

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS

**POSTGRADO CENTROAMERICANO EN ECONOMÍA Y PLANIFICACIÓN
DEL DESARROLLO**



**Estudio de factibilidad de la planta mini-hidro SHALOM, ubicada en
San Juan, Intibucá.**

TESIS

Presentada por:

Lupita Ester Tábor Quintanilla

Previo a optar al Título de

**MASTER EN FORMULACION, GESTION Y
EVALUACION DE PROYECTOS**

Tegucigalpa, M.D.C., Honduras

Noviembre 2008

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS

Autoridades Universitarias

Rector:

Dr. Jorge Abraham Arita León

Vicerrectora Académica:

Dra. Rutilia Calderón

Secretaria General:

Lic. Emma Virginia Rivera Mejía

DIRECCION DEL SISTEMA DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Director

Dr. Rolando Aguilera Lagos

POSGRADO CENTROAMERICANO EN ECONOMIA Y PLANIFICACION DEL DESARROLLO

Director:

Dr. Alcides Hernández Chávez

Coordinador Académico:

Msc. Amanda Gutiérrez

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE HONDURAS

**POSTGRADO CENTROAMERICANO EN ECONOMÍA Y PLANIFICACIÓN
DEL DESARROLLO**

**MAESTRIA EN FORMULACION, GESTION Y
EVALUACION DE PROYECTOS**

TERNA EXAMINADORA:

Dr. Wilfredo Girón

Msc. Gustavo Torres

Dr. Gustavo Adolfo Aguilar

ASESOR:

Dr. Wilfredo Girón Castillo

Tegucigalpa, M.D.C., Honduras

Noviembre 2008

Tabla de contenido

INTRODUCCION

RESUMEN EJECUTIVO.....	I
------------------------	---

CAPITULO I: MARCO TEORICO

SITUACIÓN ACTUAL DEL PAÍS	1
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	5
JUSTIFICACIÓN.....	7
OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	9

CAPITULO II: ASPECTOS INSTITUCIONALES

ANTECEDENTES HISTÓRICOS.....	10
EMPRESAS GENERADORAS DE ENERGÍA RENOVABLE	10
PROBLEMAS DE GENERADORES DE ENERGÍA RENOVABLE	11
REFORMAS AL SUB-SECTOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA	12
ELEMENTOS DE LAS REFORMAS DEL SUB-SECTOR ELÉCTRICO.....	13
LEY MARCO DEL SUB-SECTOR ELÉCTRICO.....	13
PARTICIPACIÓN DEL SECTOR PRIVADO	14
SITUACIÓN FINANCIERA DE LA ENEE Y TARIFAS.....	14

CAPITULO III: ESTUDIO DE MERCADO

DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO.....	17
Fuentes de energia renovable.....	17
Energia Hidraulica	17
Transformacion de Energia.....	18
LEGISLACIÓN VIGENTE	19
FIJACIÓN DE TARIFAS.....	19
PRECIO DE LA ENERGÍA GENERADA POR EL PROYECTO	20
DEMANDA.....	20
OFERTA.....	23
CONTRATOS PPA	24
MARCO LEGAL	25

CAPITULO IV: ESTUDIO TECNICO

TOPOGRAFÍA.....	29
GEOLOGÍA.....	29
HIDROLOGÍA	29
Breve descripcion del area de estudio	29
CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES	30
CRECIDAS A DIFERENTES PROBABILIDADES	33

DESCRIPCIÓN DE OBRAS CIVILES.....	33
Represa.....	33
Toma.....	33
Conduccion por Canal.....	34
Tanque de Presion.....	34
Tuberia de Presion.....	34
Bloques y Soportes.....	35
Casa de Maquinas.....	35
Potencia Instalada.....	35
Produccion de Energia.....	35
LOCALIZACIÓN.....	36
TAMAÑO.....	37
FACTORES DETERMINANTES Y CONDICIONANTES.....	37
TECNOLOGÍA.....	38
Proceso productivo.....	38
Turbinas Hidraulicas.....	39
INGENIERÍA.....	43
Composicion de Instalacion Hidroelectica.....	43
Especificaciones para una Hidroelectrica.....	45
Potencia y Turbinas.....	46
FICHA TECNICA DEL PROYECTO #1.....	49
FICHA TECNICA DEL PROYECTO #2.....	52
FICHA TECNICA DEL PROYECTO #3.....	55
CAPITULO V: ASPECTOS ECONOMICO - FINANCIERO	
ASPECTOS ECONÓMICOS.....	58
COSTOS.....	58
ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO.....	68
PRESUPUESTO.....	74
PROGRAMACIÓN.....	82
CAPITULO VI: ESTUDIO AMBIENTAL	
IMPACTO AMBIENTAL.....	83
CATEGORIZACIÓN AMBIENTAL.....	84
PROCEDIMIENTOS.....	85
CARACTERIZACIÓN BIOFÍSICA DE LA CUENCA.....	87
PLAN DE MANEJO.....	89
TRAMITES Y REQUISITOS.....	93

PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS	94
CONCLUSIONES	99
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	101
ANEXOS	103
GLOSARIO	120

UDI-DEGT-UNAH

INTRODUCCION

En Honduras, desde 1957 que fue creada la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) hasta hoy ha sido la institución responsable de la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica, se encuentra atravesando por una crisis energética, por lo que ha encarecido la prestación de este servicio y deficiente. Actualmente esta genera únicamente para cubrir su demanda y disminuir los racionamientos, por esta razón, y con el objetivo de ayudar en alguna medida a subsanar esa deficiencia, es que se intenta implementar este proyecto.

Honduras es un país muy rico en recursos naturales, pero con múltiples problemas y carencia en la prestación de los servicios públicos, uno de los problemas más preocupantes es la deficiencia para satisfacer la demanda energía eléctrica.

En cuanto al medio ambiente, los proyectos hidroeléctricos están obligados a someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental solo en el caso en que se desarrollen en zonas especialmente sensibles de conservación de espacios naturales.

Según la Secretaria de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA) Para el 2018, Se estima un potencial hidroeléctrico en 3,200 Mw., el biomásico en 52Mw y el geotérmico en 126Mw, pero las solicitudes para el desarrollo de proyectos renovables hechas a la Dirección General de Energía son de apenas 569.2Mw, lo que representa un 17% del potencial para la generación de energía eléctrica.

La crisis se agudiza más puesto que para satisfacer la creciente demanda, se utilizan fuentes generadoras térmicas, la cual crea una fuerte tendencia al consumo de combustibles derivados del petróleo, cuyos precios casi siempre tienden a la alza, exigiendo mayores divisas y desmejorando la balanza de pagos nacionales.

En caso de mantener la tendencia actual con participación térmica con más del 70% el consumo en combustibles será de \$500 millones de dólares.

Consientes de esto, con disponibilidad de terrenos, con recursos naturales y fácil acceso es que se deben plantear soluciones, en este caso un proyecto hidroeléctrico con el cual se reduce de alguna manera la demanda insatisfecha de energía eléctrica.

Un proyecto hidroeléctrico comprende un conjunto de estructuras cuyo fin ultimo es la transformación de la energía hidráulica en energía mecánica y luego en energía eléctrica.

El desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes renovables con un uso eficiente y racional favorecerán las condiciones de vida de todos los hondureños.

Porque somos consientes de esta problemática que afecta a nuestro país y conociendo el potencial renovable para la generación de energía eléctrica estoy obligada a plantear soluciones, las cuales puedan resolver nuestras dificultades con la utilización eficiente de los recursos naturales, es que se propone el siguiente proyecto.

RESUMEN EJECUTIVO

Honduras es un país muy rico en recursos naturales, pero con múltiples problemas y carencias en la prestación de los servicios públicos, uno de los problemas más preocupantes es la deficiencia de satisfacer la demanda de energía eléctrica.

Consientes de esta necesidad, con disponibilidad de terrenos, contando con el recurso natural y de fácil acceso, es que surge la idea de implementar un proyecto hidroeléctrico, este caso en particular está determinado por el caudal que produce el río Jagua, ubicado en el municipio de San Juan departamento de Intibucá, cuya materia prima será la Quebrada del Río Plata.

Un proyecto hidroeléctrico comprende un conjunto de estructuras cuyo fin último es la transformación de la energía hidráulica en energía mecánica y luego en energía eléctrica.

La precipitación pluvial, está relacionada en forma directa con el caudal que mantenga el río, también con el comportamiento de las estaciones climáticas, conservación de bosques, y plan de reforestación son muy importantes para obtener las condiciones ideales para mantener la producción de energía.

Para calcular el tamaño de este proyecto se realizó un aforo de la quebrada, obteniendo los siguientes datos:

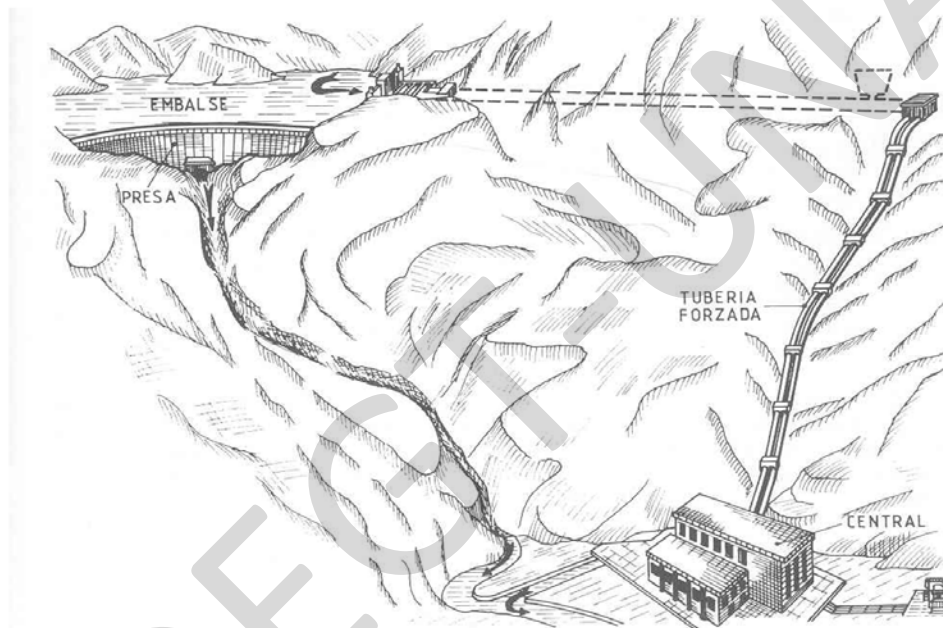
$KW = 297$ es la producción que se obtendrá en este proyecto.

En base a ese cálculo se determina el tipo de tecnología se implementará, para lo cual, es necesario analizar dos esquemas fundamentales:

1. A filo de Agua

Este esquema es utilizado solamente para proyectos pequeños, solo sirve para encausar el caudal a una toma de agua.

Esquema a Filo de Agua



2. A pie de Presa

A pie de presa se utiliza cuando son proyectos bastantes grandes, lo que no es el caso de este proyecto.

Ventajas del esquema a filo de agua

- Bajo costo de mantenimiento
- Tiempo corto de construcción
- Mínimo impacto adverso al medio ambiente
- Fáciles de operar

Para el desarrollo de este proyecto el primer paso en la generación de energía es el agua que cae a través de la presa, y gira una gran rueda llamada turbina. La turbina convierte la energía del agua caída en energía mecánica que es conducida al generador y cuando los imanes pasan por la bobina de cobre un campo magnético es creado ayuda a la producción de electricidad.

En función del salto y del caudal disponible, se instalan diferentes tipos de turbinas:

PELTON: cuando el salto es grande y el caudal reducido;

FRANCIS: para valores medios de salto y caudal;

KAPLAN: cuando el salto es pequeño y el caudal es importante.

Para la implementación de este proyecto se necesitan \$620,623.38

Por lo que se realizó un flujo de caja proyectado a 15 años, con una tasa de interés de 8.50%, amortización en 8 años refleja una TIR de 21.86%, lo cual nos indica que es un proyecto rentable y factible financieramente.

En cuanto al medio ambiente, los proyectos de instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica están obligados a someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental sólo en el caso en que se desarrollen en zonas especialmente sensibles, de conservación de espacios naturales.

CAPITULO I

MARCO TEORICO

Honduras cuenta con un potencial hidroeléctrico de aproximadamente 3,200 MW, desafortunadamente solamente un mínimo porcentaje es aprovechado.

Los proyectos que actualmente se encuentran en construcción son pequeñas centrales con una capacidad menor a los 20 MW por proyecto, y su construcción no causa daño al ambiente ni ocasiona impactos sociales ya que no inundan, sus embalses son reducidos y en la mayoría de los casos son micro centrales a filo de agua.

Su construcción puede durar entre 18 a 30 meses dependiendo del tamaño del proyecto y su ubicación.

Actualmente en Honduras existe una crisis en el sector eléctrico al grado que, la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), para tratar de satisfacer la demanda de energía eléctrica o simplemente, para disminuir los racionamientos, por ser uno de los daños más grandes y de mayor impacto económico, se ha visto forzada a incrementar sus costos de producción, como consecuencia de los contratos suscritos, para la adquisición de energía eléctrica, con empresas cuya base para la generación son las plantas térmicas afectando con esto la economía del país y disminuyendo el nivel de vida de los hondureños ya que el consumidor final termina pagando costos muy elevados.

La crisis se manifestó tangiblemente a inicios de los 90's, primeramente en un severo racionamiento que en promedio duró hasta 12 horas diarias y que redujo la oferta de energía de la ENEE en por lo menos 1,5 GWh en días de semana. Parte de este déficit fue cubierto por unidades generadoras instaladas por el sector privado, pero en todo

caso puede decirse que las pérdidas a la economía del país fueron cercanas al millón de dólares diarios¹.

El país contaba con el complejo hidroeléctrico “General Francisco Morazán”, El Cajón, que apenas contaba con 300 MWh de capacidad instalada, abasteciendo el 69% de la energía que se consumía internamente.

La crisis de 1994 bien pudo evitarse, pero lamentablemente el país había abandonado el sistema de planificación nacional e incluso la misma ENEE, antes responsable de promover los nuevos proyectos actuaba solo como espectadora.

