos pozos (geometría de puntos) que están en torno a 2 kilómetros de un lago (geometría de polígonos) y que a su vez tienen un alto nivel de contaminación (cruce de variables).

Para modelar digitalmente las entidades del mundo real se utilizan tres elementos geométricos: el punto, la línea y el polígono.

1. **Puntos:** Los puntos se utilizan para las entidades geográficas que mejor pueden ser expresadas por un único punto de referencia. En otras palabras: la simple ubicación. Por ejemplo, las localizaciones de los pozos, picos de elevaciones o puntos de estaciones hidrométricas. Los puntos transmiten la menor cantidad de información de estos tipos de archivo y no son posibles las mediciones. También se pueden utilizar para representar zonas a una pequeña escala. Por ejemplo, las ciudades en un mapa del mundo estarán representadas por puntos en lugar de polígonos.
2. **Líneas o polilíneas:** Las líneas unidimensionales o poli líneas son usadas para rasgos lineales como ríos, caminos, ferrocarriles, rastros, líneas topográficas o curvas de nivel. De igual forma que en las entidades puntuales, en pequeñas escalas pueden ser utilizados para representar polígonos. En los elementos lineales puede medirse la distancia.
3. **Polígonos:** Los polígonos bidimensionales se utilizan para representar elementos geográficos que cubren un área particular de la superficie de la tierra. Estas entidades pueden representar lagos, límites de parques naturales, edificios, provincias, o los usos del suelo, por ejemplo. Los polígonos transmiten la mayor cantidad de información en archivos con datos vectoriales y en ellos se pueden medir el perímetro y el área.

Modelo de capas:

La combinación de varios conjuntos de datos espaciales (puntos, líneas o polígonos) puede crear otro nuevo conjunto de datos vectoriales. Visualmente sería similar al apilamiento de varios mapas en una misma región. Estas superposiciones son similares a las superposiciones matemáticas del diagrama de Venn¹. La unión de capas superpuestas combina las características geográficas y las tablas de atributos de todas ellas en una nueva capa. En el caso de realizar una intersección de capas, esta definiría la zona en las que ambas se superponen, y el resultado mantiene el conjunto de atributos para cada una de las regiones. En el caso de una superposición de diferencia simétrica se define un área resultante que incluye la superficie total de ambas capas a excepción de la zona de intersección.

¹ Los diagramas de Venn son ilustraciones usadas en la rama de la Matemáticas y Lógica de clases conocida como la teoría de conjuntos. Se usan para mostrar gráficamente la agrupación de elementos en conjuntos.

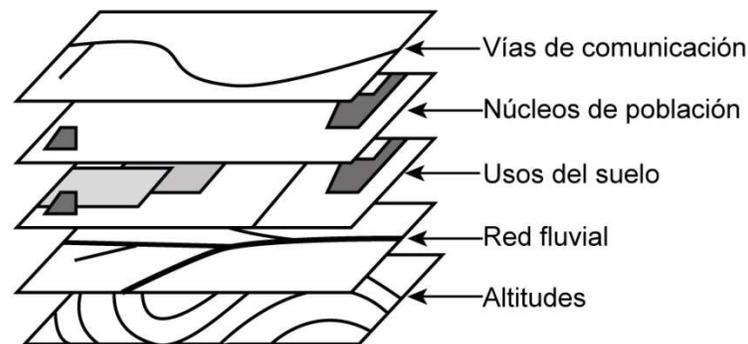


Figura 17. Ejemplificación gráfica del modelo de capas.

En el análisis de datos tipo raster, la superposición de conjunto de datos se lleva a cabo mediante un proceso conocido como álgebra de mapas, a través de una función que combina los valores de cada matriz raster. En el álgebra de mapas es posible ponderar en mayor o menor medida determinadas coberturas mediante un “modelo índice” que refleje el grado de influencia de diversos factores en un fenómeno geográfico.

2.3.3. Toma de datos de campo.

La captura de datos y la introducción de información en el sistema consumen la mayor parte del tiempo de los profesionales usuarios de los SIG. Hay una amplia variedad de métodos utilizados para introducir datos en un SIG almacenados en un formato digital.

Los datos impresos en papel o mapas en película PET² pueden ser digitalizados o escaneados para producir datos digitales. Con la digitalización de cartografía en soporte analógico se producen datos vectoriales a través de trazas de puntos, líneas, y límites de polígonos. Este trabajo puede ser desarrollado por una persona de forma manual o a través de programas de vectorización que automatizan la labor sobre un mapa escaneado. No obstante, en este último caso siempre será necesario su revisión y edición manual, dependiendo del nivel de calidad que se desea obtener.

Los datos obtenidos de mediciones topográficas pueden ser introducidos directamente en un SIG a través de instrumentos de capturar de datos digitales mediante una técnica llamada geometría analítica. A demás, las coordenadas de posición tomadas a través de un “Sistema de Posicionamiento Global” (GPS por su acrónimo en inglés: *Global Positioning System*) también pueden ser introducidas directamente en un SIG.

² PET: siglas en ingles que corresponden al tereftalato de polietileno (polyethylene terephthalate) es un polímero usado para múltiples aplicaciones.

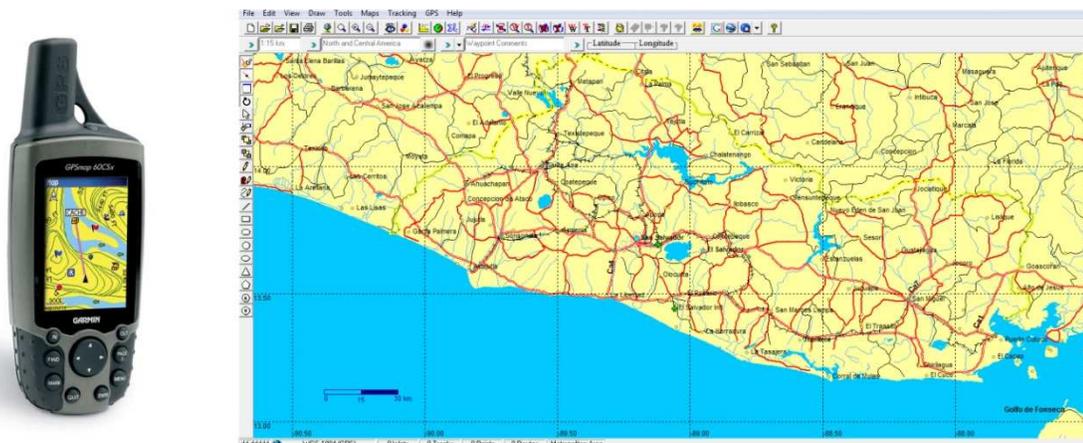


Figura 18. Dispositivo colector GPS Garmin y software para descarga de datos Track Maker.

Los sensores remotos también juegan un papel importante en la recolección de datos. Son sensores, como cámaras, escaners o LIDAR acoplados a plataformas móviles como aviones o satélites.

Actualmente, la mayoría de datos digitales provienen de la interpretación de fotografías aéreas. Para ello se utilizan estaciones de trabajo que digitalizan directamente elementos geográficos a través de pares estereoscópicos de fotografías digitales. Estos sistemas permiten capturar datos en dos y tres dimensiones.

2.3.4. Los sistemas de coordenadas y sus proyecciones.

Antes de analizar los datos en el SIG la cartografía debe estar toda ella en una misma proyección y sistemas de coordenadas. Para ello muchas veces es necesario reproyectar las capas de información antes de integrarlas en el SIG.

Será importante establecer los términos y características de la cartografía para contextualizarlos en el presente trabajo, y para lo cual expondremos brevemente los conceptos fundamentales.

La tierra puede estar representada cartográficamente por varios modelos matemáticos, cada uno de los cuales pueden proporcionar un conjunto diferente de coordenadas (por ejemplo: latitud y longitud) para cualquier punto dado de su superficie. El modelo más simple es asumir que la Tierra es una esfera perfecta. A medida que se ha ido acumulando más mediciones del planeta los

modelos del geoide³ se han vuelto más sofisticados y más precisos. De hecho, algunos de estos se aplican a diferentes regiones de la tierra para proporcionar una mayor precisión.

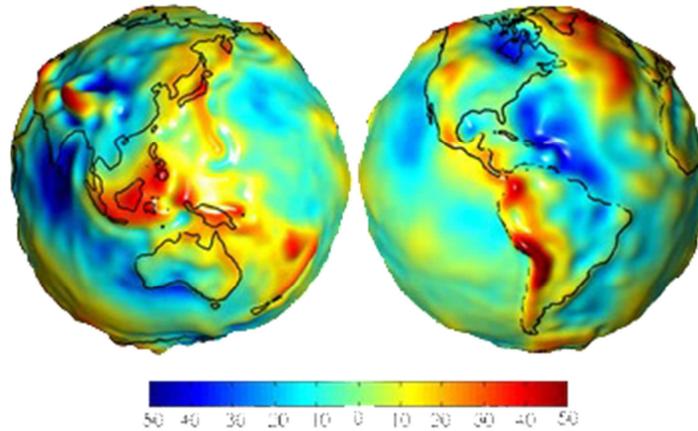


Figura 19. Anomalías en el campo gravitacional de la Tierra (milligals).

Coordenadas Geodésicas.

Un sistema de coordenadas geodésico es un recurso matemático que permite asignar coordenadas a puntos sobre la superficie de la tierra. Son utilizados en geodesia, navegación, cartografía y por supuesto en los Sistemas de Información Geográfica, para la correcta georeferenciación de elementos en la superficie terrestre. Estos sistemas son necesarios dado que por lo anteriormente expuesto, la tierra no es una esfera perfecta.

Es un sistema de referencia que utiliza las dos coordenadas angulares: latitud (Norte y Sur) y longitud (Este y Oeste) y sirve para determinar los ángulos laterales de la superficie terrestre.

Latitud: mide el ángulo entre cualquier punto y el ecuador. Las líneas de latitud se denominan paralelos. La latitud es el ángulo que existe entre un punto cualquiera y el Ecuador, medida sobre el meridiano que pasa por dicho punto.

Longitud: mide el ángulo a lo largo del ecuador desde cualquier punto de la Tierra. Se acepta que Greenwich en Londres es la longitud 0 en la mayoría de las sociedades modernas.

Combinando estos dos ángulos, se puede expresar la posición de cualquier punto de la superficie de la Tierra.

³ Geoide: cuerpo de forma casi esférica aunque con un ligero achatamiento en los polos, definido por la superficie equipotencial del campo gravitatorio terrestre que coincide con el nivel medio del mar.

El Ecuador es un elemento importante de este sistema de coordenadas; representa el cero de los ángulos de latitud y el punto medio entre los polos. Es el plano fundamental del sistema de coordenadas geográficas.

Proyecciones Cartográficas.

La proyección cartográfica es un sistema de representación gráfico que establece una relación ordenada entre los puntos de la superficie curva de la Tierra y los de una superficie plana o mapa como es llamado comúnmente.

La proyección es un componente fundamental a la hora de crear un mapa. Una proyección matemática es la manera de transferir información desde un modelo de la Tierra, el cual representa una superficie curva en tres dimensiones, a otro de dos dimensiones como es el papel o la pantalla de una computadora personal. Para ello se utilizan diferentes proyecciones cartográficas según el tipo de mapa que se desea crear, ya que existen determinadas proyecciones que se adaptan mejor a unos usos concretos que a otros. Por ejemplo, una proyección que representa con exactitud la forma de los continentes distorsiona, por el contrario, sus tamaños relativos.

Dado que gran parte de la información en un SIG proviene de cartografía ya existente, un SIG utiliza la potencia de procesamiento de la computadora para transformar la información digital, obtenida de fuentes con diferentes proyecciones o diferentes sistemas de coordenadas, a una proyección y sistema de coordenadas común.

La proyección típicamente usada en la región centroamericana (y en otros muchos lugares del mundo) es la proyección conforme cónica de Lambert, la cual es una proyección cartográfica tipo cónica que es frecuentemente usada en navegación aérea.

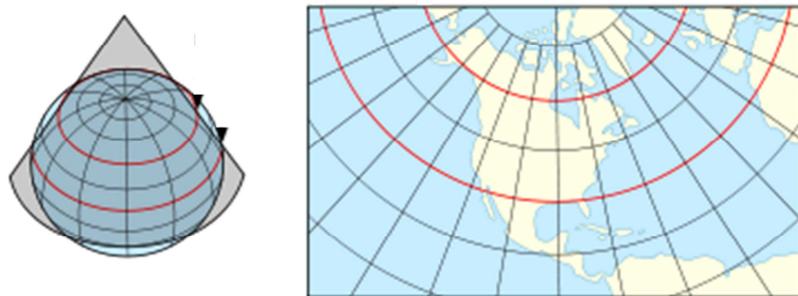


Figura 20. Ejemplificación de la proyección cónica conforme de Lambert.

En esencia, la proyección superpone un cono sobre la esfera de la Tierra, con dos paralelos de referencia secantes al globo e intersecándolo. Esto minimiza la distorsión proveniente de proyectar

una superficie tridimensional a una bidimensional. La distorsión es mínima a lo largo de los paralelos de referencia, y se incrementa fuera de los paralelos elegidos. Como el nombre lo indica, esta proyección es conforme⁴.

Los pilotos utilizan estas cartas debido a que una línea recta dibujada sobre una carta cuya proyección es conforme cónica de Lambert y muestra la distancia verdadera entre puntos.

2.3.5. SIG Comerciales y su aplicación.

Para el desarrollo del presente documento, se ha utilizado una potente herramienta SIG de uso libre la cual permite la manipulación de datos geográficos así como la determinación de las principales características de la cuenca en consideración.

SAGA GIS

SAGA (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. Su principal objetivo es brindar una plataforma eficaz y fácil para la puesta en práctica de métodos geocientíficos mediante su interfaz de programación (API⁵). Su segundo objetivo es hacer estos métodos accesibles de una manera fácil. Esto se consigue principalmente mediante su interfaz gráfica de usuario. Juntos constituyen un potencial de altas capacidades para el análisis geocientífico.

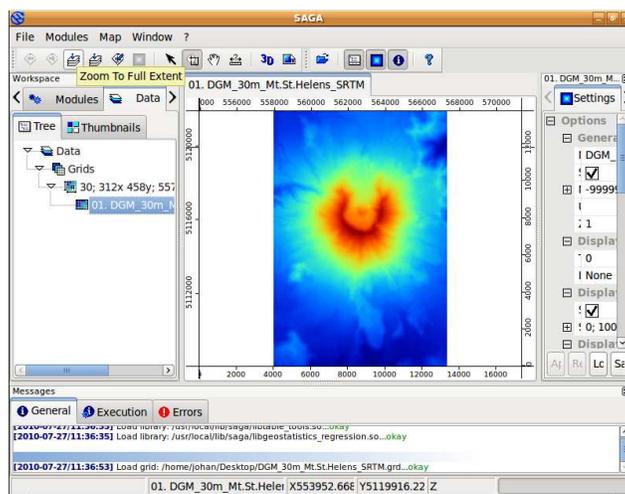


Figura 21. Pantalla principal de SAGA GIS mostrando un MDT.

4 Conforme: en matemáticas, la geometría conforme es el estudio de las transformaciones conformes (aquellas que preservan ángulos) en un espacio.

5 API: del inglés Application Programming Interface o Interfaz de programación de aplicaciones en español.

Aplicaciones de SAGA GIS

A continuación se describirán algunas aplicaciones importantes del software SAGA que serán de especial importancia en el desarrollo de este tipo de estudios.

Análisis de Terreno: es una de las herramientas fundamentales de los sistemas de información geográficos, pero aún más en SAGA, ya que SAGA proviene de una herramienta de análisis de terreno llamada *DiGeM* y por si misma constituye una herramienta poderosa para trabajar con modelos de elevación digital o MDT. Dentro de las funciones con las que cuenta para el procesamiento y análisis de terrenos se encuentran: Determinación de la red de drenajes, cálculo de áreas de cuenca (muy útil para este tipo de proyectos), correcciones topográficas, curvas hipsométricas, entre otros.

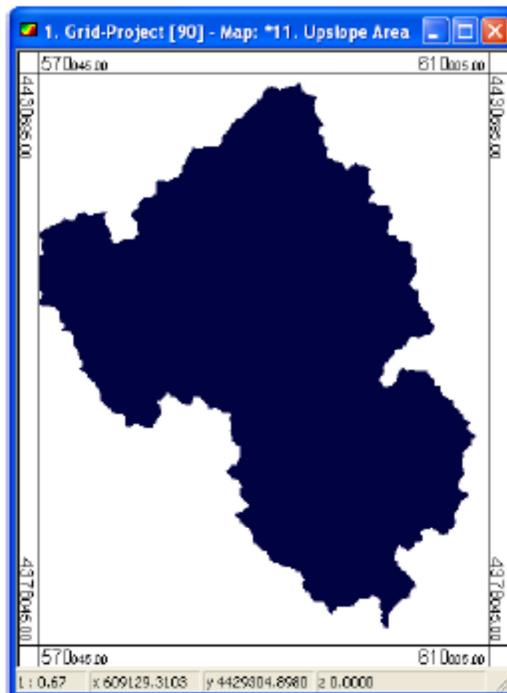


Figura 22. Determinación del área de Cuenca con SAGA GIS.

Proyecciones cartográficas: una de las excelentes funcionalidades con las que cuenta SAGA GIS es la disposición de un completo módulo para proyecciones cartográficas que permite convertir las tradicionales coordenadas geodésicas, obtenidas a partir de equipos portátiles de posicionamiento global o GPS, a cartografía digital proyectada mediante la proyección cónica conforme de Lambert, comúnmente usada en mapas cartográficos.

Manipulación de datos tipo vectorial y raster: SAGA cuenta además con un amplio número de funcionalidades que permiten la manipulación de la mayoría de datos georeferenciales, como conversión de puntos a líneas o polígonos, creación de nubes de puntos y muchas otras más funcionalidades que permiten cruzar variables para su posterior análisis.

2.4. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Erazo Chica, Adriana.
Estimación de caudales medios a través de metodología relación precipitación escorrentía.
SNET, 2008. 2 pág.

- U.S. Geological Survey.
The USGS Water Science School.
<http://ga.water.usgs.gov/edu>

- Bolstad, Paul.
GIS Fundamentals: A first text on Geographic Information Systems.
Eider Press, 2005. 543 pág.
ISBN: 9780971764736

- Bosque Sendra, Joaquín.
Sistemas de Información Geográfica.
RA-MA, 1994. 504 pág.
ISBN: 9788478971428

- Olaya, Víctor.
A gentle introduction to SAGA GIS.
2004. 216 pág.

CAPÍTULO 3: ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO DEL SITIO.

3.1. INTRODUCCIÓN.

Luego del estudio básico del funcionamiento de las pequeñas centrales hidroeléctricas y de una revisión sustantiva de la metodología propuesta para su elaboración, en el presente capítulo se desarrollan los cálculos necesarios para la estimación del potencial hidroeléctrico de la cuenca de estudio. Se hará una descripción del sitio de estudio, así como la determinación de los parámetros morfológico básicos de la cuenca auxiliándose del sistema de información geográfico propuesto. También serán presentados los datos y registros de precipitaciones junto con un análisis de la metodología lluvia – escorrentía para la determinación de la curva de caudales clasificados la cual será cotejada con los datos obtenidos de la campaña de mediciones y comparada con las curvas regionalizadas de la metodología propuesta por el “Plan Maestro de Energías Renovables”. Finalmente se hará una evaluación de la selección de la potencia de diseño que optimice la generación de la energía para el proyecto.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL SITIO DE ESTUDIO.

El proyecto tiene por objeto la estimación del potencial hidroeléctrico de un pequeño río dentro de la finca “El Salto” de nombre “Chacala”, ubicado en el caserío Texusín del cantón Chirizo, en el municipio de Concepción de Ataco en el departamento de Ahuachapán. La siguiente figura muestra en relieve el departamento de Ahuachapán junto con una descripción de los límites del cantón Chirizo y la ubicación del proyecto.

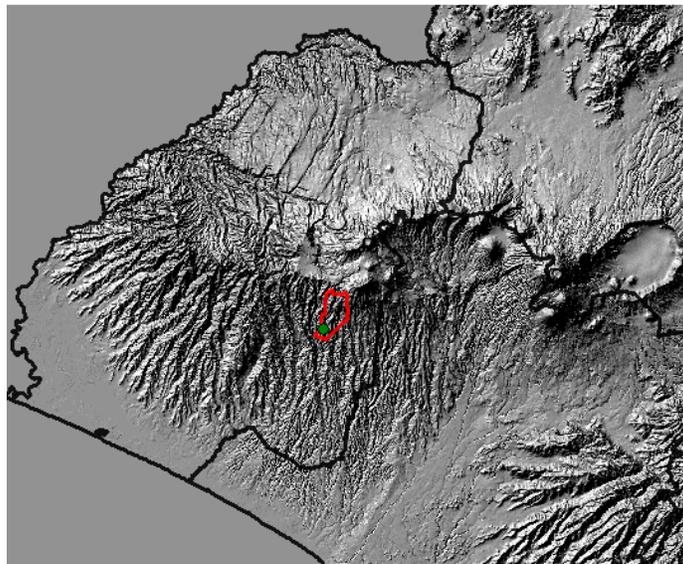


Figura 23. Ubicación del proyecto: cantón Chirizo y punto de toma.

El proyecto nace como iniciativa del propietario de la finca, el Sr. José Aguilar, quien mediante observaciones al cauce del río, ha estimado un potencial de generación hidroeléctrica en la corriente del mismo, motivado por las políticas de promoción al desarrollo de proyectos de generación con energías renovables no convencionales que ha impulsado el Consejo Nacional de Energía (CNE por sus siglas).

Una característica importante, que hace pensar que el proyecto puede resultar atractivo, es una caída natural de agua de aproximadamente 40 metros⁶, orografía que permitiría la producción eficiente desde el punto de vista de las obras necesarias para su construcción, con un impacto ambiental muy bajo.



Figura 24. Vista del salto natural dentro del terreno de la finca “El Salto”

El proyecto tiene como objeto principal la caracterización del recurso hidroeléctrico disponible a un nivel de pre-factibilidad, de tal forma que de paso a estudios complementarios que permitan demostrar la factibilidad para la construcción de una pequeña central hidroeléctrica en el emplazamiento de esta caída.

Los objetivos específicos por lograr son los siguientes.

1. **Determinación del hidrograma anual del río “chacala”**, por medio de la metodología relación lluvia-escorrentamiento, usando modelos digitales y sistemas de información geográficos, y la validación del método mediante aforos y el estudio CNE/JICA.
2. **Diseño preliminar de la pequeña central hidroeléctrica**, en base a la obtención de los

⁶ Medidos a partir de dos puntos de referencia, usando el altímetro de un dispositivo móvil GPS.

hidrogramas y curvas de caudales clasificados se diseñará el arreglo de generadores óptimo para lograr el máximo aprovechamiento del recurso.

3. **Inventario de materiales y costos**, el cual estará enfocado en describir y cuantificar los costos de los elementos fundamentales de construcción de la pequeña central, permitiendo estimar un presupuesto preliminar de las obras.
4. **Estudio financiero preliminar**, el cual se realizará con los datos preliminares tomando en cuenta posibles escenarios de financiamiento.

3.3. CUENCAS Y VERTIENTES.

Los aprovechamientos hidroeléctricos son directamente dependientes de las condiciones del medio físico en el que se ubican y del comportamiento climatológico que lo gobierna. Que potencia es posible generar y con qué constancia se logrará son las incógnitas fundamentales a resolver para estimar los niveles de producción de un aprovechamiento potencial.

En el caso de las centrales a filo de agua, la determinación del régimen hidrológico en el sitio de ubicación de la central, adquiere incluso mayor relevancia dado que los caudales no se pueden regular para almacenar los caudales excedentes en período lluvioso y aprovecharlos en períodos secos. El funcionamiento del aprovechamiento depende exclusivamente de lo que se pueda captar directamente del curso del río.

Los estudios hidrológicos comienzan por el abordaje de la caracterización física e hidrológica de la cuenca, la cual es fundamental para el estudio del régimen del río bajo cualquier frecuencia. Comenzamos entonces con la descripción de las características físicas de la cuenca.

3.3.1. Generalidades de la red.

La cuenca del aprovechamiento bajo consideración pertenece a la cuenca del río “Chacala”, alcanza una superficie de 10.13 km², teniendo como punto de drenaje la cascada dentro de la finca “El Salto”. Fluye con rumbo sureste a lo largo de la mayor parte de los 8.2 km que recorre dentro de la cuenca, hasta llegar a la cascada.

En las siguientes figuras, se presenta el área de cuenca proyectada sobre un plano de localización del terreno y la red de drenaje, ambas obtenidas por medio del procesamiento digital del modelo de

terreno, el cual fue procesado usando SAGA GIS como motor de cálculo, auxiliándose de sus algoritmos de análisis de terreno:

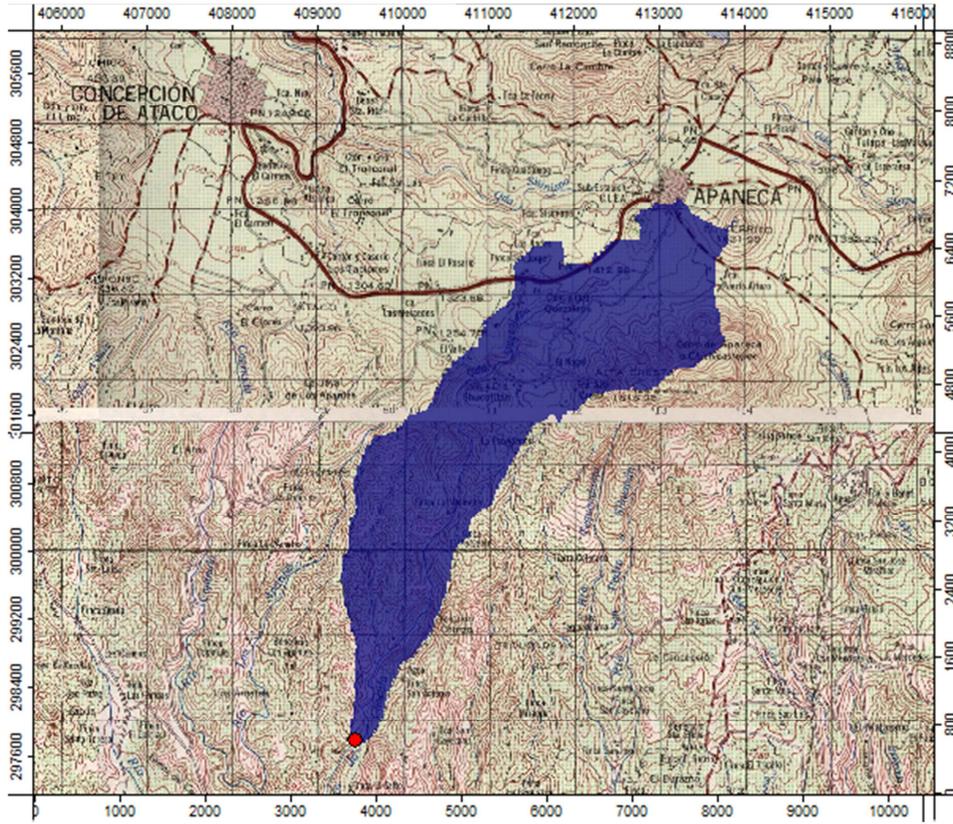


Figura 25. Delimitación de área de Cuenca de Finca "El Salto" (divisiones en metros).

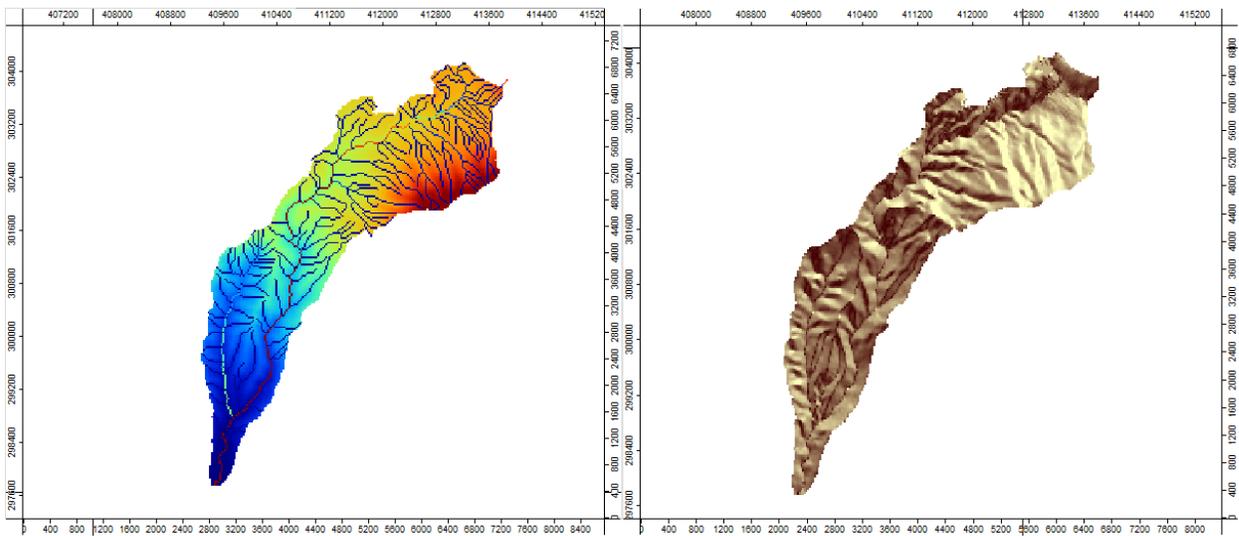


Figura 26. Red de drenajes y vista de relieve de Cuenca de interés (divisiones en metros).

3.3.2. Características Morfológicas e Hidrológicas de la Cuenca

El estudio de las características hidrológicas y físicas de la cuenca vertiente se centrará en los siguientes puntos:

- Superficie
- Perímetro
- Elevación media de la cuenca.
- Pendiente media de la cuenca.
- Curva hipsométrica.
- Índice de compacidad.
- Pendiente media del cauce principal.
- Longitud de cauces.
- Alejamiento medio.
- Tiempo de concentración.

Superficie y perímetro.

Está determinada simplemente por el área que compone una sola unidad de drenaje, es decir toda la superficie de terreno que dirige todo el escurrimiento de la cuenca hacia el punto de salida establecido. La delimitación de los parteaguas de la cuenca se ha realizado a partir de modelos digitales de terreno y uso del SAGA GIS.

Elevación media.

La elevación media, así como otros indicadores de la distribución de elevaciones en las cuencas (valores mínimos, máximos y desviación estándar) se han determinado mediante resultados estadísticos obtenidos del análisis del modelo digital de terreno, discretizado para sectores de superficie y recortado exclusivamente para el área de influencia de la cuenca.

Pendiente media de la cuenca.

La pendiente media y los indicadores de distribución de las pendientes se han determinado del mismo modo que se hizo para la elevación media. Utilizando para este caso un modelo de pendientes derivado del modelo original de elevación.

Longitud de cauces.

Al igual que la cuenca, los ríos han sido trazados a partir del modelo de elevación digital y los resultados se han comparado con la cartografía hídrica disponible. Se ha asignado el orden a cada río siguiendo el método de categorización de Strahler⁷. Se ha identificado la longitud total de los ríos, así como la de los cauces de primer orden y la de las corrientes que conforman el cauce principal para la cuenca de aporte al sitio de ubicación de la PCH

Curva hipsométrica.

Representa las superficies dominadas por encima de cada cota. Es una caracterización del relieve. Del modelo digital se ha extraído la curva acumulada de superficies (hipsométrica), la cual indica las superficies encontradas por encima de cada cota. Se muestra su representación gráfica por medio de la siguiente figura:

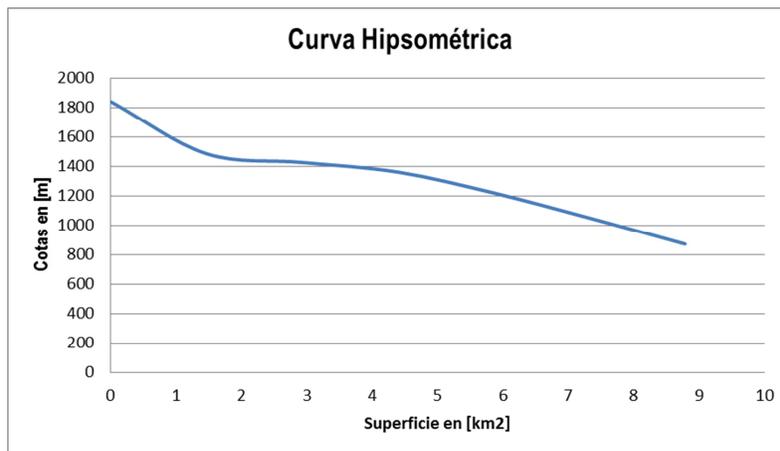


Figura 27. Curva hipsométrica de la Cuenca objetivo.

Índice de compacidad.

Es la relación entre el perímetro de la cuenca y el de un círculo que tenga igual superficie que esta. El índice de compacidad se expresa como:

$$Ic = \frac{P}{2\pi\sqrt{\frac{A}{\pi}}}$$

Dónde:

⁷ Arthur N. Strahler, Omega, 1989, ISBN 9788428208475.

P: perímetro de la cuenca [km]

A: superficie de la cuenca [km²]

Alejamiento medio.

Es la relación entre el curso del agua más largo y la raíz cuadrada de la superficie de la cuenca.

$$Am = \frac{Lc}{\sqrt{A}}$$

Dónde:

Am: Alejamiento medio [km]

Lc: Longitud del cauce principal [km]

A: Superficie de la cuenca [km²].

Tiempo de concentración.

El tiempo de concentración (Tc), se define como el tiempo de viaje que requiere una partícula de agua localizada en el punto hidrológicamente más alejado de la cuenca para alcanzar la sección de salida de la misma. Esta definición se basa en la capacidad que posee la cuenca de concentrar en su sección de salida todo el escurrimiento proveniente de una lluvia neta distribuida uniformemente en el espacio y en el tiempo sobre toda su superficie, después de transcurrido un período de tiempo igual a Tc. El caudal a la salida, que comienza con el inicio de la lluvia, alcanza en dicho instante su valor máximo, o de “equilibrio”, asociado a la intensidad de lluvia correspondiente.

El tiempo de concentración es uno de los parámetros utilizados con mayor frecuencia y constituye un ingrediente vital en el Método Racional y en otros métodos de estimación de respuestas máximas en cuencas. Sin embargo, su utilización se extiende también a aplicaciones que persiguen otros objetivos tales como la simulación de eventos y el pronóstico de caudales. En la práctica existen tres alternativas básicas para estimar el valor de Tc en una cuenca:

- a) A partir de pares de valores observados de lluvia y caudal.
- b) Mediante el uso de fórmulas empíricas.
- c) Utilizando el enfoque físico basado en la ocurrencia de flujo cinemático.

Existe un gran número de fórmulas empíricas descritas de manera profusa en la literatura. Por lo general provienen de los países desarrollados y han sido deducidas para condiciones de caudales máximos. Aunque las fórmulas varían entre sí, la mayoría relacionan Tc con las características de la lluvia y diversos parámetros de la cuenca tales como: superficie, longitud del curso, pendiente del terreno, condiciones de resistencia al flujo, etc. la aplicación de este tipo de fórmulas es simple,

hecho que ha extendido su uso en el mundo. En el presente trabajo, para estimar el tiempo de concentración, se han hecho uso de las siguientes fórmulas empíricas:

Fórmula de Kirpich:

$$T_c = 3.98 \left(\frac{L_c}{S^{0.5}} \right)^{0.77}$$

Dónde:

L_c: Longitud del cauce principal [km].

S: Pendiente media de la cuenca.

Fórmula de Giandotti:

$$T_c = \frac{\sqrt{A} + 1.5L_c}{0.8\sqrt{\Delta H}}$$

Dónde:

A: Área de la cuenca [km²].

L_c: Longitud del cauce principal [km].

ΔH: Diferencia de altura.

Resumen de resultados.

Se resumen los indicadores que caracterizan a la cuenca en consideración:

Cuenca		
Superficie de cuenca [km ²]	10.13	
Perímetro de cuenca [km]	20.05	
Elevaciones en la cuenca de aporte (m.s.n.m.)	Media	1321
	Mínima	711
	Máxima	1839
	Desv. Estandar	291.33
Pendientes en la cuenca de aporte (°)	Media	20.3096
	Mínima	0
	Máxima	42.739
	Desv. Estandar	11.21
Pendientes en la cuenca de aporte (%)	Longitud (km)	8.205
	Elevación Máx.	1458
	Elevación Mín.	711
	Pendiente (%)	9
Índice de compacidad	1.78	
Alejamiento medio	2.58	
Tiempo de concentración (min)	45	

Tabla 4. Resumen de indicadores morfológicos de la Cuenca de estudio.

3.4. REGISTROS PLUVIOMÉTRICOS.

Con el fin de utilizar la metodología “Transformación Lluvia - Escorrentía” es necesario obtener la información pluviométrica de una serie interanual de datos lo suficientemente amplia para procesarla y obtener resultados confiables. El organismo nacional que captura y aloja los datos en sus sistemas informáticos es la “Dirección General del Observatorio Ambiental” del Ministerio de Medio Ambiente (DGOA, anteriormente SNET: “Sistema Nacional de Estudios Territoriales”) quien tiene distribuidos a nivel nacional una red de monitoreo continuo de datos meteorológicos, hidrológicos, oceanográficos, entre otros.

Dicha información constituye un enorme caudal de datos y resulta, por lo tanto, necesaria la discriminación de información, no solo por la cantidad y el tiempo de procesamiento, sino por la influencia de los mismos sobre la cuenca de estudio.

De acuerdo con la DGOA, la siguiente gráfica muestra la ubicación de los sitios con presencia de estaciones pluviométricas, las cuales han sido procesadas con SAGA GIS para su presentación:

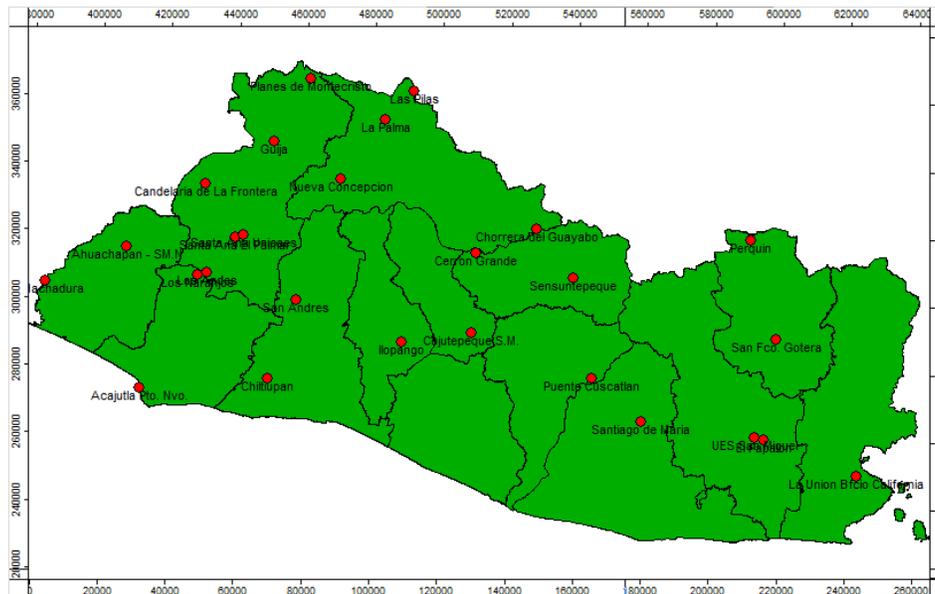


Figura 28. Ubicación geográfica de las estaciones pluviométricas (valores de ejes en metros).