El fenómeno El Niño redujo considerablemente el caudal de los ríos que alimentaban estas instalaciones, al grado de provocar severos racionamientos, la incapacidad de la ENEE para asegurar el abastecimiento normal de energía, autorizó la instalación de plantas térmicas que en la actualidad generan la mayor parte del total de energía eléctrica que se produce en el país, las que a su vez y amparadas en contratos privados aprobados por el Congreso Nacional, le venden la energía directamente a la ENEE, y es la que finalmente la distribuye y vende a los consumidores.

La crisis energética se agudiza cada vez mas puesto que para satisfacer la creciente demanda, se utilizan fuentes generadoras térmicas lo que a su vez, crea una fuerte tendencia al uso continuo de los combustibles derivados del petróleo, cuyos precios casi siempre tienden al alza, exigiendo mayores divisas y desmejorando la balanza de pagos nacionales.

No existe una estrategia para enfrentar la problemática del sector energético global en el entorno del proceso productivo. Si no que se presentan por instancias diferenciadas por sectores, pues se ha encontrado que cada uno de ellos tiene características diferentes El sub-sector hidrocarburos está sujeto al control de empresas transnacionales, el sub-

¹ Infraestructura Térmica. ENEE, Tegucigalpa, Septiembre, 2005.

sector eléctrico está dominado por el Estado y el sector de otras fuentes no convencionales presenta una situación indefinida.

La necesidad de una política energética a nivel nacional que conlleve un desarrollo sostenible de las diferentes fuentes de energía es de carácter urgente y necesario. Los signos vitales más preocupantes son una electrificación rural muy lenta dejando a más de 7,800 comunidades sin el servicio de energía Eléctrica, y de paso un uso excesivo de la leña como principal fuente de energía.

La política energética del país incluye como elemento general, actividades relacionadas con la exploración, explotación, distribución, transmisión, transporte, almacenamiento, importación y exportación de las fuentes de energía existentes. Además se considera como elemento importante dentro de esta política, el diseño e instrumentación de un programa nacional de ahorro y sustitución de energía y liberación del mercado petrolero.

Esta última política permitirá mantener precios libres en todos los niveles de comercialización, manteniendo un seguimiento mediante mecanismos de supervisión por parte del gobierno.

Los objetivos, la política y las prioridades en materia de energía están enmarcados en la Estrategia Nacional de Desarrollo vigente y en los convenios firmados con los organismos financieros internacionales. Todos los aspectos relacionados con este tema tienen como propósito fundamental el saneamiento de las finanzas de la ENEE y mejorar la calidad de sus inversiones.

En 1997 tanto la Secretaria de Recursos Naturales SERNA y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE realizaron estudios para conocer las necesidades energéticas de las comunidades, mediante los cuales identificaron el uso y la demanda de energía de estas.

Los resultados del estudio indican que la gente invierte más dinero y tiempo en energía de lo que pensó, un promedio al año de Lps. 1,000² por persona, únicamente para iluminación vela o candil y más de 80 cargas de leña que corresponde a un valor de Lps. 1700.00²

En el país existen y operan empresas dedicadas al desarrollo de proyectos de energía por medio de fuentes renovables.

Del total de la capacidad instalada del sistema interconectado nacional de energía eléctrica el 36% corresponde a la generación hidráulica y el 57% a generación térmica, de la cual el 45% de esta es privada³.

En consecuencia, la expansión de la generación eléctrica a través de las plantas térmicas ha profundizado aun más la dependencia del país de los combustibles fósiles, altamente contaminantes e importados, esto se convierte en una de las principales debilidades del sistema energético hondureño

El fenómeno El Niño redujo considerablemente el caudal de los ríos que alimentaban estas instalaciones, al grado de provocar severos racionamientos., _la incapacidad de la ENEE para asegurar el abastecimiento normal de energía, autorizó la instalación de plantas térmicas que en la actualidad generan la mayor parte del total de energía eléctrica que se produce en el país, las que a su vez y amparadas en contratos privados aprobados por el Congreso Nacional, le venden la energía directamente a la ENEE, y es la que finalmente la distribuye y vende a los consumidores.

Las plantas térmicas adquieren mediante compra directa o por licitación, los combustibles que necesitan para producir la energía, principalmente el llamado “fuel oil” ó “bunker”, y le cargan su valor a la ENEE.

² Carneiro, Rogerio. Consideraciones Energéticas. FAO, Tegucigalpa, Enero, 2000.

³ Generación Hidroeléctrica. AHPPER, Tegucigalpa, Junio, 2008.

Partiendo de esa crisis, se han instalado plantas térmicas, una tras otra, descuidando el desarrollo del potencial hidroeléctrico y demás fuentes de generación de energía renovable con que cuenta el país. Las licitaciones correspondientes se dan cuando no queda tiempo suficiente para instalar nada más que plantas térmicas, mientras se ha obstaculizado la instalación de pequeñas plantas capaces de generar energía renovable. Las medidas en materia energética que ha seguido el Estado de Honduras, han sido claramente contrarias a la instalación de plantas hidroeléctricas y han favorecido la generación de energía a base del consumo de derivados del petróleo, ignorando el hecho evidente que Honduras no tiene reservas de petróleo y por lo tanto su precio tiende a aumentar gradualmente, y las distorsiones que producen fenómenos naturales cuyas consecuencias se traducen en un alza a los precios de los combustibles y afectan la economía del país y la capacidad adquisitiva de los hondureños.

A. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Honduras obtiene su energía de tres fuentes: hidrocarburos, hídrica y biomasa. Hasta el año 1990 el 99% de la energía eléctrica era generada por plantas hidroeléctricas de carácter estatal las cuales, aprovecharon todo el gran potencial, que se poseía y que, aún, actualmente se posee, en las condiciones topográficas y de precipitación para la generación hidroeléctrica.

La falta de inversión pública y privada en fuentes de energía renovable, ha provocado que el aumento en la demanda de energía eléctrica, surgido en los últimos años, fuera cubierto con plantas térmicas a base de combustibles fósiles. Actualmente, el 65 % del consumo nacional de energía eléctrica es generada por estas plantas. El 36% del total de hidrocarburos que consume el país son utilizados en la producción de energía eléctrica, el resto, lo consume en su gran mayoría el transporte. Para Honduras el no

producir hidrocarburos hace que mantenga una alta dependencia que repercute, en gran medida, en la balanza comercial y lógicamente en la balanza de pagos.

En las últimas décadas en el sistema energético hondureño, uno de los mayores problemas ha sido la baja producción de energía eléctrica de tipo renovable, debido a la falta de incentivos para la producción de la misma, y que sin duda alguna, afecta, en gran medida, el crecimiento económico del país y por ende, el desarrollo humano de toda la población, y muy especialmente la más vulnerable. Esto a su vez, también ha contribuido a que el país mantenga una permanente *demandas insatisfechas* la cual ha sido provocada por el acelerado crecimiento tanto poblacional como industrial.

La búsqueda de la posible solución para satisfacer esta carencia, es la que ha abierto las puertas a la creciente participación de empresas de carácter privado para la generación de energía eléctrica térmica, la que es generada con tecnologías poco eficientes que encarece su costo profundiza, aun más, la dependencia del país con los combustibles importados.