Según la DGOA, se cuenta con el registro de datos pluviométricos diarios para la mayoría cada una de las estaciones de medición, desde el año de 1970 a la actualidad.

De acuerdo con lo expuesto en el capítulo 2, la distribución de lluvia no es uniforme en todo el país y por lo tanto, cada uno de estas estaciones posee un área de influencia que nos sirve para determinar cuál de la serie de datos, que se cuentan para cada una de las estaciones de medición, es la más apropiada para utilizar en nuestra cuenca de estudios.

Para lograr determinar dicha información, será necesario utilizar la metodología de “Polígonos de Thiessen” auxiliándonos de los módulos automáticos de SAGA GIS. Los polígonos de Thiessen, nombrados así en honor al meteorólogo estadounidense Alfred H. Thiessen son una construcción geométrica que permite construir una interpolación simple, siendo especialmente apropiados cuando los datos son cualitativos. Se crean al unir los puntos entre sí trazando las mediatrices de los segmentos de unión. Las intersecciones de estas mediatrices determinan una serie de polígonos en un espacio bidireccional alrededor de un conjunto de puntos de control, de manera que el perímetro de los polígonos generados sea equidistante a los puntos vecinos y designando su área de influencia.

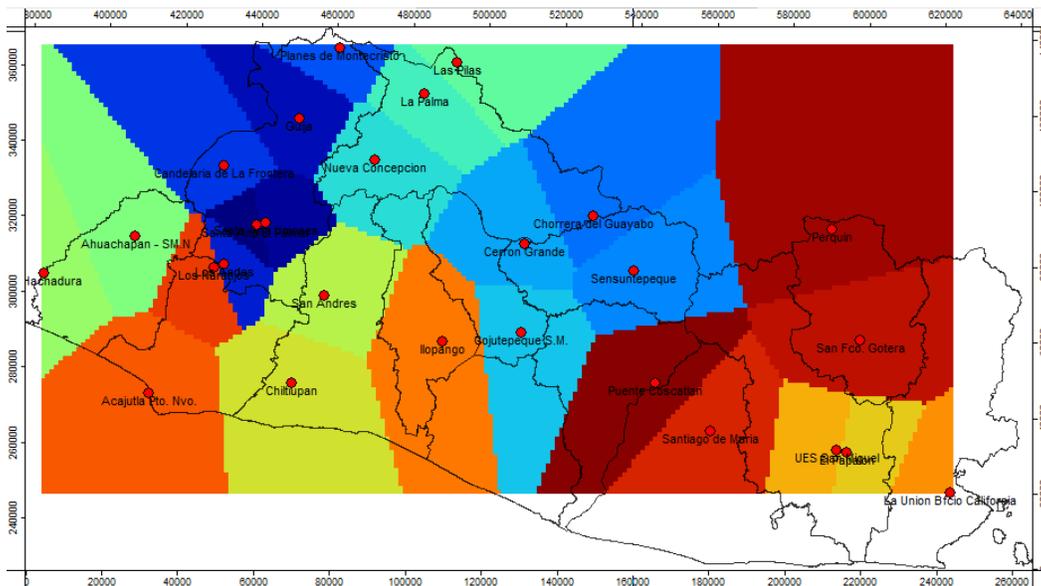


Figura 29. Polígonos de Thiessen superpuestos en mapa de El Salvador.

Para determinar el área de influencia de la red de estaciones pluviométricas, será necesario elaborar un mapa de dichos polígono, superpuesto con el área de cuenca.

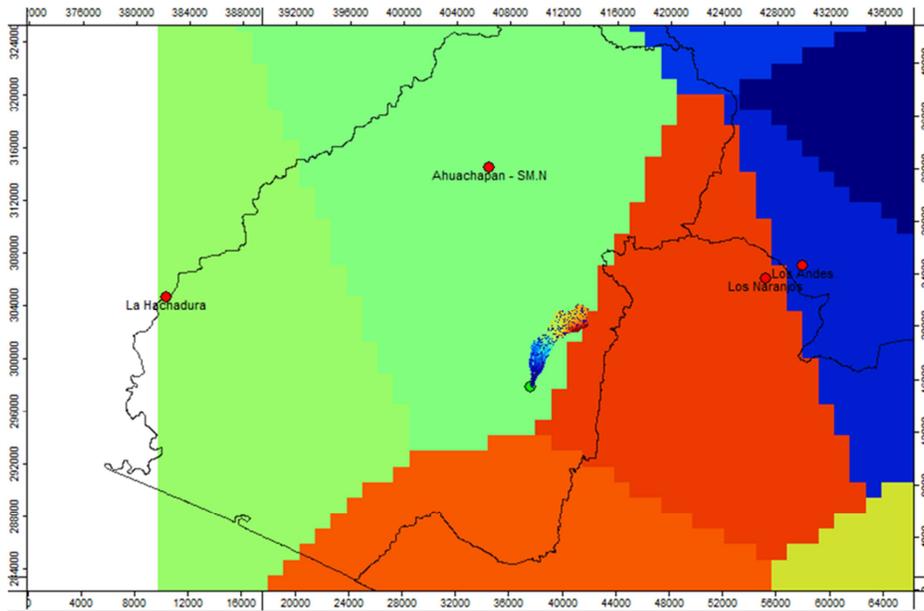


Figura 30. Influencia de estaciones pluviométricas sobre área de cuenca.

De esta manera, se puede realizar una estimación práctica de la influencia de la estación “Ahuachapán” en toda el área de la cuenca. Dicha estación está ubicada a **725** metros sobre el nivel del mar, y coordenadas: **latitud norte 13°57'**, **longitud oeste 89°52'**, y cuyos datos resumidos se presentan a continuación:

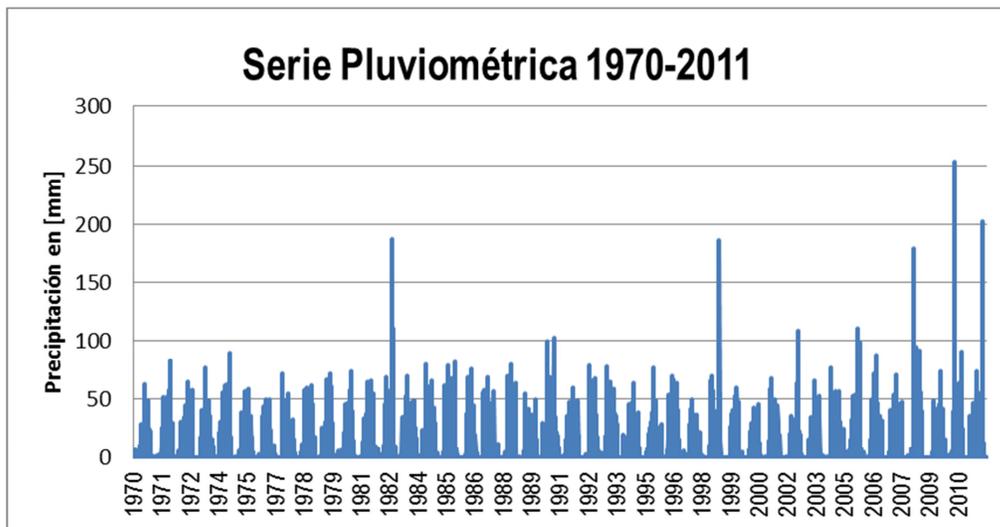


Figura 31. Datos pluviométricos de estación “Ahuachapán” (fuente: DGOA).

3.5. TRANSFORMACIÓN LLUVIA-ESCORRENTÍA.

Una vez obtenida la serie pluviométrica de la estación con influencia en la cuenca de estudio, y utilizando la metodología de transformación lluvia – escorrentía, propuesta en el capítulo 2, se ha procedido a la aplicación de la metodología, utilizando los datos característicos de la morfología de la cuenca en consideración, especialmente el área.

La metodología consiste en la conversión inmediata de los datos registrados de lluvia media (en unidades de [mm]) a escorrentía (en unidades de m^3/s) por medio de la multiplicación por un factor de conversión mensual tomado a partir de la regionalización del territorio nacional de acuerdo a criterios de similitudes en el comportamiento hidrológico de dichas regiones.

Los datos procesados se presentan a continuación en forma de hidrograma anual promedio, correspondiente al período de enero de 1970 a diciembre de 2011 (datos proporcionados por DGOA).

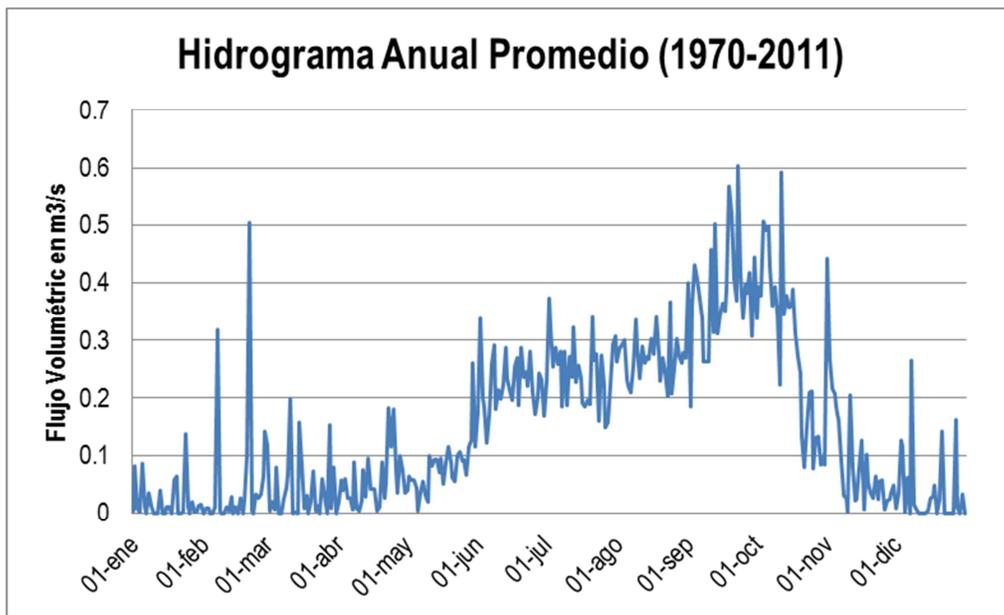


Figura 32. Hidrograma Anual promedio de Cuenca de interés.

3.6. CURVA DE CAUDALES CLASIFICADOS.

Una vez obtenida la serie de caudales en la zona de estudio, es necesario obtener el régimen de frecuencias con que estos se presentan. Los datos de escorrentía obtenidos pueden fácilmente ser convertido a una curva de duración de caudales por medio de una clasificación ordenada de los mismos.

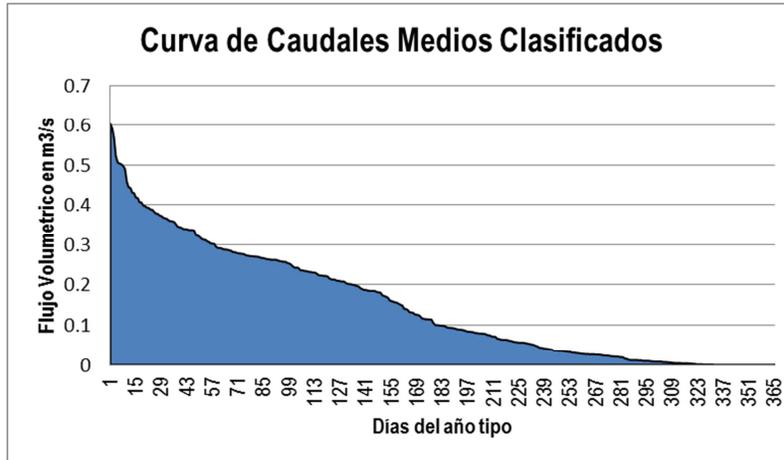


Figura 33. Curva de duración de caudales medios clasificados.

Resulta necesario no únicamente contar con el análisis de la curva de caudales medios, sino por el contrario estimar los escenarios más y menos desfavorables para el sitio en consideración. A continuación se presentan las curvas de caudales clasificados para los años secos y húmedos comparados junto la curva de caudales medios:

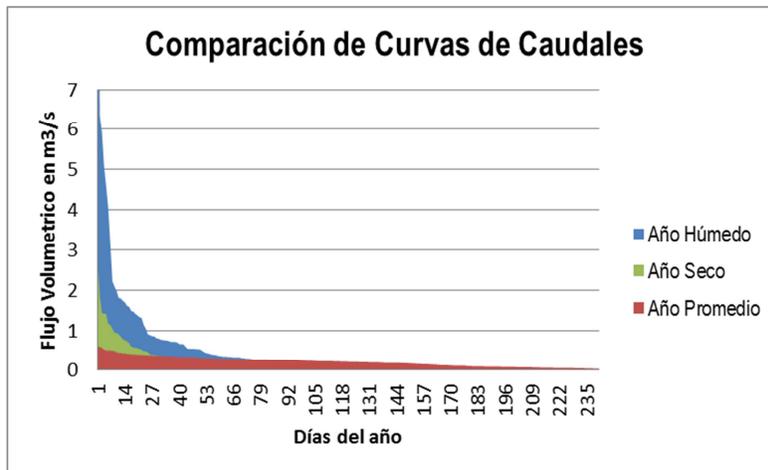


Figura 34. Comparación de escenarios favorables y desfavorables en caudales clasificados.

De acuerdo a las características del sitio en consideración y tomando en cuenta que el desarrollo de la caída efectiva se realiza en poca distancia horizontal, se prevé que el proyecto requerirá de un modesto caudal ambiental el cual se ha estimado en un 5%⁸ del caudal medio identificable (cerca del 30% de la curva de caudales determinada hasta este punto).

Una vez acotado el caudal disponible, se procede a la obtención del régimen de frecuencias las cuales se presentan a continuación:

		Caudal m ³ /s	Frecuencia Relativa	Frecuencia Acumulada	Frecuencia relativa (%)	Frecuencia acumulada (%)	Caudal medio/intervalo	Caudal medio
1	Caudal de más de	0.500	4	4	1.10%	1.10%	0.55	0.006
2	Caudal de más de	0.475	4	8	1.10%	2.19%	0.48	0.005
3	Caudal de más de	0.450	1	9	0.27%	2.47%	0.47	0.001
4	Caudal de más de	0.425	1	10	0.27%	2.74%	0.44	0.001
5	Caudal de más de	0.400	4	14	1.10%	3.84%	0.42	0.005
6	Caudal de más de	0.375	6	20	1.64%	5.48%	0.39	0.006
7	Caudal de más de	0.350	9	29	2.47%	7.95%	0.36	0.009
8	Caudal de más de	0.325	9	38	2.47%	10.41%	0.34	0.008
9	Caudal de más de	0.300	11	49	3.01%	13.42%	0.32	0.010
10	Caudal de más de	0.275	9	58	2.47%	15.89%	0.29	0.007
11	Caudal de más de	0.250	22	80	6.03%	21.92%	0.26	0.016
12	Caudal de más de	0.225	21	101	5.75%	27.67%	0.24	0.014
13	Caudal de más de	0.200	19	120	5.21%	32.88%	0.21	0.011
14	Caudal de más de	0.175	17	137	4.66%	37.53%	0.19	0.009
15	Caudal de más de	0.150	15	152	4.11%	41.64%	0.16	0.007
16	Caudal de más de	0.125	9	161	2.47%	44.11%	0.14	0.003
17	Caudal de más de	0.100	10	171	2.74%	46.85%	0.11	0.003
18	Caudal de más de	0.075	14	185	3.84%	50.68%	0.09	0.003
19	Caudal de más de	0.050	27	212	7.40%	58.08%	0.06	0.005
20	Caudal de más de	0.025	23	235	6.30%	64.38%	0.04	0.002
21	Caudal de más de	0.000	130	365	35.62%	100.00%	0.00	0.001
			365		100.00%		Caudal Promedio	0.13

Tabla 5. Régimen de frecuencias de caudales y caudal medio aritmético.

En base a la información anterior se puede construir una curva de duración de caudales clasificados, presentada en la siguiente figura:

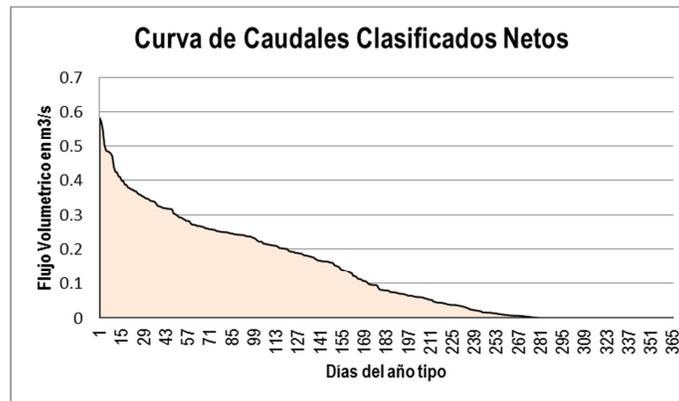


Figura 35. Curva de caudales clasificados netos.

⁸ Se tuvo que desarrollar un completo inventario ambiental para la determinación del caudal de mantenimiento o ambiental. Debido a recursos limitados solamente se contó con la opinión de un consultor ambiental quien sugirió el valor considerado.

3.7. CAMPAÑA DE AFOROS.

Durante el período comprendido entre el 14 de julio de 2012 y el 15 de junio de 2013, se realizó una campaña de mediciones en el cauce del río “Chacala”, dentro de la finca “El Salto”. La campaña tuvo por objeto la obtención de datos de campo que permitieran contar con suficiente sustento para confirmar la certeza en la aplicación de las metodologías propuestas.

Se efectuaron un total de 12 mediciones durante el periodo, las cuales se realizaron durante las primeras horas de la mañana, por lo general los días sábados. Los resultados de las mismas serán presentados más adelante.



Figura 36. Cauce del río con cable de referencia y molinete usado para mediciones.

La metodología utilizada para realizar las mediciones fue la explicada en el capítulo 2.

Con la ayuda de dos postes cilíndricos equipados con una argolla en un extremo y una punta afinada en el otro, se enterraron en las riveras del río de tal forma de servir como soporte de un cable rígido, con recubrimiento plástico, el cual fue graduado con marcas “rojas” cada 0.27 m de tal forma de que el arreglo sirviera como punto de referencia para tomar las mediciones. Cada una de las separaciones (limitadas por las marcas rojas) en conjunto con la medición de la profundidad con referencia en el cable tensado, forman un rectángulo en el cual se realizarán las mediciones de velocidad. Se ubicó el molinete en medio de cada una de las marcas para tomar la velocidad a una distancia del 60% del espejo de agua para cada profundidad.

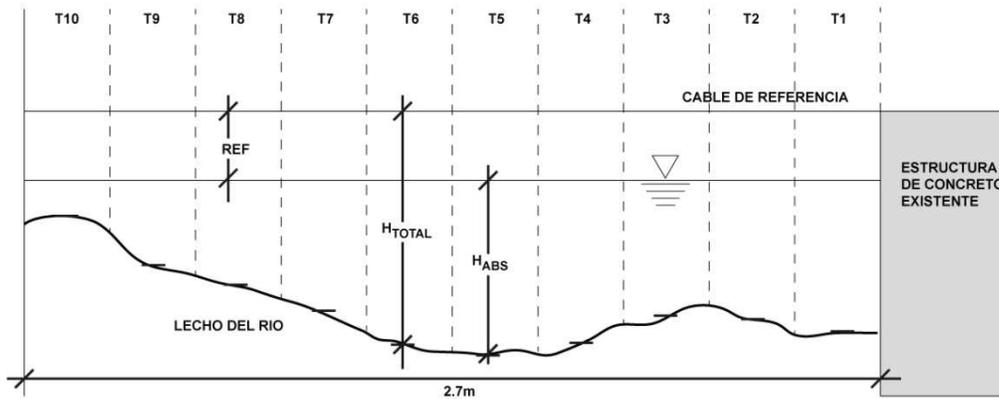


Figura 37. Esquema de las mediciones en el río.

La figura anterior muestra la estructura física de los arreglos utilizados para las mediciones. Se usó un cable fijo como referencia y del cual se midieron alturas totales hasta el fondo del lecho del río. Se tomó como altura de referencia la distancia entre el cable y el espejo de agua y por diferencias se obtuvieron las alturas de los rectángulos o tramos de referencia. Ya que se graduó el cable con marcas a cada 0.27 m se pudo obtener el área de cada una de ellas.

Tramo	Distancias Verticales				Revolución/Velocidad		Rectángulo			Caudal [m ³ /s]
	Ref [m]	Htotal [m]	Habs [m]	H60%	Rev	Velocidad	Alto [m]	Ancho [m]	Área [m ²]	
1	0.69	1.095	0.41	0.24	34.5	0.392	0.405	0.27	0.1094	0.0428
2	0.69	1.070	0.38	0.23	34.5	0.392	0.380	0.27	0.1026	0.0402
3	0.69	1.075	0.39	0.23	26.0	0.297	0.385	0.27	0.1040	0.0308
4	0.69	1.100	0.41	0.25	18.5	0.213	0.410	0.27	0.1107	0.0235
5	0.69	1.120	0.43	0.26	15.0	0.173	0.430	0.27	0.1161	0.0201
6	0.69	1.080	0.39	0.23	9.5	0.112	0.390	0.27	0.1053	0.0118
7	0.69	1.000	0.31	0.19	7.8	0.092	0.310	0.27	0.0837	0.0077
8	0.69	0.960	0.27	0.16	4.0	0.050	0.270	0.27	0.0729	0.0037
9	0.69	0.890	0.20	0.12	0.0	0.005	0.200	0.27	0.0540	0.0003
10	0.69	0.690	0.00	0.00	0.0	0.005	0.000	0.27	0.0000	0.0000
Total										0.181

Tabla 6. Datos y Cálculos correspondientes a mediciones del 1 Agosto 2012.

En la tabla anterior se muestran los datos y cálculos correspondiente a una medición tipo, realizada el 1 de Agosto de 2012, en la cual fueron medidas las profundidades mediante una vara graduada y tomando como referencia el cable rígido mencionado anteriormente.

Se realizaron 12 procedimientos similares cuyos resultados se muestran a continuación:

	Fecha	Caudal [m3/s]
1	sábado, 14 de julio de 2012	0.287
2	miércoles, 01 de agosto de 2012	0.181
3	sábado, 22 de septiembre de 2012	0.174
4	sábado, 27 de octubre de 2012	0.266
5	sábado, 24 de noviembre de 2012	0.135
6	sábado, 15 de diciembre de 2012	0.120
7	sábado, 12 de enero de 2013	0.092
8	sábado, 09 de febrero de 2013	0.072
9	sábado, 02 de marzo de 2013	0.081
10	sábado, 13 de abril de 2013	0.110
11	sábado, 18 de mayo de 2013	0.129
12	sábado, 15 de junio de 2013	0.211
	Promedio	0.155

Tabla 7. Resultados de los aforos realizados en el río.

Puede observarse de las mediciones desarrolladas, que el caudal promedio de las mediciones no dista mucho del caudal medio aritmético proveniente de la curva de caudales clasificados mostrada en la sección anterior.

Los valores obtenidos serán graficados como datos secuenciales en el tiempo, junto con el hidrógrafa medio anual, de tal forma que al comparar los mismos se verifique la certeza del procedimiento inicial.

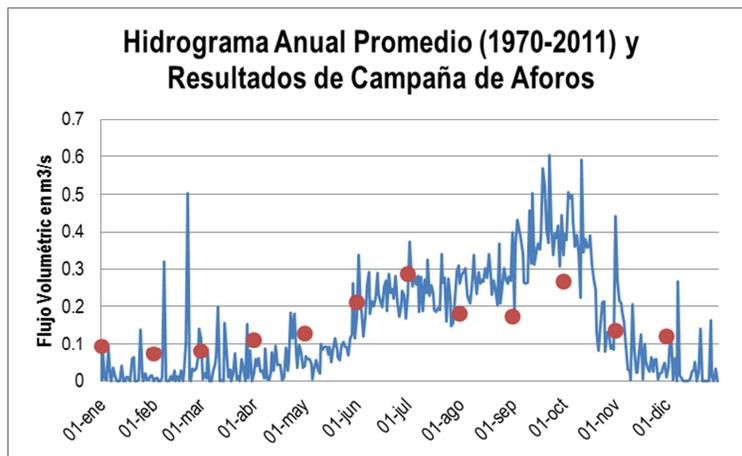


Figura 38. Comparación de Aforos e Hidrograma anual promedio.

También, los datos de la campaña de aforos son graficados junto con la curva de duración de

caudales clasificados de tal forma que al comparar los mismos.

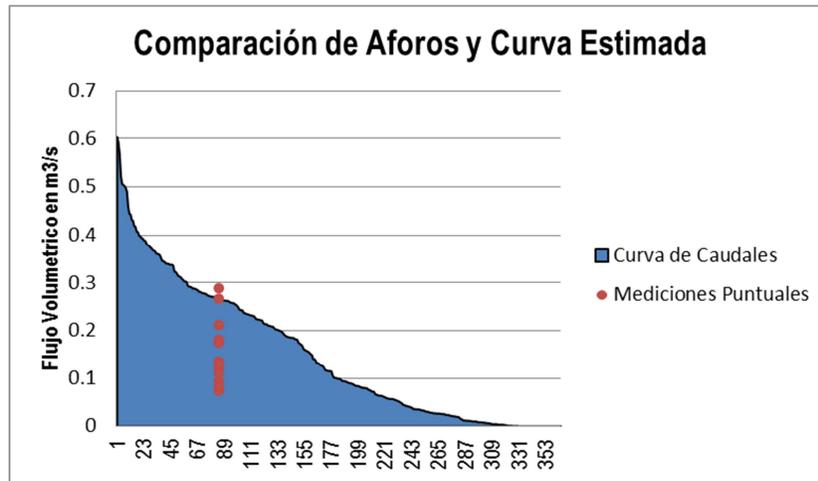


Figura 39. Comparación de Aforos y Curva de Caudales Clasificados.

Se puede observar que las mediciones realizadas corresponden a la serie de valores temporales correspondientes al hidrograma anual; y, a valores promedios de la curva de duración de caudales clasificados, por lo que podemos confirmar que las estimaciones y metodología utilizada para la determinación de la curva de caudales clasificados fue certera.

3.8. COMPARACIÓN DE METODOLOGÍAS.

Una de las metas del presente estudio, fue la de contar con un procedimiento simplificado para estimar el potencial de generación eléctrica de pequeñas centrales hidroeléctricas mediante la utilización de sistemas de información geográficos e información hidrológica básica.

Para la obtención de la curva de caudales clasificados del proyecto se utilizó la metodología de transformación lluvia – escurrimiento. A demás se realizaron aforos durante un año los cuales permitieron corroborar la cercanía de los datos estimados con las mediciones reales. Únicamente queda realizar la comparación de ambos resultados con las curvas del estudio de CNE/JICA, las cuales presentamos a continuación:

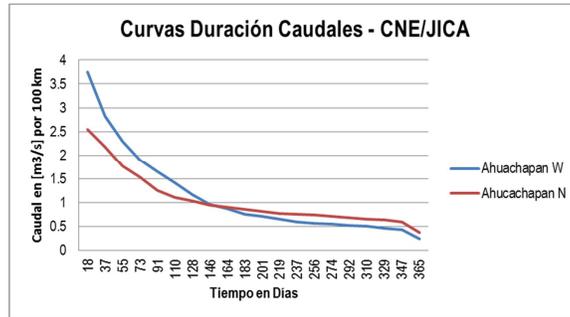


Figura 40. Curva de duración de caudales para Ahuachapán (fuente: Estudio CNE/JICA)

Estas curvas están referidas a un área de cuenca de 100 km². Bastará con interpolar los resultados para áreas de cuenca menores, como es el caso del presente proyecto. La comparación de los resultados se presenta en la siguiente figura:

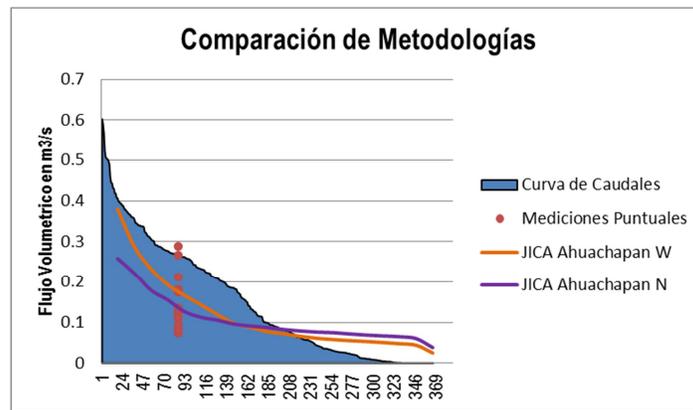


Figura 41. Comparación de metodologías de curvas de duración de caudales.

La gráfica anterior muestra resultados positivos en la comparación de las diferentes metodologías para la obtención de curvas de caudales clasificados, en donde todas convergen con los valores estimados y utilizados para los diseños de las siguientes secciones.

3.9. CALCULOS ENERGÉTICOS.

Luego de garantizar la certeza en las estimaciones de los caudales medios y la curva de duración de caudales, se deberá contar con un estudio topográfico necesario para valorar alternativas para la ruta del canal de derivación y de la ubicación de las obras de cámara de carga y tubería de presión, mismas que definirán el salto bruto.

A pesar de que el desarrollo de un estudio topográfico sobrepasa los alcances de este trabajo, se realizaron mediciones con niveles artesanales y GPS para determinar la diferencia de alturas entre el posible sitio de toma, aguas arriba de la cascada, y el sitio de ubicación de la casa de máquinas.

Las mediciones arrojaron una altura de caída bruta de 40 metros.

Con la estimación de este último dato, se procede a calcular el potencial de generación utilizando la fórmula de generación hidroeléctrica estudiada en el Capítulo 1:

$$P = 9.81 Q h e$$

La evaluación del potencial no es un dato puntual, sino que deberá hacerse para cada uno de los valores de la curva de caudales clasificados, eligiendo un caudal máximo de diseño que deberá optimizarse para maximizar la producción de electricidad.

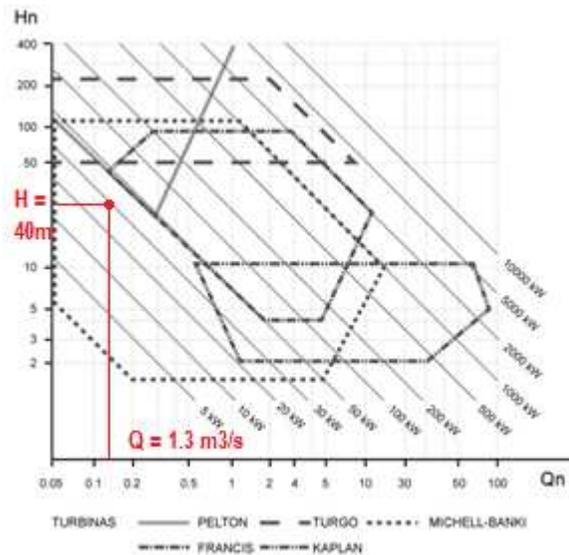


Figura 42. Curvas para selección de turbinas.

Antes de realizar el procedimiento, deberá seleccionarse la turbina más adecuada para las condiciones características del proyecto. En la figura anterior, se muestra una gráfica como herramienta para la selección de la turbina más apropiada. Este tipo de figuras ilustran las tecnologías disponibles, permitiendo identificar el rango de caudales y alturas para las cuales son más apropiadas. De ella, y de los datos de caudales medios obtenidos de la curva de caudales clasificados⁹ (0.13 m³/s) y altura de caída estimada (40 m), puede apreciarse que la mejor opción es el uso de la turbina Michell-Banki o flujo cruzado.

⁹ Se ha tomado el dato promedio de la curva de duración de caudales (0.130 m³/s) y no del promedio de mediciones (0.155m³/s) ya que la curva se obtiene a partir de muchos años de información, las mediciones solo representan un año de datos y por lo tanto su promedio no representa el total de datos.



Figura 43. Turbina Michell-Banki de 34 kW instalada en Miracapa, Carolina, San Miguel.

La turbina de flujo cruzado, también conocida como turbina de doble impulsión, Michell-Banki u Ossberger; esta clasificada como una turbina de impulsión, de admisión parcial y flujo transversal.

A diferencia de las turbinas de flujo axial o radial, el agua en una turbina de flujo cruzado pasa a través del rodete de forma transversal y solo de forma parcial; como en una rueda de agua, esta es admitida por su perímetro exterior, al cual luego ingresa al rodete y pasa por los alabes del lado opuesto del rodete. Esto implica que el agua pasa dos veces por los alabes entregando un trabajo adicional, y por ende mejorando su eficiencia.

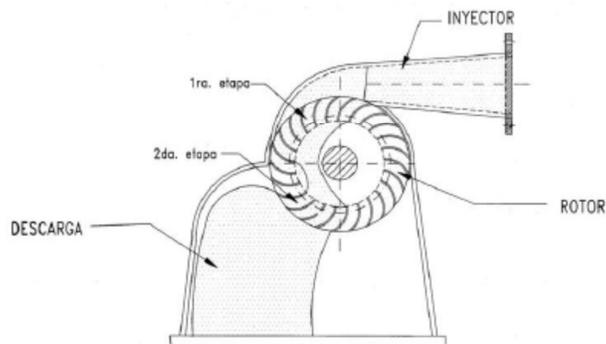


Figura 44. Flujo del caudal a través de la turbine Michell-Banki.

La turbina de flujo cruzado 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.

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 instalarse está limitada aproximadamente a 1 MW. El rendimiento máximo es inferior al de las turbinas Pelton, siendo aproximadamente de un 85%, pero tiene un funcionamiento con rendimiento prácticamente constante para caudales de hasta 1/16 del caudal nominal.

En El Salvador ya se cuenta con experiencia en el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas con turbinas Michell-Banki. Estas han sido implementadas por la ONG "Saneamiento Básico, Educación Sanitaria y Energías Alternativas (SABES)" una institución sin fines de lucros que apoya a pequeñas comunidades, tal es el caso de las centrales La Chácara y Miracapa.

Una vez definida la mejor tecnología para las condiciones características del proyecto, se procede a definir la capacidad nominal de la máquina.

El procedimiento para definir la capacidad nominal de equipamiento consiste en barrer la curva de duración de caudales partiendo de la selección de un caudal nominal de bajo valor y calculando el área bajo la curva de dicha sección, tomando en cuenta que no se podrá aprovechar mayor caudal del nominal. El proceso se repite, aumentando el caudal nominal, hasta encontrar el valor de caudal que maximice la generación de energía.

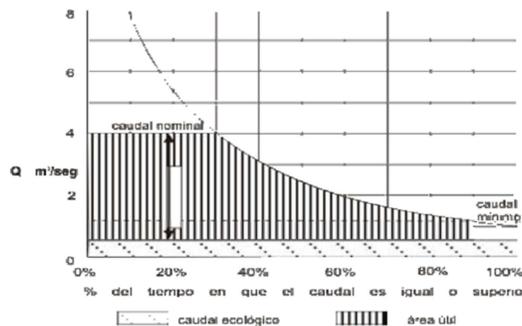


Figura 45. Área bajo la curva representa la energía generada.

Para el análisis propuesto, hay que tomar en cuenta que el equipamiento mecánico (turbina) opera con un rendimiento que depende del factor de carga de la misma. También, existe un caudal mínimo turbinable bajo el cual no es posible operar la máquina.

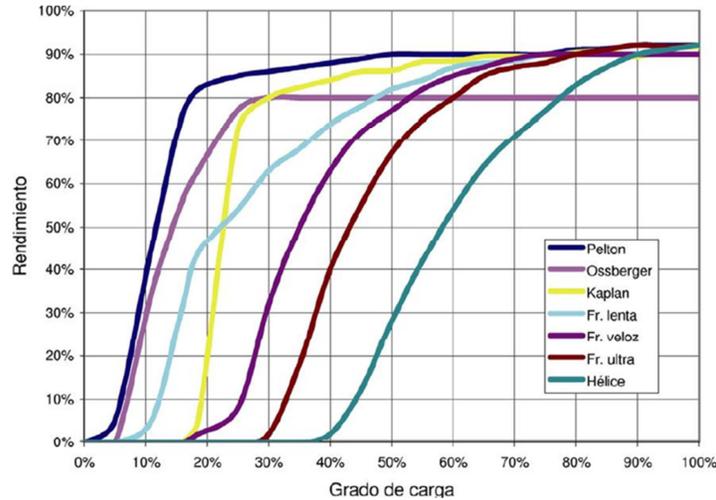


Figura 46. Curva de eficiencias mecánicas de diferentes turbinas.

Tomando en cuenta los aspectos anteriores junto con el rendimiento del generador eléctrico se construye una tabla de barrido como la siguiente:

Turbina Michell-Banki								
Q = 0.31								
Caída (m.c.a) 35								
La eficiencia decae al 30% del caudal de equipamiento 0.3								
Dia del año	Caudal promedio clasificado (m³3/s)	Caudal equipamiento	Caudal min. Turbinable	Caudal Turbinado	Potencia mecánica Bruta	Rendimiento Hidraulico	Potencia útil media Diaria	Energía Diaria
		m3/s	m3/s	(%)	(kW)	(p.u.)	(kWe)	(kWh)
1	0.583	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
2	0.572	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
3	0.549	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
4	0.502	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
5	0.486	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
6	0.484	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
7	0.482	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
8	0.478	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
9	0.470	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
10	0.438	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
11	0.424	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
12	0.423	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
13	0.411	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
14	0.410	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
15	0.399	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
16	0.398	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
17	0.387	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
18	0.387	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
19	0.379	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
20	0.378	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
21	0.374	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
22	0.373	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13
23	0.369	0.31	0.09	100	106.44	0.800	78.34	1880.13

Tabla 8. Producción de energía eléctrica para un año.