Este hecho contrasta con la importante disponibilidad de recursos energéticos renovables con los que actualmente cuenta el país. Estos podrían permitir la expansión de la generación eléctrica sobre una base de tecnologías ambientalmente más compatibles⁴ que permitan a su vez bajar los costos de generación y sobre todo, incrementar la cobertura a nivel nacional

⁴ ENEE. Plan de acción para la implementación de una política energética nacional sostenible de energía renovable, eficiencia y energización rural, Tegucigalpa, 2007

B. JUSTIFICACION

La disponibilidad de energía eléctrica es un condicionante fundamental para el desarrollo de las actividades productivas y de la calidad de vida de la población.

Honduras cuenta con una riqueza natural, lo que se puede entender suficiente materia prima, que de utilizarse correctamente podría producirse energía eléctrica renovable para todo el territorio.

El futuro del sub-sector eléctrico no es muy favorable, desde inicios de la década de los 90's hasta la fecha el sistema eléctrico de Honduras ha enfrentado dificultades para satisfacer el crecimiento de la demanda, a partir de la crisis energética ocasionados por dos grandes eventos: i) la sequía generalizada en el istmo centroamericano ocasiono severos racionamientos eléctricos durante 1994 (fenómeno natural el niño) prueba de ello es el déficit de electricidad que ocurrió en esta ocasión en la que los consumidores de el servicio eléctrico sufrieron racionamientos de hasta 12 horas diarias; y; II) el fenómeno natural "Mitch" que afecto todo el territorio nacional a finales de 1998.

En este sentido, se pretende implementar una planta de energía hidroeléctrica en el municipio de San Juan, departamento Intibucá. Con el propósito de generar y vender energía eléctrica a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE. De esta manera, se busca contribuir y satisfacer, en alguna medida, las necesidades de energía eléctrica de este país. Entre los argumentos favorables para a generación de energía hidráulica se pueden mencionar los siguientes:

- i. No hay forma más limpia de producir energía eléctrica que la basada en la energía hidráulica
- ii. El agua como «combustible» no se consume, solo es explotada y no empeora su calidad.
- iii. No se producen emisiones contaminantes.
- iv. Mínimo impacto adverso al medio ambiente

Según escenarios proyectados por la ENEE, la demanda de energía eléctrica entre 1995 y el 2000 la tasa promedio de crecimiento anual fue de 11.6%, es decir, alrededor de 3 veces el crecimiento promedio de la economía nacional, para el periodo 2002 a 2016 un crecimiento interanual de 4% y 6%.

Se puede concluir que Honduras tiene la mayoría de los elementos básicos necesarios para un desarrollo robusto y expedito de proyectos de energía renovable. En biomasa se cuenta con un potencial de casi 170.0 MW de potencia en su mayoría concentrado en los ingenios azucareros. El potencial eólico podría alcanzar hasta 60.0 MW en la zona del centro del País. Pero es concentrado en las mini centrales y centrales de mediana capacidad que Honduras tiene un potencial de hasta 1,000.00 MW que puede ser desarrollado en los próximos quince años.

Porque somos concientes de esta problemática que afecta directamente a nuestro país y conociendo el potencial renovable para la generación de energía eléctrica estamos obligados a plantear soluciones, las cuales puedan resolver nuestras dificultades con la utilización eficiente de los recursos naturales.

El desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes renovables con un uso eficiente y racional favorecerán las condiciones de vida de todos los hondureños.

C. OBJETIVO GENERAL

El objetivo principal del proyecto es producir energía eléctrica de forma sostenible en armonía con el medio ambiente sin encarecer la prestación de este servicio.

D. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Contribuir a satisfacer la necesidad de energía eléctrica existente en Honduras.
- Disminuir la compra de combustibles para la generación de energía eléctrica.
- Utilizar el recurso agua del país.

UDI-DEGT-UNAH

CAPITULO II

ASPECTOS INSTITUCIONALES

A. ANTECEDENTES HISTORICOS

La industria eléctrica en Honduras mantuvo un bajo desarrollo hasta antes de 1950, (menos de 25 MW de capacidad instalada) debido al poco desarrollo industrial del periodo.

En 1957 fue creada la Empresa Nacional de Energía Eléctrica. El primer proyecto de generación eléctrica realizado por la ENEE, fue la central hidroeléctrica Cañaveral, de 29MW, como parte potencial del desarrollo del Lago de Yojoa, luego la central hidroeléctrica Río Lindo, con una capacidad de 80MW, este proyecto incluyó la construcción de tres líneas de transmisión y subestaciones de alto voltaje para conectar estas centrales con los principales centros de demanda del país.

Esto fue el inicio de lo que hoy se conoce como Sistema Interconectado Nacional, es decir una red de transmisión eléctrica que cubre las principales regiones del país, a la que están conectadas las centrales generadoras y los diferentes centros de consumo.

Debido a la creciente demanda de energía, se hizo necesaria la planificación de proyectos más grandes y es así como surge la Central hidroeléctrica Francisco Morazán, con una capacidad de 300 MW⁵.

B. EMPRESAS GENERADORAS DE ENERGIA RENOVABLE

En los últimos diez años solamente se logrado introducir un total de 93 MW de energía limpia de los proyectos AHPPER y se espera mejorar esta estadística a 400 MW de energía limpia en los próximos cinco años.

⁵ ENEE. Guía para desarrolladores de proyectos de energía renovable, Tegucigalpa, 2006.

De estos 400 MW de energía limpia, 120 MW se encuentran en una etapa bien avanzada, *y de obtener todos los permisos y licencias ante la SERNA podrían entrar en operación comercial en menos de 3 años.*

Los proyectos en Operación Comercial que actualmente venden toda su producción a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, aparte de vender el kwh a un precio económico y sin variables adicionales, contribuyen a mejorar las zonas rurales remotas del país, en la etapa de construcción mejorando y ampliando las carreteras, fomentando la electrificación rural, creando fuentes de empleo y lo más importante ayudan a conservar el medio ambiente por medio de los programas de reforestación en las cuencas de los ríos

De acuerdo a la Asociación Hondureña de Pequeños Productores de Energía Renovable (AHPPER), que agrupa a los desarrolladores de proyectos de este tipo, *la mayor dificultad que enfrentan es la tardanza o falta de aprobación de los proyectos por la Secretaría de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA).* La demora en el procedimiento de adjudicación de proyectos de generación de energía renovable, lo cual agudiza la crisis energética.

C. PROBLEMAS DE GENERADORES DE ENERGIA RENOVABLE

A pesar de que ya existen regulaciones que de alguna forma promueven el desarrollo de estos proyectos renovables los resultados han sido casi nulos pues no hay mas que un poco menos de 20.0 MW en todo el País ya en operación comercial. *Uno de los aspectos que más han incidido en el desarrollo de proyectos renovable es el extenso proceso de trámite que se ha de seguir ante las instituciones públicas como la SERNA.*

La obtención de los permisos correspondientes le puede tomar a un proyectista privado hasta cinco años solo frente al Gobierno.