La tabla anterior, es un fragmento del procesamiento de los 365 datos anuales, tomando en cuenta un único caudal de diseño, para obtener el total de energía generado en un año con dicho caudal. La iteración de los cálculos y resultados para un amplio rango de caudales se presentan en la siguiente tabla:

Qe (m ³ /s)	Potencia (kW)	Energía (kWh/año)	Días de Operación	Factor de Planta	Ingresos Estimados
0.100	25.27	137,329.84	233	62%	\$ 20,599.48
0.120	30.32	145,321.80	227	55%	\$ 21,798.27
0.140	35.38	162,784.57	219	53%	\$ 24,417.68
0.160	40.43	179,274.36	212	51%	\$ 26,891.15
0.180	45.49	195,311.46	209	49%	\$ 29,296.72
0.200	50.54	208,101.39	202	47%	\$ 31,215.21
0.220	55.60	218,922.00	195	45%	\$ 32,838.30
0.240	60.65	228,419.62	189	43%	\$ 34,262.94
0.260	65.70	235,879.11	184	41%	\$ 35,381.87
0.280	70.76	240,524.15	178	39%	\$ 36,078.62
0.300	75.81	246,426.41	177	37%	\$ 36,963.96
0.320	80.87	249,210.51	172	35%	\$ 37,381.58
0.340	85.92	252,508.76	170	34%	\$ 37,876.31
0.360	90.97	254,135.79	167	32%	\$ 38,120.37
0.380	96.03	254,799.19	164	30%	\$ 38,219.88
0.400	101.08	256,089.54	163	29%	\$ 38,413.43

Tabla 9. Tabulación de datos de caudales y su generación eléctrica.

Los datos anteriores suelen graficarse para elegir el caudal de diseño y tamaño de equipamiento que optimice la generación de energía eléctrica.

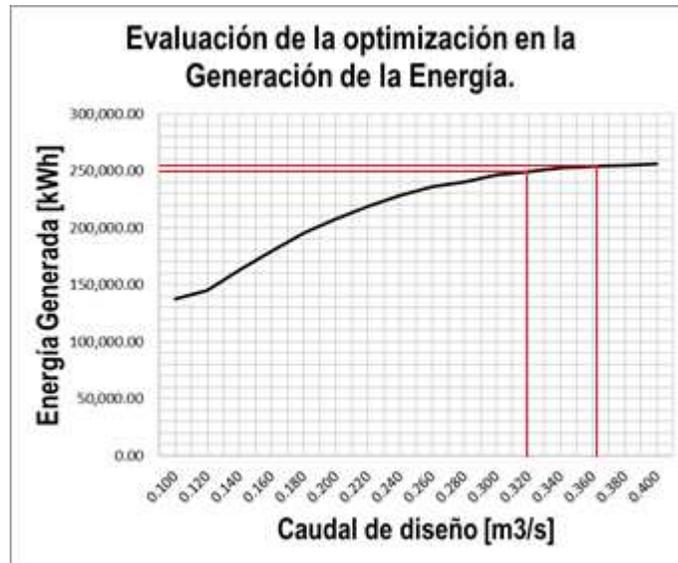


Figura 47. Optimización del caudal de equipamiento.

De la curva podemos apreciar que en torno de los **0.320 m³/s** la tendencia de la misma es a mantener constante su pendiente. Valores superiores a dicho caudal no aumentarían considerablemente la generación de energía eléctrica y por lo tanto aumentar el caudal de diseño solo generaría mayores costos en el equipamiento necesario para manejar dicho caudal (canal de derivación más ancho, tubería de presión con mayor diámetro, etc.). En base al análisis anterior se elige como caudal de diseño **0.320 m³/s**.

Con dichos datos, y a partir de los cálculos iterativos anteriormente expuestos, se puede predecir

que se requiere de un generador de aproximadamente **80 kW** el cual producirá anualmente **249,210 kWh** (\$37,381 a \$0.15/kWh) con un factor de planta del **35%** con **172** días de generación anuales.

3.10. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Olaya, Víctor.
A gentle introduction to SAGA GIS.
2004. 216 pág.

- Aparicio Mijares, Francisco.
Fundamentos de Hidrología de Superficie.
LIMUSA, 1992. 301 pág.
ISBN: 9681830148

- Chow, Ven Te.
Hidrología Aplicada.
McGraw-Hill, 1994. pág.
ISBN: 958-600-171-7

- Strahler, Arthur N.
Geografía Física.
OMEGA, 1989. 636 pág.
ISBN: 9788-4282-084-75

CAPÍTULO 4: DISEÑO PRELIMINAR DE LA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA.

4.1. INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se trata el dimensionamiento de la obra civil, electromecánica y eléctrica que integra la pequeña central hidroeléctrica. Es importante comentar que la obra civil representa un alto costo respecto a la inversión total requerida para poner en marcha un proyecto de generación de este tipo. Es por ello que su dimensionamiento se debe ajustar óptimamente, sin descuidar los parámetros básicos de la ingeniería hidráulica. El propósito fundamental es obtener el máximo rendimiento de las obras requeridas a un costo mínimo. En este contexto, las principales obras hidráulicas que componen el aprovechamiento son: obras de toma y azud, desarenador, canal, cámara de carga, tubería forzada y casa de máquinas. También el dimensionamiento electromecánico y eléctrico será punto fundamental para el presente dimensionamiento.

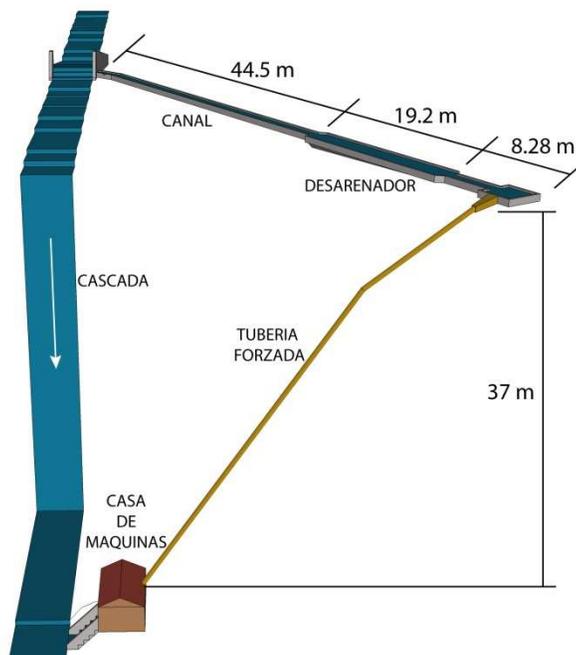


Figura 48. Esquema general de las obras de la pequeña central.

Se procederá al dimensionamiento de cada uno de estos elementos, así como de sus componentes secundarios. La metodología a seguir:

1. Se comentarán los criterios y formulaciones que se utilizan para el dimensionamiento (bases de diseño)
2. Se realizarán los cálculos en función de las bases de diseño.
3. Se muestra un resumen de resultados y conclusiones.

4.2. DISEÑO BÁSICO DE OBRAS CIVILES.

El propósito fundamental de la obra es captar parte del caudal transportado por el río para que este sea transportado hacia la cámara de carga desde donde será descargado a la casa de máquinas.

Los aspectos que rigen el diseño de la obra de toma son básicamente:

- El arreglo, localización y orientación de los componentes de la toma (incluyendo el azud o vertedero) debe ser tal que permita la captación del rango de caudales de operación bajo cualquier régimen de comportamiento del río (mínimo, medio o máximo).
- Las avenidas máximas deben aliviarse sin que esto implique daños para la obra de toma.
- Un diseño simple debe ser considerado de forma que la construcción resulte económica y el mantenimiento rutinario pueda llevarse a cabo sin mayores dificultades.
- La captación debe restringir el paso de sólidos y materia suspendida para impedir la colmatación o reducción de capacidad del canal de derivación.

4.2.1. Azud o vertedero.

Para dimensionar el azud o vertedero, es importante realizar un análisis de los caudales máximos para el período de vida de las obras, de tal manera de garantizar la integridad de las mismas y asegurar las inversiones.

Para el cálculo de vertedero se tomará en cuenta los criterios asociados al análisis del método racional e hidrograma unitario triangular.

El método racional se utiliza en hidrología para determinar el caudal instantáneo máximo de descarga de una cuenca hidrográfica.

$$Q_{max} = C I_c A$$

Dónde:

Qmax	=	Caudal máximo expresado en m ³ /s
C	=	Coefficiente de escurrimiento (o de escorrentía).
Ic	=	Intensidad de la precipitación concentrada en mm/s en un periodo igual al tiempo de concentración (Tc).

El hidrograma unitario triangular es uno de los métodos utilizados en hidrología, para la determinación del caudal producido por una precipitación en una determinada cuenca hidrográfica. El más apropiado para el tamaño de esta cuenca.

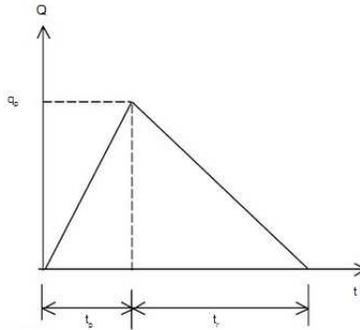


Figura 49. Hidrograma Unitario Triangular.

El gasto pico se obtiene de la siguiente expresión:

$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{2V}{t_p}$$

Dónde:

V	=	$I_{max} t_c C A$.
I _{max}	=	Intensidad de lluvia máxima en el tiempo de concentración y periodo de retorno apropiado.
t _c	=	Tiempo de concentración.
C	=	Coefficiente de escurrimiento.
A	=	Área de cuenca.
t _p	=	$\frac{t_c}{2} + 0.6t_c$

El problema se convierte, en este momento, en encontrar el tiempo de concentración. Éste puede ser calculado por varios métodos, los cuales se muestran a continuación:

Formula de Kirpich:

$$t_c = 3.98 \left(\frac{L}{S^{0.5}} \right)^{0.77}$$

Donde es necesario conocer la pendiente media (S) y la longitud del cauce principal.

Formula de Giandotti:

$$t_c = \frac{\sqrt{A} + 1.5 L}{0.8 \sqrt{\Delta h}}$$

Donde es necesario conocer: el área de cuenca (A), la longitud del cauce principal (L) y la diferencia de alturas (Δh).

La siguiente tabla muestra los valores y los resultados de la aplicación de ambas ecuaciones y la selección de un valor promedio:

Longitud del Cauce Principal [m]	L	8205
Pendiente Media	S	0.091
Área de cuenca [km ²]	A	10.13
Altura Superior [m]	h _{max}	1458
Altura Inferior [m]	h _{min}	711
Diferencia de Altura [m]	Δh	747
Tc Kirpich [min]	tc	50.63
Tc Giandotti [min]	tc	42.5
Tc Promedio [min]	tc	45

Tabla 10. Cálculos del tiempo de concentración.

Con el tiempo de concentración obtenido, nos auxiliamos de las curvas IDF de la zona de interés, considerando un período de retorno de 50 años, y obtenemos la intensidad máxima.

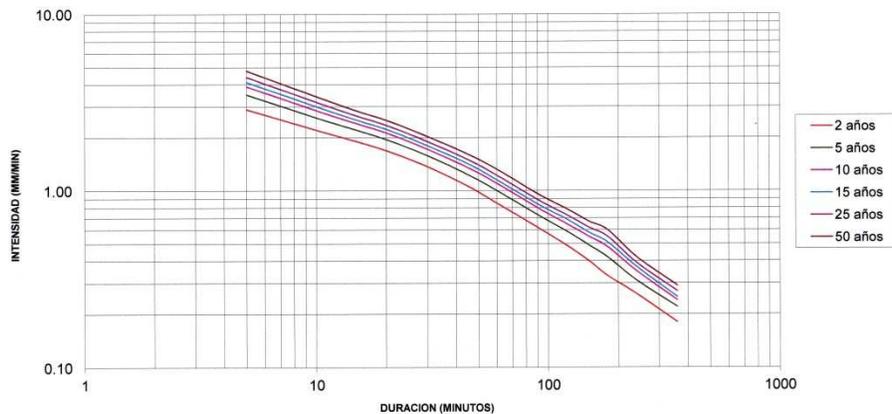


Figura 50. Curvas IDF para el punto de interés.

Las curvas nos dan el valor de máxima intensidad, considerando el tiempo de concentración (entrando en el eje de las abscisas) y cortando la curva del período de retorno de 50 años. El valor leído del eje de las ordenadas es el valor buscado, que para el caso nos resulta de **1.8 mm/min**.

El tiempo al pico (T_p) se obtiene a partir del tiempo de concentración, y con él junto con: la intensidad máxima, área de la cuenca y coeficiente de escurrimiento se determina el gasto máximo.

El gasto máximo permitirá determinar el diseño del vertedero y con él las obras de azud y toma de agua.

Es importante identificar que para la cuenca en consideración se tiene un terreno rural con bosque abundante y pendiente mayor al 7% por lo que puede considerarse un coeficiente de escurrimiento de 0.48¹⁰

Con dicho coeficiente se calcula el gasto máximo según lo siguiente:

$$t_p = \frac{t_c}{2} + 0.6 t_c = 49.5 \text{ min.}$$

$$t_b = 1.67 t_p = 132.16 \text{ min.}$$

$$V = I_{max} t_c C A = 393,854 \text{ m}^3$$

$$Q_{max} = \frac{2 V}{t_b} = 99.33 \text{ m}^3/s$$

Con estos valores, y tomando en cuenta un vertedero rectangular con: una rampa de entrada del 2% de pendiente, asumiendo una base de 5 metros, y un acabado de concreto (n= 0.013):

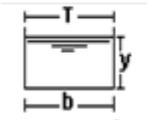
Sección	Área Hidráulica A	Perímetro Mojado P	Radio Hidráulico R	Espejo de Agua T
 Rectangular	by	$b + 2y$	$\frac{by}{b + 2y}$	b

Tabla 11. Ecuaciones para vertedero rectangular.

Valiéndonos de la aplicación de la fórmula de Manning:

$$Q(y) = \frac{1}{n} A R^{2/3} \sqrt{S}$$

Dónde:

- n = Coeficiente de rugosidad de Manning.
- A = Área de cuenca [m].
- R = Radio hidráulico [m].
- S = Pendiente.

¹⁰ Según tablas de Ven Te Chow.

Y despejando para el tirante "y", nos resulta:

$$y = 1.78$$

Se elegirá un tirante de 2 m, para efectos prácticos, con el cual se podría manejar un caudal máximo de hasta **116.70 m³/s**.

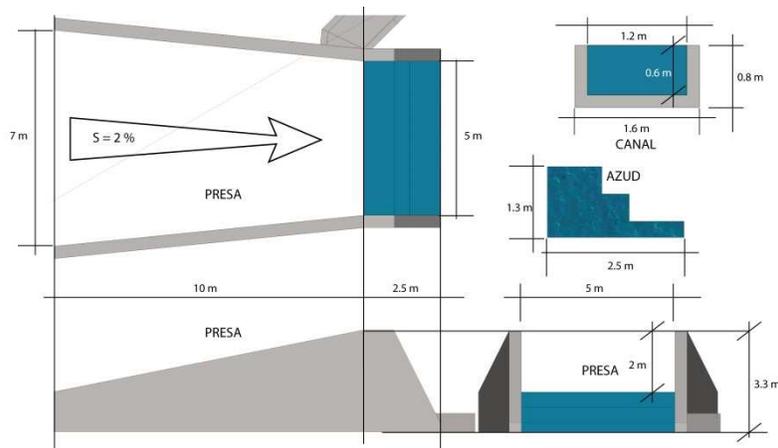


Figura 51. Dimensionamiento de dique y azud.

4.2.2. Canal de Captación.

El canal de captación se dimensiona de acuerdo al caudal de diseño o equipamiento, siguiendo un procedimiento similar al vertedero, usando la fórmula de Manning.

$$Q(y) = \frac{1}{n} A R^{2/3} \sqrt{S}$$

Como parámetros de diseño, y apegándose a las características del terreno, se ha considerado una base de canal de 1.2 m, un coeficiente de rugosidad de 0.013 y una pendiente de 0.001.

Con las consideraciones anteriores nos resulta un tirante de 0.32 m, el cual se ha agregado 0.15 metros para evitar rebales, quedando un tirante de obras de 0.47 m. Valores prácticos nos arrojan una altura de pared de 0.5 metro.

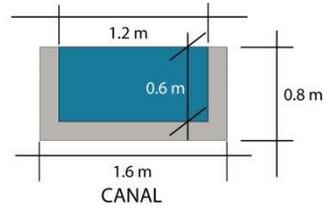


Figura 52. Dimensionamiento de canal de conducción.

4.2.3. Desarenador.

El desarenador es un componente fundamental para evitar que los sedimentos lleguen hasta los álabes de la turbina, dañándola significativamente.

Se ha diseñado el mismo tomando los siguientes criterios.

- El ancho del desarenador no debe ser menor al doble del tirante del canal.
- El largo del desarenador no debe ser menor a ocho veces el ancho del mismo.

Tomando esos criterios se ha diseñado el desarenador con:

Ancho del desarenador = **2.40 m.**

Largo del desarenador = **19.2 m.**

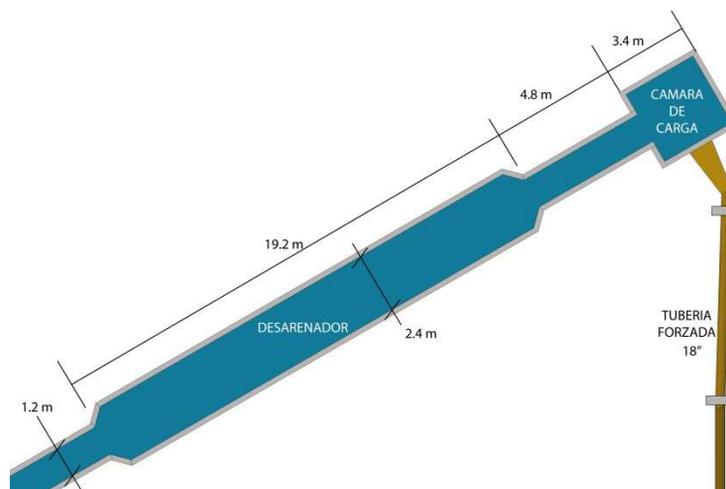


Figura 53. Dimensiones del desarenador.

4.3. SELECCIÓN DE OBRAS E INSTALACIONES ELECTROMECAÑICAS.

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 con 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, específicamente el equipo turbo generador, 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. Esta sección se concentra en la selección de la tubería y turbina a utilizar, los criterios de selección y la aplicabilidad para las condiciones del sitio y el esquema de explotación propuesto. Para ello se apoyará de los resultados obtenidos en los cálculos energéticos del anterior capítulo.

4.3.1. Dimensionamiento de la tubería forzada.

Para dimensionar una tubería para conducir agua a una turbina, las pérdidas de carga deben ser las mínimas posibles en consonancia con la economía del conjunto. Se aceptan de manera general que en pequeñas centrales las pérdidas de carga no sean mayores de un 4%. Es de uso común en cálculos simplificados, utilizar formulas empíricas que han mostrado buenos resultados en la práctica para encontrar el diámetro que resulta más económico para una conducción, es decir, el que representa el menor coto y a la vez es hidráulicamente eficiente. La siguiente es una de estas formulaciones:

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

Dónde:

n	=	Coefficiente de rugosidad.
Q	=	Caudal en m ³ /s.
L	=	Longitud de tubería en m.
H _f	=	Pérdidas de altura.

Aplicaremos la siguiente ecuación considerando los siguientes criterios:

- Por las características del terreno, el caudal de diseño y practicidad, se ha considerado la utilización de tubería PVC recubierta.
- De tablas, se ha considerado un $n = 0.009$ (para el PVC).
- La longitud de la tubería forzada se ha estimado con una longitud de 44.93 metros.
- Las pérdidas no pueden ser superior al 4% (1.8 metros).

Con las consideraciones anteriores y aplicando la fórmula empírica, el resultado es el siguiente:

$$D = 315 \text{ mm}$$

$$D = 12.42 \text{ pulg.}$$

Ya que se debe tomar en cuenta los valores comerciales de diámetros disponibles para el PVC, y tomando en cuenta que al aumentar el área de la conducción las pérdidas disminuyen, se procede a escoger el diámetro inmediato superior. El diámetro seleccionado es de **18 pulgadas**.

4.3.2. Selección de la turbina.

La correcta selección de la turbina implica que los caudales de operación, la caída disponible y por ende los cálculos energéticos y factores de planta hayan sido determinados con la mayor precisión posible. El procedimiento que se sigue involucra la interacción con los proveedores de equipo, quienes en función de los datos básicos de salto neto, caudal, tipo de turbina y configuración definidos como parte del diseño y análisis de la central, determinan el modelo específico de equipo solicitado que se ajusta mejor al comportamiento requerido considerando curvas reales de funcionamiento.

Los parámetros involucrados en la selección involucran tanto aspectos técnicos como económicos. El esquema especificado para la central puede requerir equipos con altas eficiencias operando a caudal máximo (centrales de punta) o equipos que operen con eficiencias más moderadas, pero que abarquen un mayor rango de funcionamiento (centrales a filo de agua).

El criterio que prevalece es el económico, se selecciona el equipo que produce la mayor cantidad de energía anual al menor costo (incluido operación y mantenimiento) para la escala particular de una pequeña central.

La turbina es el elemento que permite aprovechar la energía cinética proveniente del agua circulante

transmitiéndola al eje de un generador donde se produce la energía eléctrica. Dependiendo de su funcionamiento se han desarrollado turbinas de dos tipos principales: turbinas de acción y turbinas de reacción. Cada tipo de turbina está diseñado para funcionar de mejor forma bajo condiciones específicas. En el mercado actual, es posible encontrar estas variaciones:

Turbinas Pelton: se emplea en saltos elevados que tienen poco caudal. Está formada por un rodete (disco circular) móvil con álabes (cazoletas) de doble cuenco. El chorro de agua entra en la turbina dirigido y regulado por uno a varios inyectores, incidiendo en los álabes y provocando el movimiento de giro de la turbina. Estas turbinas tienen una alta disponibilidad y bajo coste de mantenimiento. Aunque su costo de adquisición es alto, su rendimiento también (superior a 90% en condiciones de diseño: presenta una curva de rendimiento bastante plana con un rendimiento superior al 80% para un caudal del 20% del nominal).

Flujo cruzado o Michell-Banki: también conocida como de doble impulsión u Ossberger. 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. El rendimiento máximo es inferior al de las turbinas Pelton, siendo aproximadamente del 85%, pero tienen un funcionamiento con rendimiento prácticamente constante para caudales de hasta 1/16 del caudal nominal.

Debido a la variabilidad detectada en la curva de duración de caudales, la opción óptima debe poseer las siguientes características:

- Aprovechar el caudal que produce más energía con la mayor eficiencia posible.
- Se capaz de operar en caudales sustancialmente inferior al caudal de diseño para no ser subutilizada con factores de planta demasiados bajos.
- Tener un costo bajo debido a que las potencias a obtener son pequeñas.
- Mantenimiento sencillo y de bajo costo, con suministros de repuestos garantizados.

En la gráfica siguiente, se hace una presentación de los rangos de operación de las principales turbinas que se encuentran en el mercado, de tal forma de realizar una selección adecuada del equipo electromecánico que optimice la producción de energía y que se apegue a los criterios anteriormente analizados. También, se ha dibujado sobre la gráfica, el caudal de diseño junto con la altura bruta de aprovechamiento.

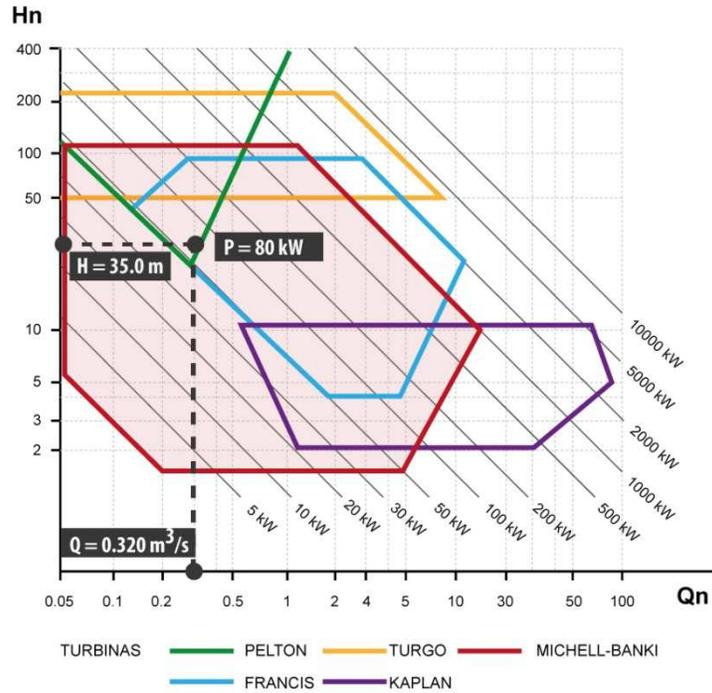


Figura 54. Dimensionamiento de la capacidad de la turbina.

La selección óptima apunta a la utilización de una turbina de tipo flujo cruzado o Michell-Banki, tanto por los costos de adquisición así como la producción de energía.

4.4. DISEÑO BÁSICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS.

En este ítem y en forma resumida se ilustran los cálculos para determinar las magnitudes de algunos equipos y sus parámetros de operación a plena carga.

4.4.1. Memoria de cálculos:

Potencia aparente:

Considerando un factor de potencia de 0.9:

$$\frac{P}{S} = \cos\phi; \quad S = \frac{P}{\cos\phi}; \quad S = \frac{80 \text{ kW}}{0.9} = 90 \text{ kVA}$$

Intensidad de la corriente en 13.2 kV:

$$I = \frac{VA}{V \sqrt{3}}; I = \frac{90,000 VA}{13,200 V \sqrt{3}} = 3.93 A$$

Banco de transformadores:

Estará compuesto de tres transformadores monofásicos de 37.5 kVA, para una potencia total de 112.5kVA, con una relación de transformación de 480 V/13.2 KV, siendo el equipo principal de la subestación. La potencia del banco de transformadores fue considerada por la potencia de generación, más un margen de seguridad (25%), tomando como base futuras ampliaciones de la central.

Tensión de generación:

Se determinó la tensión de salida del generador en un valor de 480 V, el cual será utilizado directamente para suministro de energía para el servicio propio de casa de máquinas. La tensión será elevado a un valor final de 13.2 KV para la interconexión con el distribuidor local.

Intensidad de la corriente en 480V:

Salida de cada generador:

$$I = \frac{VA}{V \sqrt{3}}; I = \frac{37,500 VA}{480 V \sqrt{3}} = 45.10 A$$

Salida del bus colector en baja tensión:

$$I = \frac{VA}{V \sqrt{3}}; I = \frac{112,500 VA}{480 V \sqrt{3}} = 135.31 A$$

Intensidad de corto circuito en baja tensión:

La intensidad de corto circuito resultará de las contribuciones del transformador más las del generador, con la impedancia establecida por los respectivos fabricantes de los equipos, la cual se obtiene de la fórmula siguiente:

$$I_{cc} = \frac{100 * kVA \text{ base}}{Z\% * \sqrt{3} * kV}$$

Cálculo de intensidad de corto circuito de cada transformador:

$$I_{cc} = \frac{100 * 37.5}{4 \sqrt{3} 480} = 1.12 \text{ kA}$$

Calculo de intensidad de corto circuito del generador:

$$I_{cc} = \frac{100 * 80}{4 \sqrt{3} 480} = 2.40 \text{ kA}$$

La intensidad de corto circuito total es dada por la sumatoria de las intensidades de los tres transformadores y la intensidad del generador.

$$I_{cc \text{ total}} = 5.76 \text{ kA}$$

El valor total de la intensidad puede varia dependiendo de los requerimientos del diseño final.

4.4.2. Sistema de protección:

En forma general, todos los componentes en un sistema eléctrico están sujetos a fallas, las cuales normalmente afectan la continuidad del servicio y conllevan a producir daños en equipos periféricos o auxiliares que estén entre los puntos de falla.

El sistema de protección está diseñado para detectar, ubicar y proteger en forma automática al resto del sistema y evitar daños consecuentes o en su defecto minimizar el daño del equipo fallado.

Los sistemas de protección deben ser selectivos, estables y confiables, así, manteniendo estas características constructivas los demás equipos que componen el grupo generador están protegidos y no se ven afectados cuando un elemento falla o de daña.

4.4.3. Cortacircuitos:

Los cortacircuitos fusibles son usados en los sistemas de distribución y proporcionan una protección confiable para interrumpir fallas o sobrecargas de corriente, por acción de la fusión del elemento fusible, según su intervalo de capacidad interruptiva. Son diseñados para instalación a la intemperie, en posición vertical.

Las características de estos cortacircuitos están bajo las normas de construcción de líneas de 13.2

KV, presentadas por la Superintendencia General de electricidad y Telecomunicaciones (SIGET).

4.4.4.Relevadores o relés de protección:

Los relevadores son dispositivos conectados a través de los sistemas de potencia para accionar en condiciones intolerables o no deseadas dentro de los límites establecidos. Los relés de protección utilizados en el esquema de protección, accionan cuando ocurre una sobrecorriente, sobrecarga, sobretension, secuencia de fase, etc.

4.4.5.Equipos eléctricos:

Los equipos eléctricos son todos los elementos que conforman el sistema eléctrico principal, sistemas auxiliares, de control y protección:

- Transformador de potencia.
- Transformadores de corriente.
- Transformadores de tensión.
- Pararayos.
- Interruptores.
- Equipos de protección.
- Equipos de control.
- Tableros de distribución.

4.4.6.Sistemas auxiliares:

Los sistemas auxiliares no forman parte directa del sistema de generación de energía pero interactúan con este para realizar operaciones de soporte.

Sistemas de iluminación.

El sistema de iluminación de la central, contara con un sistema principal y uno de emergencia. Ambos sistemas básicamente cubrirán las áreas de casa de máquinas, área de toma, carretera de acceso, zona de subestación eléctrica. El sistema principal se alimentara del bus colector de 440 Vac y el sistema de emergencia se alimentara de un sistema de baterías con una capacidad de operación de cuatro horas y actuara solamente en caso de fallar el suministro de 440 Vac.

Sistema contra incendio.

En la casa de maquina se instalara un sistema para detección de incendios, que pueden ser de humos o de llamas, dependiendo del punto que se quiere controlar, así mismo según el área, se instalaran extintores portátiles para fácil manejo. En la subestación principal se instalaran extintores portátiles.

Sistema de climatización.

En la casa de máquinas se instalara un sistema de climatización para mantener un ambiente operativo para los diferentes equipos y prevenir deterioros de los sistemas electrónicos por el exceso de calor. El sistema estará conformado por 2 equipos de aire acondicionado, uno principal y el otro de respaldo.

4.4.7. Sistema de red de tierra:

La función principal de una red de tierra, es limitar la tensión con respecto a tierra que puede presentarse en un momento dado entre las masas metálicas, asegurando el accionamiento de las protecciones, eliminar o disminuir el daño en el equipo utilizado y proteger al personal operador de una descarga eléctrica al tener contacto con los equipos.

Fijar el nivel de potencial de todas las masas metálicas con respecto a tierra, proteger las máquinas y aparatos de las sobretensiones y asegurar la protección personal son los objetivos fundamentales de una red de tierra.

Con respecto a su funcionamiento, la red de tierra se clasifica en tres grupos: red de tierra de protección, red de tierra de funcionamiento y red de tierra de trabajo.

Cálculo de la red de tierra

Calculo de la resistencia de la malla de tierra

$$R = \left(\frac{\delta}{4} r\right) + \left(\frac{\delta}{L}\right)$$

Dónde:

R	=	resistencia de tierra en Ω
δ	=	resistividad del terreno
L	=	longitud total del conductor enterrado

R = radio equivalente de la superficie

Este cálculo será definitivo cuando se tenga el estudio de suelos y el estudio de resistividad del terreno, para poder definir con mayor exactitud la malla.

4.5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
Manuales de Energías Renovables: Minicentrales Hidroeléctricas.
Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
2006. 180 pág.

- Torres Herrera, F.
Obras Hidráulicas.
LIMUSA, Mexico 1990.

- Chow, Ven Te.
Hidrología Aplicada.
McGraw-Hill, 1994. pág.
ISBN: 958-600-171-7

CAPÍTULO 5: INVENTARIO DE MATERIALES Y COSTOS.

5.1. INTRODUCCIÓN.

Contrario a los grandes proyectos hidroeléctricos, las pequeñas centrales exigen optimizar los costos de implantación al mínimo. Las obras son de pequeña magnitud y se trata de aprovechar al máximo la infraestructura existente para reducir los costos de construcción, puesta en marcha y operación. En este capítulo se realizarán estimaciones sobre los costos de las principales obras, utilizando los resultados del dimensionamiento de las obras.

El diseño básico propuesto permite la estimación de los costos requeridos para la construcción del proyecto y los rangos de operación en cuanto a potencia y equipamiento. En los siguientes apartados se presentan los resultados del análisis de costos y a partir de ellos, se procederá a realizar el análisis financiero de la inversión.

5.2. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE OBRAS CIVILES

Las principales obras a estimarse son:

- Azud o Dique
- Canal de derivación
- Desarenador
- Cámara de Carga

La estimación en inversión total asociada a estas obras se ha obtenido mediante aplicación de los precios unitarios a las cantidades de obras estimadas. Las mediciones de las unidades de obra han sido obtenidas en base a la definición de cada parte de las obras desarrolladas a lo largo de los diferentes dimensionamientos del proyecto.

Azud o Dique:

Costo de Dique y Azud						
A. Materiales						
	Volumen	Unidad	Factor	Total	Precio Unit	Ptotal
Cemento	32.2	Bolsas	7.2	231.84	\$8.50	\$ 1,970.64
Arena	32.2	m3	0.47	15.134	\$16.00	\$ 242.14
Grava	32.2	m3	0.47	15.134	\$36.00	\$ 544.82
Hierro 1/2 BN		Quintales		23.25	\$56.00	\$ 1,302.00
Alambre		libra		50	\$1.25	\$ 62.50
Piedra		m3		45	\$45.00	\$ 2,025.00
Fraguada				30	\$8.50	\$ 255.00
Costo Total						\$ 6,402.11
						\$/m3 \$ 198.82
B. Mano de Obra						
Mano de Obra						\$ 5,000.00
Excavación		dias		8.75	15	\$ 131.25
Supervisión						\$ 600.00
Costo Total						\$ 5,731.25
C. Imprevistos						
Imprevistos						\$ 1,213.34
Costo Total						\$ 1,213.34
Gran Total						\$ 13,346.69
						\$/m3 \$ 414.49
Duración						15 dias

Tabla 12. Costos de Dique y Azud.

Canal de derivación:

Costo de Canal de Derivación						
A. Materiales						
	Metro L.	Unidad	Factor	Total	Precio Unit	Ptotal
Ladrillo Barro	49.3	Unidad	84	4141.2	\$0.20	\$ 828.24
Arena	49.3	m3	0.12348	6.09	\$16.00	\$ 97.40
Cemento	49.3	Bolsas	1	49.3	\$8.50	\$ 419.05
Piedra		m3		31.55	\$45.00	\$ 1,419.84
Material de Trazo						\$ 50.00
Costo Total						\$ 2,814.53
						\$/ml \$ 87.41
B. Mano de Obra						
Excavación	94.65	m3	1	94.65	\$2.50	\$ 236.63
Mano de Obra	49.3	m		49.3	\$20.00	\$ 986.00
Supervisión						\$ 900.00
Costo Total						\$ 2,122.63
C. Imprevistos						
Imprevistos						\$ 493.72
Costo Total						\$ 493.72
Gran Total						\$ 5,430.87
						\$/ml \$ 110.16
Duracion						21 dias

Tabla 13. Costos del Canal de Derivación.

Desarenador:

Costo de Desarenador						
A. Materiales						
	Area	Unidad	Factor	Total	Precio Unit	Ptotal
Ladrillo Barro	70	m2	26	1820	\$0.20	\$ 364.00
Arena	70	m3	0.15	10.5	\$16.00	\$ 168.00
Cemento	70	Bolsa	0.75	52.5	\$8.50	\$ 446.25
Piedra		m3		28.00	\$45.00	\$ 1,260.00
Material de Trazo					100	\$ 50.00
Costo Total						\$ 2,288.25
						\$/m2 \$ 71.06
B. Mano de Obra						
Excavación	53.76	m3	1	53.76	\$2.50	\$ 134.40
Mano de Obra	70	m2		70	\$18.00	\$ 1,260.00
Supervisión						\$ 300.00
Costo Total						\$ 1,694.40
C. Imprevistos						
Imprevistos						\$ 398.27
Costo Total						\$ 398.27

Gran Total	\$ 4,380.92
\$/ml	\$ 62.58
Duracion	30

Tabla 14. Costos del Desarenador.

Cámara de carga:

Costo de Cámara de Carga						
A. Materiales						
	Area	Unidad	Factor	Total	Precio Unit	Ptotal
Ladrillo Barro	20	m2	26	520	\$0.20	\$ 104.00
Arena	20	m3	0.15	3	\$16.00	\$ 48.00
Cemento	20	Bolsa	0.75	15	\$8.50	\$ 127.50
Piedra		m3		12.77	\$45.00	\$ 574.56
Material de Trazo					50	\$ 50.00
Costo Total						\$ 904.06
						\$/m2 \$ 28.08
B. Mano de Obra						
Excavación	12.77	m3	1	12.77	\$2.50	\$ 31.93
Mano de Obra	20	m2		20	\$18.00	\$ 360.00
Supervisión						\$ 300.00
Costo Total						\$ 691.93
C. Imprevistos						
Imprevistos						\$ 159.60
Costo Total						\$ 159.60

Gran Total	\$ 1,755.58
\$/ml	\$ 87.78
Duracion	15 dias

Tabla 15. Costos de la Cámara de Carga.

5.3. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE OBRAS MECÁNICAS

Las principales obras a estimarse son:

- Tubería de Presión.
- Turbina.

La estimación en inversión total asociada a estas obras se ha obtenido mediante aplicación de los precios unitarios a las cantidades de obras estimadas. Las mediciones de las unidades de obra han sido obtenidas en base a la definición de cada parte de las obras desarrolladas a lo largo de los diferentes dimensionamientos del proyecto.

Tubería de Presión:

Costo de Tubería de Presion						
A. Materiales						
	Metros	Unidad	Factor	Total	Precio Unit	Ptotal
Tubería 18 "	44	m	1	44	\$250.00	\$ 11,000.00
Piedra		m3		15.84	\$45.00	\$ 712.80
Anclaje	44	unidad	1	6	\$125.00	\$ 750.00
Costo Total						\$ 12,462.80
						\$/m2 \$ 387.04
B. Mano de Obra						
Excavación		m3	1	105	\$2.50	\$ 262.50
Mano de Obra		m		44	\$25.00	\$ 1,100.00
Supervisión						\$ 600.00
Costo Total						\$ 1,962.50
C. Imprevistos						
Imprevistos						\$ 1,442.53
Costo Total						\$ 1,442.53
Gran Total						\$ 15,867.83
\$/ml						\$ 360.63
Duracion						30 dias

Tabla 16. Costos de la Tubería de Presión.

Turbina:

Resultado bastante difícil conseguir una cotización de una turbina de parte de proveedores, con la capacidad definida en este documento, sin embargo en base a aproximaciones realizadas sobre el precio de otros proyectos, se puede estimar que el costo de este equipo ronda los **\$20,000** y

\$25,000.

Haciendo una relación directamente proporcional al tamaño y precio de la turbina, podemos estimar además los costos de todo el equipo electromecánico, como sigue:

Equipo Electromecánico	
Turbina Generador	\$ 25,000.00
Equipo de control	\$ 12,000.00
Cubículo de Tablero de Control	\$ 2,300.00
Partes de Repuesto	\$ 2,650.00
Miscelaneos	\$ 3,000.00
Total	\$ 44,950.00

Tabla 17. Estimación de costos de equipo electromecánico.