El otro elemento que ha contribuido enormemente a impedir el desarrollo de proyectos con recursos renovable es la población y las organizaciones ambientalistas independientes. En ambos casos se hace necesario llevar a una discusión pública y transparente a las partes interesadas para llegar a un acuerdo de País que nos permita reducir nuestra dependencia de carburantes importados pero que al mismo tiempo se haga de una forma que resulte compatible con los objetivos de una explotación sostenible de nuestros preciados recursos naturales.

D. REFORMAS AL SUB-SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

Honduras, aprendiendo de los errores y aciertos de nuestros países vecinos, proyecta llevar a cabo una reforma que en general reduce al Estado, en este caso representado por ENEE y la Comisión de Nacional de energía, a un actor del mercado puramente regulador. Dejando, entonces el paso para que la empresa privada, nacional y extranjera, puede financiar el crecimiento tan necesitado del sistema interconectado de Honduras.

Se promueve una participación más activa del sector privado en las actividades de generación, distribución, y comercialización de la energía Eléctrica. La parte mas critica del proceso es la creación de empresas estatales como sociedades anónimas, pero bajo una regulación adecuada a proteger al consumidor final. La actividad de transmisión, por su condición predominantemente monopolico, permanecerá en manos del Estado de Honduras quien ejercerá parte de su fuerza regulatoria por medio de esta misma actividad.

E. ELEMENTOS DE LAS REFORMAS DEL SUB-SECTOR ELECTRICO

Dos elementos nuevos se agregan a este nuevo intento de reformas.

El primero es la promoción del desarrollo de proyectos de energía renovable, y el segundo el proceso de concertación pública que pretende seguir el Estado de Honduras durante el proceso de reformas al sub.-sector de energía Eléctrica.

F. LEY MARCO DEL SUB-SECTOR ELÉCTRICO

La presente Ley fue emitida en el año 1994, teniendo como esencial objetivo regular las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que tengan lugar en el territorio nacional y se aplicará a todas las personas naturales y jurídicas y entes públicos, privados o mixtos que participen en cualquiera de las actividades mencionadas.

La dirección superior y la definición de la política del sub-sector eléctrico corresponderán al Gabinete Energético, el cual está integrado por el Presidente de la República, quien lo preside, y Secretarios de Estado de varios Despachos.

La Comisión está integrada por cinco profesionales universitarios con por lo menos 10 años de experiencia profesional y con amplio conocimiento del Sub-Sector Eléctrico.

Ningún funcionario público podrá ser nombrado para que integre la Comisión.

G. PARTICIPACIÓN DEL SECTOR PRIVADO

Según el Capítulo IV, Artículo 12, la Ley establece que las empresas públicas, privadas y mixtas acogidas a la Ley, para vender su producto, tendrán las opciones siguientes:

- i. Vender directamente a un gran consumidor o a una empresa distribuidora; en estos casos deberán construir las líneas necesarias para hacerlo; y
- ii. Vender su producto a ENEE; en este caso, si la venta es iniciativa propia de la empresa privada o mixta, ENEE garantizará la compra de la producción si ésta se le vende a un precio igual o menor al costo marginal de corto plazo. Si la compra-venta es promovida por ENEE, entonces la tarifa será la que resulte de la respectiva licitación y los términos del contrato incluidos en los documentos de aquella.

H. SITUACION FINANCIERA DE LA ENEE Y TARIFAS

Según expertos en el tema, la ENEE hasta 1973 era una empresa realmente solvente, con una política prudente de endeudamiento externo; pero los problemas financieros comenzaron a raíz de las malas decisiones tomadas, las que comprendían proyectos que sobrepasaban su capacidad de endeudamiento⁶.

La experiencia nos ha enseñado el tremendo impacto financiero que puede sufrir la ENEE cada vez que un fenómeno como El Niño visita nuestro territorio. El agua que no nos cuesta nada es sustituida por combustible importado y muy volátil en cuanto a precios. Honduras, a pesar de su crecimiento productivo tan bajo, continua experimentando crecimientos anuales de potencia eléctrica en el rango aproximado de 5.0 % lo cual no deja de ser admirable dado los efectos todavía palpables del huracán Mitch.

⁶ Girón Castillo, Wilfredo. Energía Eléctrica: Desarrollo-Subdesarrollo. Plats/UNAH, Tegucigalpa, Noviembre, 2007

En cuanto a tarifas la conclusión principal es que no hay empresa financieramente sana en el mundo que pueda vender su producto a un precio menor que su costo de producción. La ENEE, aun siendo estatal, no puede ser la excepción. Nuestras tarifas a nivel residencial siguen siendo razonables si se comparan con el resto de la región centroamericana. No obstante el sector industrial no recibe tarifas competitivas como resultado de los subsidios cruzados originados por decisiones de tipo más político que social.

A futuro Honduras tiene que definir la mejor combinación de sus inversiones tanto en el área de generación como las líneas de transmisión y distribución para poder obtener tarifas más competitivas que atraigan a los inversionistas extranjeros en Turismo, y maquila entre otros. Es inevitable reconocer que será una generación basada en centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y pequeños proyectos de orden renovable la combinación más competitiva de un desarrollo sostenible del sub-sector.

UDI-DEGT-UNAH

CAPITULO III

ESTUDIO DE MERCADO

A. DESCRIPCION DEL SERVICIO

Para entender que es la energía hidroeléctrica, partimos de las premisas siguientes:

I) Fuentes de Energía Renovable

Se llaman así a las fuentes que se pueden usar sin destruir las condiciones de vida en el futuro. Se renuevan constantemente y de provocar alguna contaminación, ésta es mínima. Los costos de producción de energía eléctrica, a base de fuentes renovables, han experimentado una reducción sustancial durante la pasada década. En muchos países su confiabilidad ha sido puesta a prueba, con éxito, en dependencias gubernamentales, en la industria, en proyectos de demostración y en operaciones comerciales. Estudios realizados demuestran la viabilidad de tecnologías que pueden aprovechar recursos renovables como la biomasa, el viento y el sol.

II) Energía Hidráulica

La energía hidráulica es la que proviene de la fuerza del agua que corre. La gravedad causa que el agua fluya de un terreno más alto a uno más bajo, creando una fuerza que puede ser usada para accionar generadores de turbina y producir electricidad.

Se puede decir que es la que se produce por efecto de caída o deslizamiento del agua a través de canal, tuberías etc. con alta pendiente causando moviendo a una turbina y esta por el movimiento que se produce genera energía hidroeléctrica.

Cuando el agua fluye o cae, cataratas (saltos de agua) o corrientes de aguas se puede generar energía también es llamada fuente de energía renovable, esto significa que la fuente, de la cual proviene la energía, puede ser renovada distinto a las fuentes de energía no renovables como es el crudo. Puede ser renovada después de que la hayamos usado para la generación de energía.

La generación de energía a través del agua es usualmente llevada a cabo en plantas hidroeléctricas, con el uso de varios aparatos, como son las turbinas y generadores.