5.4. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE OBRAS ELECTRICAS

Con la ayuda de los sistemas de información geográficos, podemos estimar la distancia de la línea de transmisión hacia el punto de interconexión más cercano.

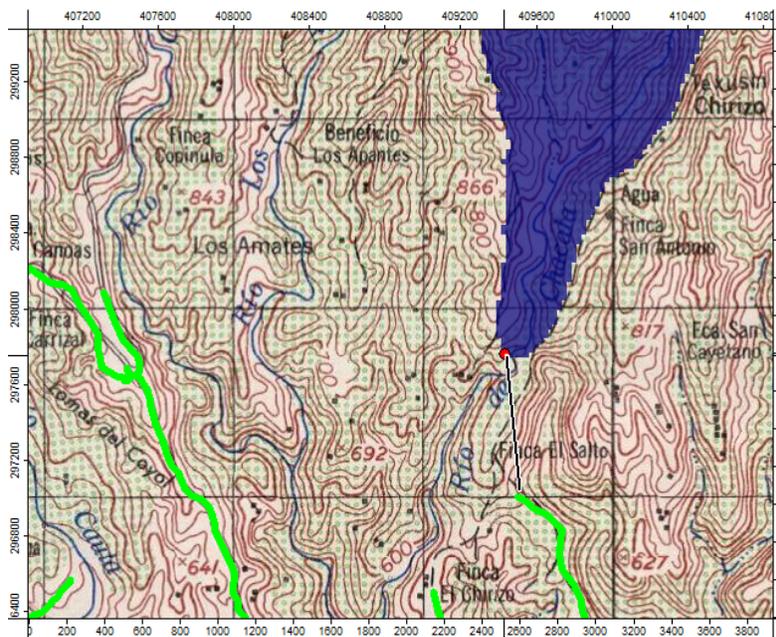


Figura 55. Distancia del proyecto hasta la línea más próxima.

Dicha distancia es aproximadamente 750 m lineales.

Considerando un costo aproximado de \$15,000 por kilómetro, se puede estimar que los costos de la

línea rondan los **\$11,250**.

Tomando en cuenta que hay que agregar costos de interconexión, banco de transformadores, equipo de medición y protecciones se ha podido estimar un costo total de por lo menos el doble de la línea de transmisión: **\$22.500**

5.5. ESTIMACIÓN DE COSTOS TOTALES

Tomando en cuenta las consideraciones de las secciones anteriores podemos hacer un resumen de todos los costos de implementación, considerando además los costos de trabajos preparatorios, costos de administración e imprevistos, los cuales son considerados como una proporción de las obras. En el siguiente cuadro resumen se muestra el costo total estimado del proyecto:

Costos de Construcción de Proyecto			
Descripción	Costo Estimado	Observaciones	
1. Trabajos preparatorios			
Calles y Acceso	\$ 20,000.00		
Campamento e instalaciones	\$ 2,044.00		
Sub-total	\$ 22,044.00		5% trabajo civil
2. Trabajo Civil			
Dique y Azud	\$ 13,346.69		
Canaleta	\$ 5,430.87		
Desarenador	\$ 4,380.92		
Camara de Carga	\$ 1,755.58		
Casa de Maquinas	\$ 15,966.00		
Sub-total	\$ 40,880.06		
3. Equipo Hidráulico			
Tubería Forzada	\$ 15,867.83		
Turbina y Generador	\$ 44,950.00		
Sub-total	\$ 60,817.83		
4. Equipo Electromecánico			
Red Electrica	\$ 36,450.00		
Sub-total	\$ 22,500.00		
Costos Directos	\$ 146,241.90		
5. Administración e Ingeniería	\$ 14,624.19		10% Costos Directos
6. Imprevistos	\$ 2,924.84		2% Costos Directos
Costo Total	\$ 163,790.92		

Tabla 18. Costos totales del proyecto.

CAPÍTULO 6: ESTUDIO FINANCIERO PRELIMINAR.

6.1. INTRODUCCIÓN.

Los ingresos a producir por la energía eléctrica a generarse están directamente en función del régimen hidrológico del río, pues no se cuentan con la regulación que un embalse brinda a la operación de una central convencional. La evaluación de estos parámetros desde el punto de vista económico complementan a los análisis realizados previamente sobre los aspectos ingenieriles involucrados en el planteamiento del proyecto, para contar de este modo con instrumentos de decisión multidisciplinarios para la evaluación de las alternativas.

En este capítulo se desarrollará un breve estudio financiero que tiene como principales insumos: los costos preliminares determinados para la construcción de las obras, el modelo de generación eléctrica anual creado a partir del análisis hidrológico, los indicadores y parámetros financieros prevalcientes actualmente en la economía local su proyección futura, los indicadores de mercado energético y las posibles alternativas de financiamiento que son mayormente susceptibles a vincularse a este tipo de proyectos.

Se hará un breve estudio de mercado, para identificar el potencial nicho de negocios que garantice la venta de la energía. Posteriormente se estudiarán posibles fuentes de financiamiento y finalmente se determinarán los principales indicadores económico-financieros del proyecto.

6.2. ESTUDIO DE MERCADO

De acuerdo a lo indicado en la Ley General de Electricidad, el sector eléctrico salvadoreño se conforma por un Consejo Nacional de Energía, la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), la Unidad de Transacciones y los operadores Generadores, Distribuidores, Transmisor, Comercializadores y Usuarios Finales. Bajo la regulación de SIGET se encuentran las empresas distribuidoras, la empresa transmisora y la Unidad de Transacciones.

Desde el mes de agosto del 2011 el mercado spot, mejor conocido como Mercado Regulador del Sistema (MRS), opera bajo un esquema de costos, siendo la unidad marginal la que fija el precio hora a hora. Previo a agosto 2011 el mercado eléctrico salvadoreño operaba bajo un esquema de ofertas.

Pero no toda la energía es transada a precios marginales, pues existen otros mecanismos como la figura de contratos financieros los cuales son pactados mediante procesos de libre competencia, el beneficio de estos es que ayudan a estabilizar los precios de la energía independientemente de lo

que ocurra en el mercado spot.

A enero 2013 se tiene un total de 655.4 MW contratados; la duración de estos es entre 2 y 3 años, y en la medida que estos expiren, se van realizando nuevas licitaciones con el propósito de mantener un porcentaje base de contratación.

6.2.1. Mercado Eléctrico.

En el mercado eléctrico nacional se realiza la compra - venta de energía y sus servicios asociados, este se divide en dos tipos de Mercado:

- Mercado Mayorista
- Mercado Minorista

El Mercado Mayorista.

El mercado mayorista está conformado por los entes que compran y venden energía y cuyas instalaciones están conectadas a la red de transmisión, generadores conectados a la red de distribución con una potencia mayor o igual a 5MW, así como las empresas comercializadoras de energía. La capacidad instalada a la fecha, está distribuida en geotérmica, hidráulica, Biomasa y térmica.

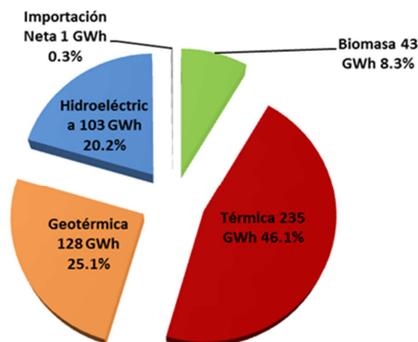


Figura 56. Participación de Fuentes en el mercado mayorista.

A enero 2013 se tiene un total de 655.4 MW contratados; la duración de estos contratos oscila entre 2 y 3 años, y en la medida que dichos contratos expiren se van realizando nuevas licitaciones con el

propósito de mantener un porcentaje base de contratación

A partir de agosto 2011, el mercado spot, mejor conocido como Mercado Regulador del Sistema (MRS), opera bajo un esquema de costos, siendo la unidad marginal la que fija el precio hora a hora.

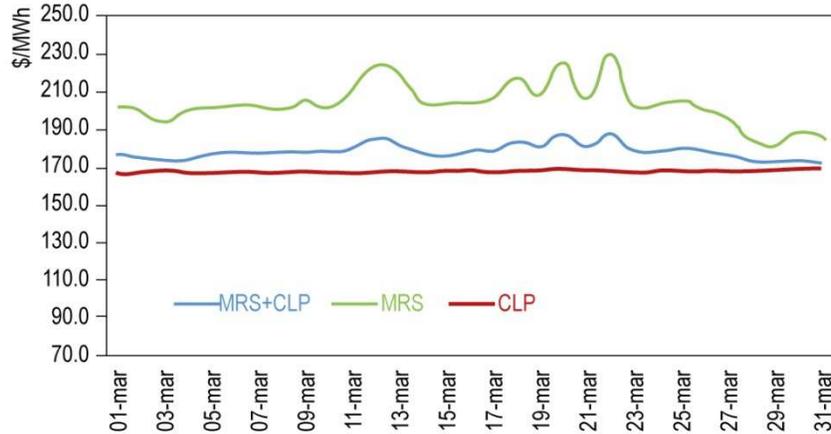


Figura 57. Precio de la energía.

El precio total de la energía trasladable a tarifa está compuesto por el precio de la energía que es vendida en el mercado Spot (MRS) y la energía que es vendida en el mercado de contratos de largo plazo (CLP), a este precio se adiciona la componente del cargo por capacidad (CPC) y la componente de los cargos del sistema (CSIS).

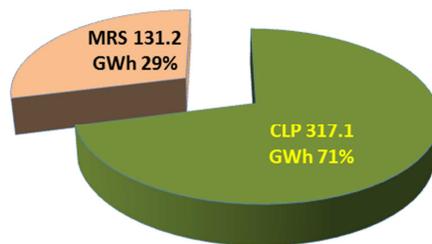


Figura 58. Energía retirada por las distribuidoras para el cálculo del precio de la energía.¹¹

¹¹ Fuente: Dirección de Mercado Eléctrico, CNE, marzo 2013

**Estudio de Pre-Factibilidad para la construcción de una PCH
Finca “El Salto”, Caserío Texusin, Cantón Chirizo, Ataco, Ahuachapán**



Figura 59. Detalle total del precio de la energía.¹²

La evolución histórica del precio de energía desde el año 2007 al presente año, se presenta en la tabla siguiente:

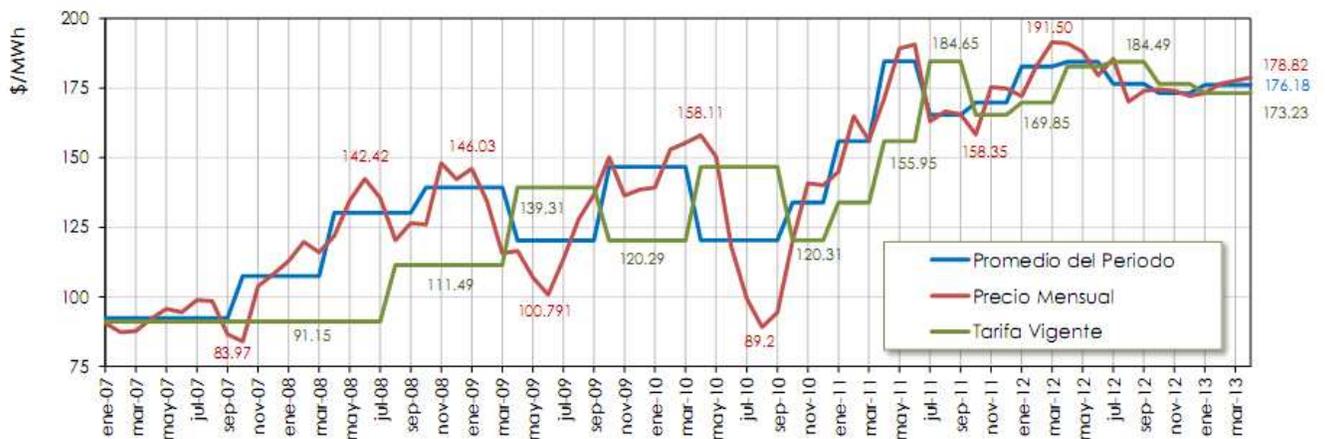


Figura 60. Evolución histórica del precio de la energía desde el año 2007.¹³

Tomando en cuenta la necesidad de modificar la matriz energética, se realiza actualmente un proceso de licitación por 350 MW de nueva inversión que tendrá una duración de 20 años y que se espera adjudicar a finales del año 2013 y que entre en operación en el año 2017.

Luego de las reformas realizadas al reglamento de la Ley General de electricidad, relacionadas con las condiciones para que un desarrollador pueda participar en el mercado mayorista, se ha establecido que únicamente podrán participar los proyectos de más de 5 MW de capacidad

¹² Fuente: Dirección de Mercado Eléctrico, CNE, marzo 2013

¹³ Fuente: Dirección de Mercado Eléctrico, CNE, marzo 2013

instalada y no será requisito imprescindible el disponer de capacidad firme.

El Mercado Minorista.

En la normativa vigente no se considera el despacho económico de unidades que no participan del Mercado Mayorista (Actividad controlada por UT), sin embargo, en la práctica existe un mecanismo de auto-despacho acordado entre el generador y el distribuidor.

El mercado minorista se encuentra conformado por aquellos generadores conectados a un voltaje menor de 115 kV, con potencia inferior a 5 MW y sin garantía de capacidad firme, en este tipo de mercado, la transacción de la energía se ha realiza en forma de contratos bilaterales, sin embargo a partir del año 2013 que 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.

El suministro a licitar se distribuye en los siguientes Bloques de Potencia a Instalar y Energía Asociada:

- Tecnología de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: 4.0 MW; para este bloque la capacidad máxima por proyecto deberá ser menor o igual a 500 KW.
- Tecnología Solar Fotovoltaica: 6.0 MW; para este bloque la capacidad máxima por proyecto deberá ser menor o igual a 400 KW.
- Tecnología Biogás: 4.0 MW; para este bloque la capacidad máxima por proyecto deberá ser menor o igual a 1.0 MW.

Adicionalmente, se reserva un Bloque de 1.0 MW para ser adjudicado a “Usuarios Auto-Productores Residenciales Renovables” con tecnología fotovoltaica, para quienes la capacidad máxima instalada por proyecto a contratar será menor o igual a 5 KW, en los términos establecidos en el Acuerdo No.120-E-2013.

De acuerdo a la ubicación del Proyecto y tomando en consideración las áreas de incidencia de las diferentes distribuidoras, se establece que la distribuidora cercana al proyecto es CLESA.

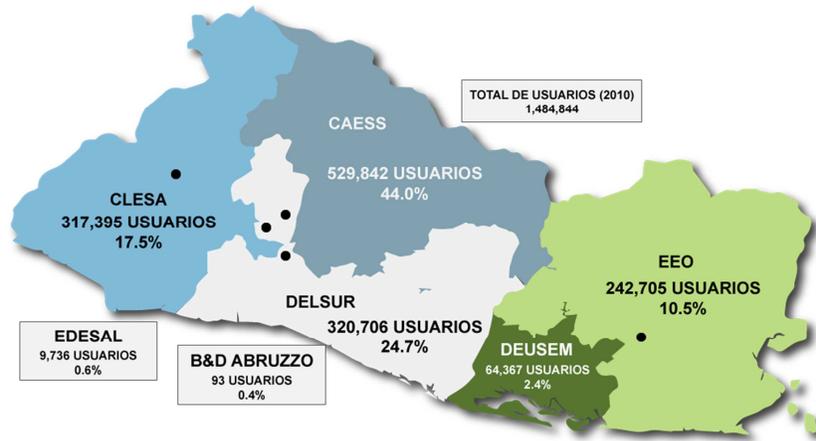


Figura 61. Participación en las ventas de electricidad de las compañías distribuidoras, 2010.¹⁴

6.2.2. Mecanismo de Venta.

En el Mercado Minorista de Electricidad (Red de Distribución), la venta de energía se realiza sobre la base de contratos bilaterales entre el generador y el distribuidor, los cuales definen el periodo de validez o vigencia y que ha oscilado entre 4 a 6 años; sin embargo se tiene conocimiento de que los últimos contratos han elaborado con una vigencia de hasta de 10 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%. Por lo tanto un ejemplo de precio de energía en estos momentos (\$ 178.82 marzo 2013), podría oscilar entre un mínimo de \$164.51 y un máximo de \$169.88, siendo dicho precio actualizado en cada cambio de tarifa.

En tal sentido, para dar mayor garantía en tiempo y estabilidad de precios al generador, se desarrolló la propuesta de contratos especiales de fuentes renovables de energía, estableciéndose periodos que oscilan entre 15 y 20 años y un precio techo de energía para cada tecnología, al cual tendrá un Precio de Adjudicación que será ajustado anualmente para reflejar los cambios en los componentes de costos del Vendedor, de acuerdo con la fórmula que se indica a continuación:

¹⁴ Fuente: Dirección de Mercado Eléctrico, CNE, marzo 2013

$$PC(a) \left[\frac{\text{USD}}{\text{MWh}} \right] = FR \times PO \times \left[0.7 \times \frac{CPIU(a)}{CPIU(0)} + 0.3 \right]$$

Dónde:

- a = Cada uno de los años del Período de Suministro.
- FR = Factor de Reducción de los precios de energía ofertados utilizado en el procedimiento de adjudicación. De no utilizarse el FR, éste será igual a 1.000; en caso de utilizarse, el producto del FR por el PO deberá redondearse a dos decimales antes de aplicarse la fórmula.
- PC (a) = Precio del Contrato correspondiente al año “a”. El PC resultante de la aplicación de la fórmula deberá redondearse a dos decimales.
- PO = Precio de la Energía Ofertado indicado por el Proponente adjudicatario en su Propuesta Económica.
- CPIU(a)= Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos de América (Consumer Price Index for All Urban Consumers) correspondiente al segundo mes anterior al mes en el que se inicia un nuevo año “a” del período de suministro.

La fuente autorizada por la SIGET es la siguiente:

Índice de Precios al Consumidor de Los Estados Unidos de América: U.S. Department Of Labor, Bureau of Labor Statistics, Washington, D.C. 20212, Consumer Price Index for All Urban Consumers - (CPI-U), U.S. city average, All items.¹⁵

6.3. FINANCIAMIENTO DE OBRAS

6.3.1. Instrumentos financieros.

La tipología de la inversión, exigirá la selección de los instrumentos financieros y de las fuentes de financiamiento que mejor se adapten a las necesidades del proyecto.

En este sentido, de entre los principales instrumentos financieros que podrían ser utilizados para cubrir la diferencia entre la inversión requerida y los recursos disponibles (propios) destacan los instrumentos de deuda, especialmente porque el fomento a proyectos de energías renovables y de generación hidroeléctrica a pequeña escala se concentra en este tipo de financiamiento. Se caracteriza por plazos largos y por orientarse precisamente a las fases de construcción y

¹⁵ Fuente: Licitación No. CAESS-CLP-RNV-001-2013

equipamiento de las centrales.

6.3.2. Fuentes de financiamiento.

Los recursos otorgados a través de deuda provienen de bancos de diferente naturaleza:

- Bancos comerciales de los países involucrados.
- Bancos comerciales internacionales.
- Bancos multilaterales.
- Bancos públicos de desarrollo.

Las instituciones financieras como BANDESAL, BCIE y el FONDEPRO, cuentan con fondos de asistencia técnica que es un apoyo financiero que cubre los costos parciales o totales de consultorías y estudios de los empresarios sobre temas energéticos en su empresa; asimismo dichas instituciones tienen líneas de crédito para proyectos en Eficiencia Energética y Energías Renovables.