III) Transformación de Energía

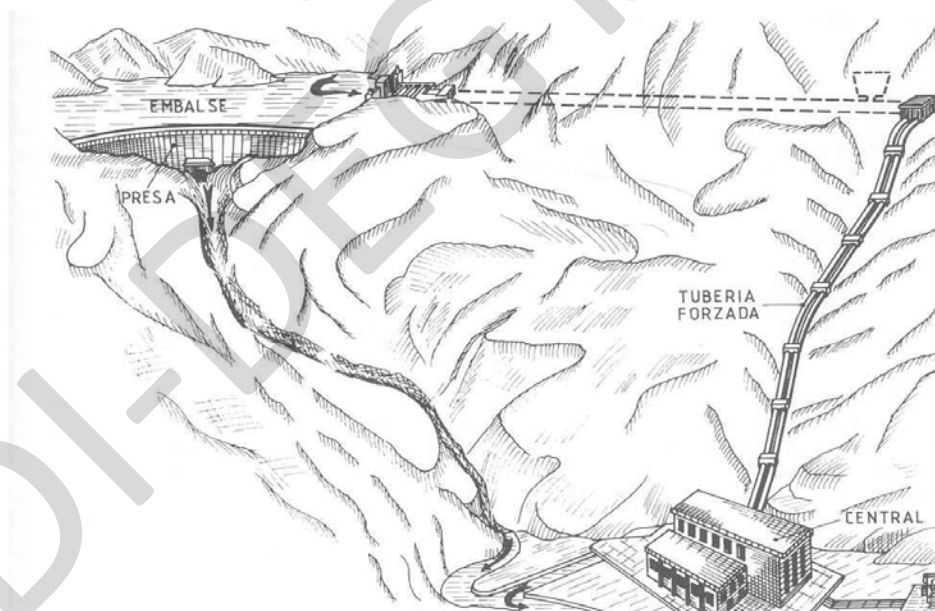
Un proyecto hidroeléctrico comprende un conjunto de actividades y estructuras: recursos humanos, financieros los cuales tienen como fin último la transformación de la energía hidráulica en energía mecánica y luego en energía eléctrica.

Para realizar esta transformación, es necesario analizar dos esquemas fundamentales:

1. A filo de Agua

Este esquema es utilizado solamente para proyectos pequeños, el cual solo sirve para encausar el caudal a una toma de agua.

Esquema a Filo de Agua



2. A pie de Presa

A pie de presa se utiliza cuando son proyectos bastantes grandes, lo que no es el caso de este proyecto.

IV) Ventajas del esquema a filo de agua

- Bajo costo de mantenimiento
- Tiempo corto de construcción
- Mínimo impacto adverso al medio ambiente
- Utilizando controles eléctricos modernos estos proyectos son altamente confiables
- Fáciles de operar

V) Legislación Vigente

El Sub-sector eléctrico se encuentra regulado por la actual Ley Marco del Sub-sector Eléctrico (LMSSE) de Noviembre de 1994, y por los Decretos Legislativos Nos 267-98 y 9-2001 que incentivan la generación por medio de fuentes de energía renovable.

VI) Fijación de Tarifas

Para comprender como se fijan las tarifas, es necesario tomar en cuenta un cargo para cubrir la inversión en la capacidad instalada (medida en megavatios) y la energía que se genera (medida en kilovatios-hora).

El primero sirve a las generadoras para cubrir sus costos fijos tal como el pago de capital e intereses por los préstamos adquiridos para la compra de los activos, pago de salarios, mantenimiento y otros. El pago por kilovatio-hora representa los gastos por combustible, mano de obra y otros que sean imputables a la generación de energía. La suma de ambos es, esencialmente, lo que la ENEE le paga mensualmente a las generadoras.

El asesor internacional, Robert Meyeringh estudia la fórmula que utilizan las empresas generadoras de energía térmica, para determinar el costo de combustible que cobran a la ENEE y que al final impacta las tarifas que paga el consumidor.

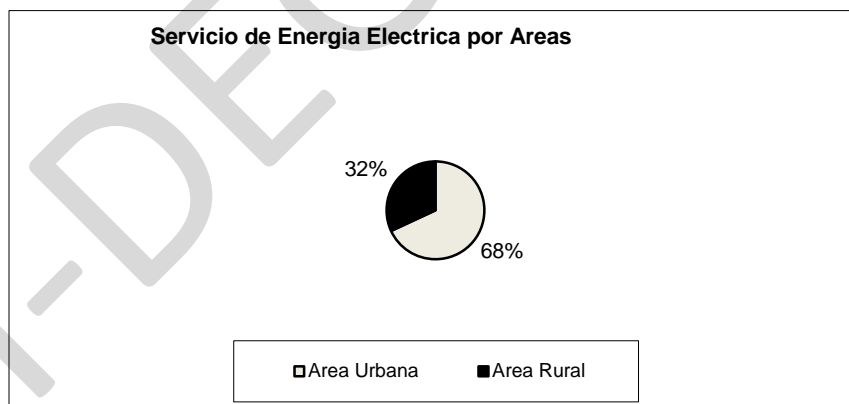
Las plantas térmicas Pavana 1 (LUFFUSA) y Elcosa están prácticamente paradas todo el tiempo, debiendo reconocerles la ENEE la suma de \$822,200.00 y de \$1,428,800.00 mensuales, respectivamente, en concepto de cargo fijo, se utilicen o no sus instalaciones. La planta térmica EMCE 2, por su parte, sólo se utiliza durante las horas “pico” o de mayor consumo.

VII) Precio de la Energía Generada por el Proyecto

Por tratarse de una central aislada y construida en una zona que representa un polo de desarrollo a corto y mediano plazo, se considera que ésta no tendrá ningún problema en vender toda su producción a la empresa nacional de energía eléctrica ENEE, a un precio de \$.0.06 el kilowatt mas un 10% como incentivo por producir energía renovable.

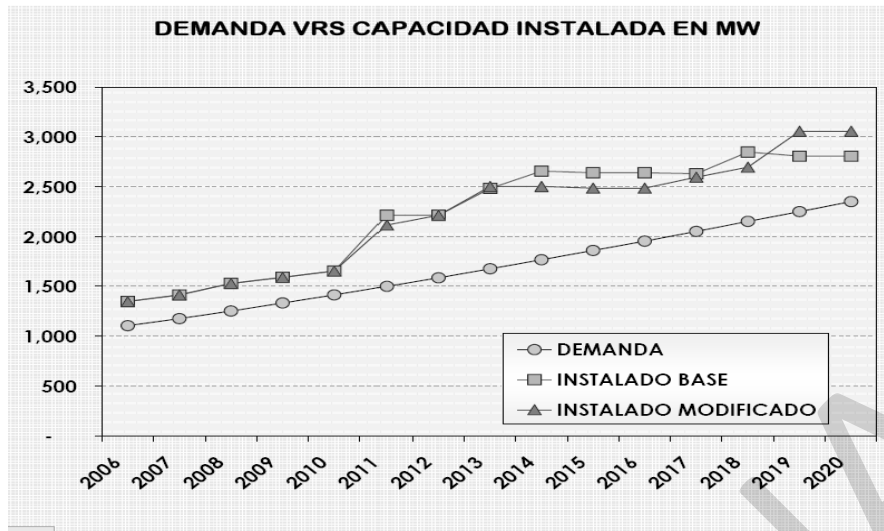
VIII) DEMANDA

Honduras se encuentra en términos de población en 44.68% urbano y 55.32% rural; el 68.08% de los clientes del servicio de energía eléctrica se encuentran ubicados en el área urbana y el 31.92% en la zona rural.



FUENTE: ENEE, Tegucigalpa, Septiembre, 2005

En el año 1992 se pronosticó que la demanda sería mayor que la oferta lo cual generaría déficit en el sector, provocando severos racionamientos y fue de esta manera como entro en operación el equipo de generación térmica instalada por el sector privado.



Aumento de la demanda de energía eléctrica

	Potencia (MW)	Crecimiento	Energía (GWh)	Crecimiento
1995	503.5	11.1%	1,960.3	18.3%
1996	534.0	6.1%	2,204.8	12.5%
1997	605.0	13.3%	2,482.7	12.6%
1998	649.5	7.4%	2,739.2	10.3%
1999	661.0	1.8%	2,799.9	2.2%
2000	702.0	6.2%	3,189.0	13.9%
2001 ¹	758.5		1,637.1	

Promedio 1995 - 2000

7.6%

11.6%

Nota 1: Datos hasta junio del 2001

Fuente: ENEE, Tegucigalpa, Septiembre, 2005

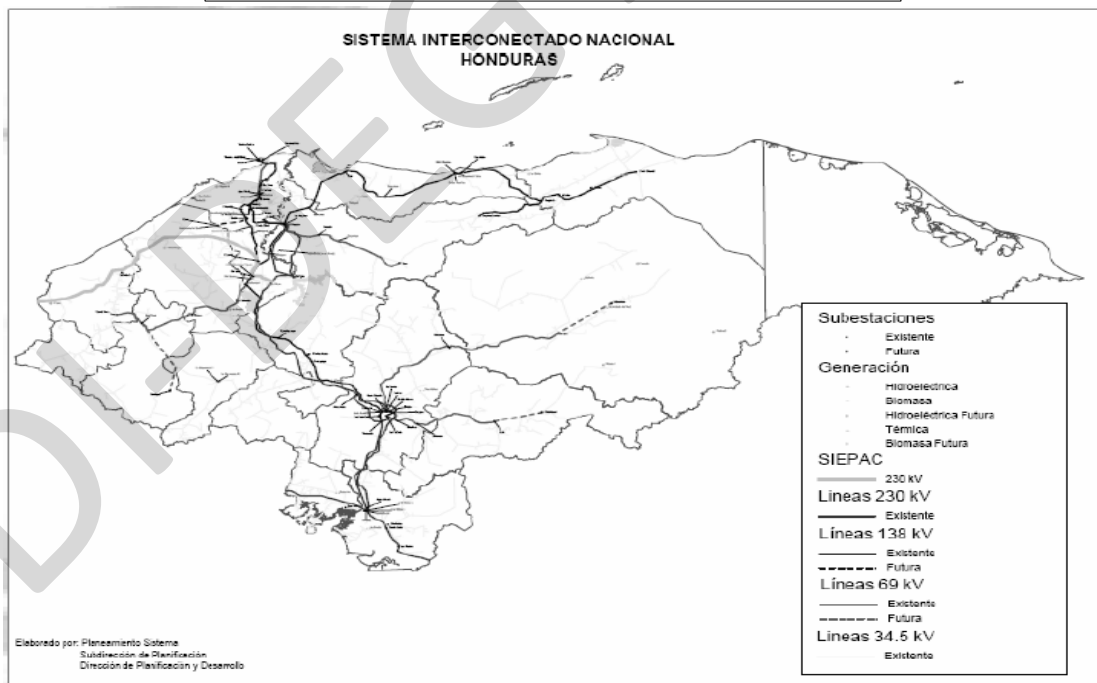
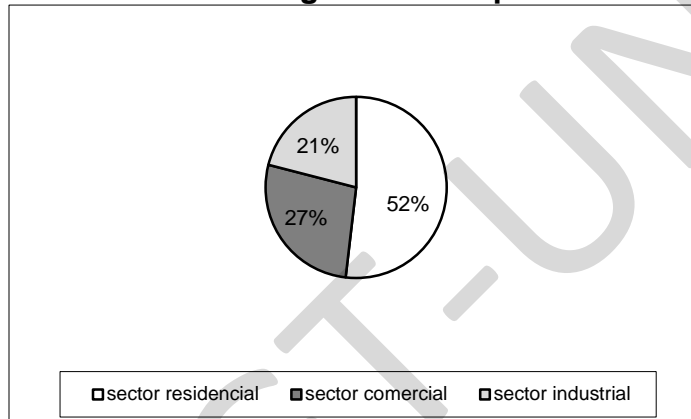
Entre 1995 y el 2000, la tasa promedio de crecimiento anual de la demanda de energía fue de 11.6%, es decir, alrededor de 3 veces el crecimiento promedio de la economía nacional.

Durante el período 98-99, esta tasa alcanzó apenas 2.2%, debido al impacto del fenómeno meteorológico Mitch en el país, sin embargo, se observa una recuperación en el crecimiento entre 1999 y el 2000, alcanzando la cifra de 13.9%, durante el año 2001, 10.1% y 8.8% respectivamente, debido a la recuperación esperada de la economía después del Mitch.

Cuadro de estimación que la demanda de energía eléctrica

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
VENTAS (MWh)										
Residencial	1,417,561	1,522,325	1,626,119	1,733,496	1,838,312	1,947,947	2,062,421	2,182,052	2,307,551	2,437,882
Comercial	750,157	820,726	895,528	974,563	1,057,831	1,145,331	1,237,064	1,333,031	1,433,230	1,537,662
Industrial	581,919	648,208	715,401	786,903	836,523	890,091	947,778	1,009,758	1,076,207	1,147,302
Altos Consumidores	393,249	410,391	431,718	436,668	445,402	454,310	463,396	472,664	482,117	491,759
Otros	295,584	312,185	328,471	307,211	320,219	334,024	347,883	361,796	375,763	389,783
Ventas SIN	3,438,470	3,713,836	3,997,238	4,287,734	4,603,093	4,771,703	5,058,543	5,359,300	5,674,868	6,004,389
Ventas HECO	106,341	108,249	109,331	110,425	111,529	112,644	113,771	114,908	116,057	117,218
Ventas Totales	3,544,811	3,822,084	4,106,570	4,349,266	4,609,815	4,884,347	5,172,313	5,474,208	5,790,925	6,121,607
Crecimiento	10.1%	7.8%	7.4%	5.9%	6.0%	6.0%	5.9%	5.8%	5.8%	5.7%
Demanda (MW)	773.0	822.4	871.8	923.1	978.7	1,036.1	1,096.8	1,160.6	1,227.4	1,297.2
Crecimiento	8.8%	6.4%	6.0%	5.9%	6.0%	5.9%	5.9%	5.8%	5.8%	5.7%

Fuente: Generación Hidroeléctrica. AHPPER, Tegucigalpa, Junio, 2008
Consumo de energía eléctrica por sectores