BANDESAL

El Banco de Desarrollo de El Salvador que opera como un banco de primer y segundo piso, ofrece fondos de mediano y largo plazo que son otorgados de forma directa o a través de instituciones financieras locales supervisadas por la Superintendencia del Sistema Financiero (SSF).

Sujetos de crédito personas naturales o jurídicas con categoría de riesgo A1, A2 y B de acuerdo a la SSF.

Inversiones elegibles para reducir emisiones de CO₂, sustitución o mejora de maquinaria, en energías renovables y eficiencia energética, entre otras.

BANDESAL maneja Fondos de Asistencia Técnica (FAT) y financiamientos de primero y segundo piso, que a continuación se detallan:

1. Fondos de asistencia técnica (FAT) no reembolsables.

BANDESAL tiene financiamiento para Asistencia técnica para cubrir los costos de consultorías y estudios de los empresarios que desean realizar inversiones para la reconversión ambiental, eficiencia energética y energías renovables en sus empresas.

En Eficiencia Energética Monto máximo de apoyo de la asistencia técnica US \$4.000.00. Aporte del empresario (reembolsable): 25%. Reintegro del aporte con la aprobación del crédito.

Energías Renovables. Monto máximo de apoyo de la asistencia técnica. US\$ 30.000.00. Aporte del empresario (reembolsable): 50%. Reintegro del aporte con la aprobación del crédito.

Requisitos para este financiamiento:

- Pertenecer a los sectores industria, servicios (salud, turismo y manejo de desechos), agropecuario (avícola, porcino, pesca y ganado), transporte, minas y canteras.
- Inversiones en mejoras de los procesos productivos.
- Tener calificación A o B en el sistema financiero.
- NIT de la empresa.
- Número de Registro de IVA.
- DUI y NIT del Representante Legal.

2. Líneas de primer piso, crédito colocado por el Fondo de Desarrollo Económico (FDE), y BANDESAL, 1er PISO.

Financiamiento para generación de energía

Objetivo: Promover la realización de inversiones a partir de fuentes renovables en proyectos de generación de energía con financiamiento a largo plazo.

Actividades a Financiar: Generación de energías alternativas o renovables, tales como: etanol, biomasa, hidráulicas, eólicas, solar, geotérmica, entre otras.

Destinos:

- Proyectos de generación de energías alternativas o renovables, plazo máximo 20 años, con 5 años de gracia.
- Capacitación de personal: Estudios de pre-inversión o transferencia tecnológica, contratación de expertos o consultores, plazo máximo 2 años, con 1 año de gracia.

BANDESAL dicta los PLAZOS que son menores que el resto de bancos, también el interés es menor. Ven viabilidad del proyecto y analizan financieramente al inversionista. El Riesgo del crédito lo asume BANDESAL.

3. Líneas de segundo piso, crédito colocado por instituciones financieras. Eficiencia Energética y Energía Renovable.

Destinos:

- Capital de Trabajo, plazo máximo 4 años, con 1 año de gracia.

- Adquisición de maquinaria, equipo, gastos de internación u otros activos mobiliarios, plazo máximo 11 años, con 3 años de gracia.
- Adquisición o desarrollo de construcciones, instalaciones, edificaciones e infraestructura física, plazo máximo 11 años, con 3 años de gracia.

Los BANCOS de segundo piso son los que dictan los plazos del crédito, los intereses a cobrar y otros requisitos como los legales, la viabilidad del proyecto y el análisis financiero. El Riesgo del crédito lo asume el intermediario.

BANDESAL únicamente da líneas en que proyectos hacer la inversión, el plazo hasta un número de años límite. La Ley de BANDESAL regula que esta no le puede establecer los intereses y los plazos a los bancos intermediarios.

El financiamiento puede realizarse a través de la red de bancos intermediarios con una tasa de interés de 3.6% más 3 a 4 puntos de intermediación. Línea especial para renovable, fondos de la KFW.

Actualmente existen aproximadamente 33 instituciones financieras de intermediarios quienes de acuerdo a su política establecen los requisitos para otorgar los créditos.

BCIE

Iniciativa MIPYMES Verdes, contribuir a la protección del clima y del medio ambiente, mediante la creación de accesos eficientes y sostenibles a productos financieros. Participantes todas las Instituciones Financieras Intermediarias (IFI). Beneficiarios las personas clientes de las instituciones intermediarias que deseen emprender proyectos amigables enfocados a Eficiencia Energética y Energía Renovable. Con una cobertura Regional. El BCIE entidad encargada de la ejecución de la iniciativa. Apoyo financiero por parte de la KFW y la Unión Europea ofrece recursos no reembolsables dentro del marco de la Facilidad de Inversión para Latinoamérica (LAIF).

1. FINANCIAMIENTO INTERMEDIO DE PROYECTOS

Esta línea exige garantías ya que el riesgo lo toma la banca. Instituciones Intermediarias: Instituciones que son elegidas por el BCIE. Monto máximo a financiar: Hasta US\$ 5millones por proyecto.

Beneficiarios del crédito:

- Todas las Micro, pequeña y mediana Empresa clientes y potenciales clientes de la Institución Financiera que tenga hasta 100 empleados. En caso de Eficiencia Energética que tenga hasta 100 empleados.
- Previo al otorgamiento del financiamiento para estos proyectos el BCIE exige los estudios de pre factibilidad y factibilidad del proyecto lo que puede ser financiado a través de la Cooperación Técnica del BCIE.

Indicadores de las Inversiones Elegibles:

- Eficiencia Energética ahorros igual o mayor al 15% de la factura energética.
- Energía renovable proyectos de generación de hasta 5MW.

Plazo: Hasta 10 años dependiendo del proyecto a realizar.

INVERSIONES ELEGIBLES DE FINANCIAMIENTO EN ENERGÍA RENOVABLE

Inversiones en generación de energía renovable utilizando energía solar, eólica pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración a partir de residuos sólidos o líquidos, generación de biogás.

Los BANCOS intermediarios son los que dictan los plazos del crédito, los intereses a cobrar, garantía bancaria o prendaria y otros requisitos como los legales, la viabilidad del proyecto y el análisis financiero.

El BCIE únicamente da líneas en que proyectos hacer la inversión, el plazo hasta un número de años límite y establece un interés más unos puntos por la intermediación.

El financiamiento puede realizarse a través de la red de bancos intermediarios con una tasa de interés de 5.50% tasa fija más 3 a 4 puntos de intermediación.

Actualmente tenemos alrededor de 28 instituciones financieras de intermediarios quienes de acuerdo a su política establecen los requisitos para otorgar los créditos.

6.4. CALCULO DE INDICADORES FINANCIEROS

Para proceder al cálculo de indicadores financieros es importante tener claro las siguientes consideraciones:

1. Inversión inicial.

La inversión total asociada a la pequeña central hidroeléctrica se ha obtenido mediante aplicación de los precios unitarios a las cantidades de obra estimada, tal como se había mencionado. Los costos totales del proyecto ascienden a **\$ 163,790.92**

2. Costos de operación y mantenimiento.

Los costes de operación hacen referencia a los gastos en los que se incurre por el simple hecho de que una instalación se encuentre en correcto funcionamiento. Incluye, por lo tanto, los consumos internos de energía, los sueldos de los operarios, los gastos de administración y limpieza de las instalaciones.

Teniendo en cuenta que el núcleo importante de las actividades de producción se concentra sobre todo en la operación eficiente de los equipos eléctricos y electromecánicos que componen el proyecto, el mantenimiento de estos equipos será una variable a considerar dentro del balance económico. En este sentido, bajo el concepto de costos de mantenimiento se aglutinan todos los gastos imputables a las operaciones de mantenimiento ordinario de los equipos (incluyendo materiales, maquinaria y mano de obra), la reposición de elementos por avería o desgaste, etc.

Como bien puede entenderse, estos costos son específicos de cada instalación por lo que , a nivel de estudios, suelen barajarse variaciones directamente relacionados con la potencia instalada. Estas variaciones se obtienen como promedio de los costos de mantenimiento de proyectos similares que se encuentren en explotación.

En este tipo de proyectos los costes de operación y mantenimiento tratan de reducirse al mínimo que garantice que ambas cosas se cumplan satisfactoriamente y la producción sea sostenible. **Se ha estimado globalmente como \$0.01/kWh producido.**

3. Costes financieros.

Los costes financieros están asociados al préstamo para financiamiento de la inversión. En consecuencia, sus costes estarán fundamentalmente asociados al tipo de interés contratado.

4. Vida útil.

La operación de pequeñas centrales hidroeléctricas puede comprender desde periodos relativamente cortos (15 años) hasta longevidades similares a las que ostentan proyectos hidroeléctricos convencionales. Para efectos de la evaluación del rendimiento del proyecto, el

Programa Operacional No. 6 del Área Temática del Cambio Climático del GEF recomienda considerar periodos de vida de 40 años, el límite de la vida útil de las obras siempre que cuente con el adecuado mantenimiento y operación. En cualquier caso, este parámetro se establece a criterio del promotor del proyecto. Por el contrario, la vida útil de las instalaciones electromecánicas es más reducida (entre 20 y 25 años).

Una vez tomadas las anteriores consideraciones, elaboramos un breve análisis de los flujos de caja asociados al proyecto. Los resultados se presentan en la siguientes tablas:

Información Básica	
% Depreciacion	5.00%

Año	Valor Inversion	Valor Depreciacion	Valor Residual
0	\$ (169,790.00)		
1		\$ 8,489.50	\$ 161,300.50
2		\$ 8,489.50	\$ 152,811.00
3		\$ 8,489.50	\$ 144,321.50
4		\$ 8,489.50	\$ 135,832.00
5		\$ 8,489.50	\$ 127,342.50
6		\$ 8,489.50	\$ 118,853.00
7		\$ 8,489.50	\$ 110,363.50
8		\$ 8,489.50	\$ 101,874.00
9		\$ 8,489.50	\$ 93,384.50
10		\$ 8,489.50	\$ 84,895.00
11		\$ 8,489.50	\$ 76,405.50
12		\$ 8,489.50	\$ 67,916.00
13		\$ 8,489.50	\$ 59,426.50
14		\$ 8,489.50	\$ 50,937.00
15		\$ 8,489.50	\$ 42,447.50
16		\$ 8,489.50	\$ 33,958.00
17		\$ 8,489.50	\$ 25,468.50
18		\$ 8,489.50	\$ 16,979.00
19		\$ 8,489.50	\$ 8,489.50
20		\$ 8,489.50	\$ -
Total	\$ (169,790.00)	\$ 169,790.00	\$ -

Tabla 19. Depreciación de las obras.

Información Básica

Monto Inversion	\$169,790.00
%Financiar	90.00%
Monto Financiar	\$152,811.00
Capital Propio	\$16,979.00
Interes Anual	7.6%
Plazo Años	20

Año	Couta	Interes	Capital	Saldo
0				\$152,811.00
1	(\$15,103.75)	\$ 11,613.64	\$3,490.11	\$149,320.89
2	(\$15,103.75)	\$ 11,348.39	\$3,755.36	\$145,565.53
3	(\$15,103.75)	\$ 11,062.98	\$4,040.77	\$141,524.76
4	(\$15,103.75)	\$ 10,755.88	\$4,347.87	\$137,176.90
5	(\$15,103.75)	\$ 10,425.44	\$4,678.30	\$132,498.59
6	(\$15,103.75)	\$ 10,069.89	\$5,033.85	\$127,464.74
7	(\$15,103.75)	\$ 9,687.32	\$5,416.43	\$122,048.31
8	(\$15,103.75)	\$ 9,275.67	\$5,828.08	\$116,220.24
9	(\$15,103.75)	\$ 8,832.74	\$6,271.01	\$109,949.23
10	(\$15,103.75)	\$ 8,356.14	\$6,747.61	\$103,201.62
11	(\$15,103.75)	\$ 7,843.32	\$7,260.42	\$95,941.20
12	(\$15,103.75)	\$ 7,291.53	\$7,812.22	\$88,128.98
13	(\$15,103.75)	\$ 6,697.80	\$8,405.94	\$79,723.03
14	(\$15,103.75)	\$ 6,058.95	\$9,044.80	\$70,678.24
15	(\$15,103.75)	\$ 5,371.55	\$9,732.20	\$60,946.04
16	(\$15,103.75)	\$ 4,631.90	\$10,471.85	\$50,474.19
17	(\$15,103.75)	\$ 3,836.04	\$11,267.71	\$39,206.48
18	(\$15,103.75)	\$ 2,979.69	\$12,124.06	\$27,082.42
19	(\$15,103.75)	\$ 2,058.26	\$13,045.48	\$14,036.94
20	(\$15,103.75)	\$ 1,066.81	\$14,036.94	\$0.00

Tabla 20. Amortización del Credito.

**Estudio de Pre-Factibilidad para la construcción de una PCH
Finca “El Salto”, Caserío Texusin, Cantón Chirizo, Ataco, Ahuachapán**

Información Básica		CALCULO DE FLUJOS DE CAJA										
Precio de venta del kWh	\$0.15											
Incremento del precio enegia	4%											
Total de kWh a año	249,211											
C.C.P.P.	10.00%											
Impuestos	25%											
CONCEPTO	AÑOS											
	0	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	
Ingreso por Ventas Energia		\$38,877	\$42,049	\$45,480	\$49,192	\$53,206	\$57,547	\$62,243	\$67,322	\$72,816	\$78,757	
Costo de ventas		\$623	\$623	\$623	\$623	\$623	\$623	\$623	\$623	\$623	\$623	
Utilidad Bruta		\$38,254	\$41,426	\$44,857	\$48,569	\$52,583	\$56,924	\$61,620	\$66,699	\$72,193	\$78,134	
Gastos de admon y ventas.		\$1,744	\$1,744	\$1,744	\$1,744	\$1,744	\$1,744	\$1,744	\$1,744	\$1,744	\$1,744	
Gastos financieros		\$100	\$100	\$100	\$100	\$100	\$100	\$100	\$100	\$100	\$100	
Amortizacion del Crédito		\$15,104	\$15,104	\$15,104	\$15,104	\$15,104	\$15,104	\$15,104	\$15,104	\$15,104	\$15,104	
Depreciacion		\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	
Utilidad antes de impuestos		\$12,816	\$15,988	\$19,420	\$23,131	\$27,145	\$31,486	\$36,182	\$41,261	\$46,755	\$52,697	
Impuestos sobre la renta (25%)		\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$7,872	\$9,046	\$10,315	\$11,689	\$13,174	
Utilidad despues de impuestos		\$12,816	\$15,988	\$19,420	\$23,131	\$27,145	\$23,615	\$27,137	\$30,946	\$35,066	\$39,522	
Depreciacion		\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	\$8,490	
Flujo a descontar		\$21,306	\$24,478	\$27,909	\$31,620	\$35,634	\$32,104	\$35,626	\$39,436	\$43,556	\$48,012	
Inversión Inicial	-\$169,790.00											
Valor Residual												
FLUJO NETO	-\$169,790.00	\$21,306	\$24,478	\$27,909	\$31,620	\$35,634	\$32,104	\$35,626	\$39,436	\$43,556	\$48,012	
		VAN=	77,998.69									
		TIR=	8.71%									

Tabla 21. Flujo de Caja del Proyecto.

Los indicadores financieros reflejan un resultado muy conservador, ya que aun cuando la VAN refleja un resultado positivo (\$14,803.09) la TIR está por debajo de la tasa de descuento (8.71%).

6.5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

- BCIE – Banco Centroamericano de Integración Económica.
www.bcie.org.
- BANDESAL – Banco de Desarrollo de El Salvador.
www.bandesal.gob.sv.
- Sierra, Guillermo.
Análisis Financiero.
PIRAMIDE, 2002. 544. pág.
ISBN: 978-843-6816-761

CONCLUSIONES.

Son muchos los factores involucrados en el funcionamiento a largo plazo de una inversión en energías renovables de carácter de la propuesta. Las estimaciones plasman el escenario que se puede proyectar a partir de las condiciones actuales.

El conjunto de variables impuestas por el mercado energético, la economía nacional, los costos de construcción y equipamiento, así como las condiciones crediticias vigentes permiten prever que el proyecto no puede ser rentable aún sustentado en un período de vida largo y considerando relaciones de recuperación de deuda relativamente lentas para este tipo de inversiones, como consecuencia de un alto nivel de deuda respecto a los ingresos periódicos a obtener.

Los valores de la tasa interna de retorno obtenidos no superan la tasa de interés del mercado. Para su evaluación se han considerado parámetros específicos para la estimación de los costos de inversión, financiamiento y operación y previsiones de ingresos de carácter conservador.

El valor actual neto de la inversión refleja cifras levemente positivas y ha sido calculado a partir de una tasa de descuento que establece rendimientos mínimos. El dueño del proyecto deberá determinar con mayor precisión si la tasa utilizada alcanza las expectativas e iguala su tasa de retorno mínima esperada.

Los indicadores obtenidos no reflejan que el proyecto es capaz de generar ganancias a rendimientos que superan la tasa de interés de referencia, estableciendo beneficios que no superan los costos, aun con un periodo de recuperación que alcanza al menos el plazo de financiamiento.

Sin embargo, se ha comprobado que la metodología propuesta y las herramientas informáticas planteadas al inicio de la presente investigación logran caracterizar efectivamente el comportamiento hidrológico de la cuenca y por lo tanto es un mecanismo adecuado para la realización de futuros estudios.

RECOMENDACIONES.

A pesar de los resultados no prometedores del estudio, se recomienda profundizar en una etapa de factibilidad, en aquellas áreas que por recursos limitados, no fue posible desarrollar.

Un estudio topográfico de la zona, podrá garantizar una adecuada caracterización de las caídas del sitio, las que posiblemente incrementen la producción de energía al modificar el modelo hidráulico.

A demás, será importante profundizar en el estudio económico financiero, ya que los índices de rentabilidad están en los límites de rentabilidad. Analizando otros esquemas de financiamiento y con programas de apoyo a este tipo de proyectos, será posible contar con un escenario favorable para el desarrollo del mismo.

BIBLIOGRAFÍA GENERAL.

- Organización Meteorológica Mundial.
Guía de prácticas hidrológicas.
Sin Editorial, 1994. 785 pág.
ISBN: 92-63-30168-9

- PNUD – GEF – BUN-CA.
Manuales sobre energía renovable: Hidráulica a pequeña escala.
Sin Editorial, 2002. 40 pág.
ISBN: 9968-9708-8-3

- European Small Hydropower Association - ESHA.
Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica.
Sin Editorial, 2006. 164 pág.

- Erazo Chica, Adriana.
Estimación de caudales medios a través de metodología relación precipitación escorrentía.
SNET, 2008. 2 pág.

- U.S. Geological Survey.
The USGS Water Science School.
<http://ga.water.usgs.gov/edu>

- Bolstad, Paul.
GIS Fundamentals: A first text on Geographic Information Systems.
Eider Press, 2005. 543 pág.
ISBN: 9780971764736

- Bosque Sendra, Joaquín.
Sistemas de Información Geográfica.
RA-MA, 1994. 504 pág.

ISBN: 9788478971428

- Olaya, Víctor.
A gentle introduction to SAGA GIS.
2004. 216 pág.

- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
Manuales de Energías Renovables: Minicentrales Hidroeléctricas.
Madrid: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
2006. 180 pág.

- Torres Herrera, F.
Obras Hidráulicas.
LIMUSA, Mexico 1990.

- Chow, Ven Te.
Hidrología Aplicada.
McGraw-Hill, 1994. pág.
ISBN: 958-600-171-7

- BCIE – Banco Centroamericano de Integración Económica.
www.bcie.org.

- BANDESAL – Banco de Desarrollo de El Salvador.
www.bandesal.gob.sv.

- Sierra, Guillermo.
Análisis Financiero.
PIRAMIDE, 2002. 544. pág.
ISBN: 978-843-6816-761