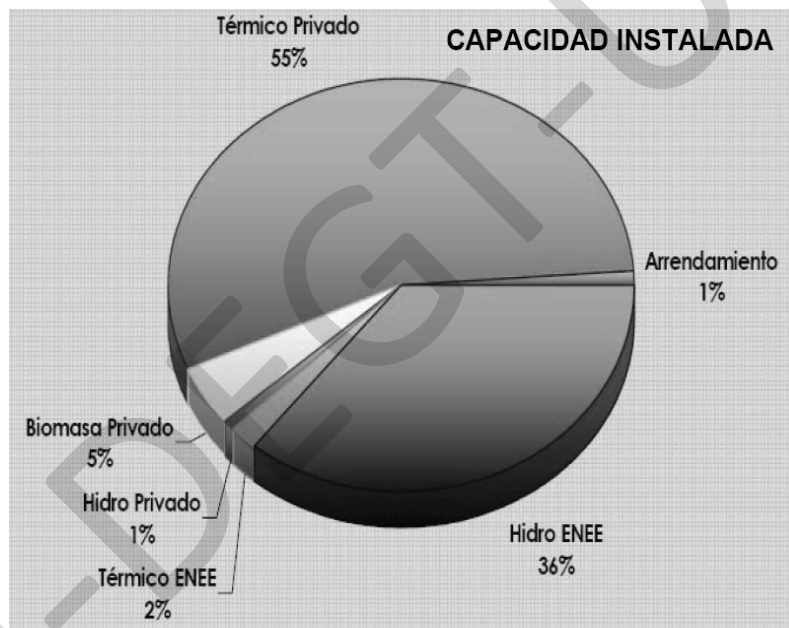


IX) OFERTA

Sin lugar a dudas en el sistema eléctrico hondureño el racionamiento de energía es uno de los aspectos más dañinos y de mayor impacto a nivel nacional.

La ENEE para evitar o tratar de disminuir los racionamientos incrementa sus costos de producción, afectando la economía del país y disminuyendo el nivel de vida de los hondureños ya que el consumidor final termina pagando energía eléctrica a costos muy elevados.

Desde inicios de la década de 1990 hasta la fecha, el sistema eléctrico de Honduras ha enfrentado dificultades para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, por lo cual la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), se visto obligada a comprar energía eléctrica generada por diversas fuentes, de las cuales el 55% es de generación térmica privada, 36% hidroeléctrico ENEE, 5% biomasa, 2% Térmica ENEE y un 1% hidroeléctrico privado.



FUENTE: Infraestructura Térmica. ENEE, Tegucigalpa, Septiembre, 2005

Honduras obtiene su energía de tres fuentes, hidrocarburos, hídrica y biomasa. Hasta el año 1990 el 99% de la energía eléctrica era generada por plantas hidroeléctricas estatales. Si bien, dadas las condiciones topográficas y de precipitación existe un enorme potencial para la generación hidroeléctrica, esta no ha sido debidamente

aprovechada. La falta de inversión pública y privada en fuentes de energía renovable, ha provocado que la demanda de energía surgida en los últimos años fuera cubierta con plantas térmicas a base de combustibles fósiles. Actualmente el 70% de la energía que se consume proviene de estas plantas. El 36 % de los hidrocarburos son utilizados en la producción de energía eléctrica, el resto lo consume en su gran mayoría el transporte. Honduras no produce hidrocarburos, por lo que esta dependencia, afecta en gran medida la balanza comercial.

X) CONTRATOS PPA

Toda empresa generadora que desee vender su producción a la ENEE deberá celebrar un contrato de Compra –Venta de energía, conocidos como PPA.

El contrato de compra – venta es propuesto a la ENEE por el desarrollador, suscrito por la ENEE con autorización de SERNA. Entra en vigencia a partir de su aprobación por el Congreso Nacional y su publicación en el Diario oficial La Gaceta y al menos un diario de circulación nacional.

Actualmente en el país existen y operan cerca de veinte empresas dedicadas al desarrollo de proyectos de energía por medio de fuentes renovables.

XI) MARCO LEGAL**A) Legislación Vigente:**

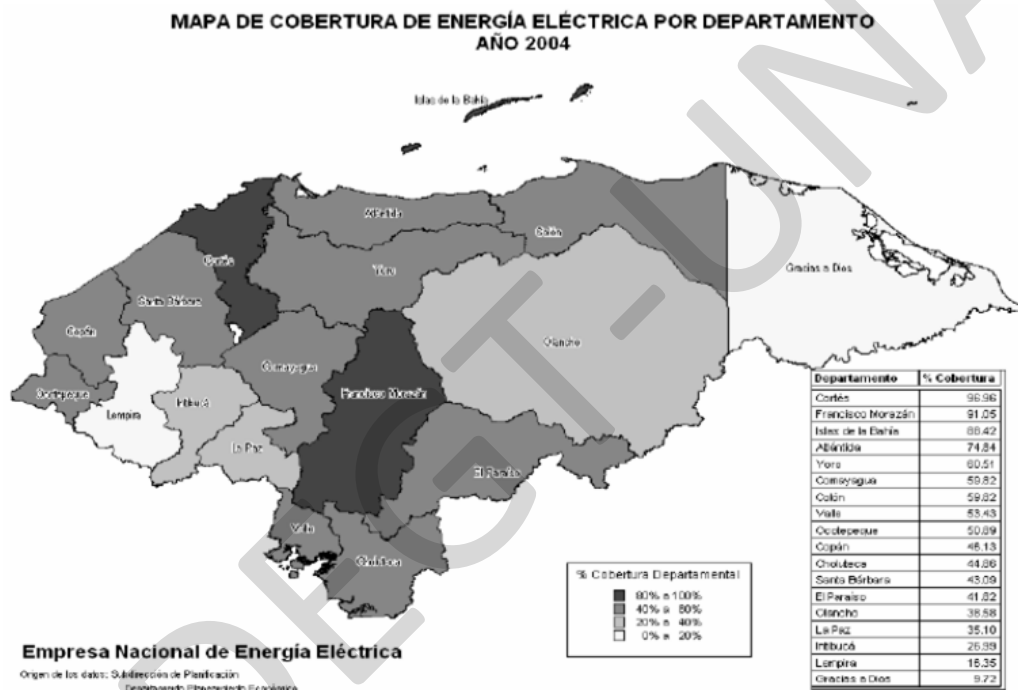
El Sub-sector eléctrico se encuentra regulado por la actual Ley Marco del Sub-sector Eléctrico (LMSSE) de Noviembre de 1994, y por los Decretos Legislativos Nos 267-98 y 9-2001 que incentivan la generación por medio de fuentes de energía renovable

MARCO LEGAL	DESCRIPCION
<ul style="list-style-type: none"> Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto N0. 158-94 del 26 de Noviembre 1994. 	<p>Regula las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país .A fin de ampliar la oferta de energía eléctrica, permite por primera vez la participación de la iniciativa privada en la generación y distribución de la energía eléctrica.</p>
<ul style="list-style-type: none"> Decreto N0. 267-98 de Diciembre de 1998 	<p>El Decreto 267-98 reformo la Ley de Incentivos emitida en abril de 1998 (Decreto N0. 85-98). El congreso Nacional de Honduras con este Decreto, tiene el objetivo de incentivar el uso de los recursos renovables para lo cual brinda una serie de prebendas, incluyendo: exoneración de impuesto sobre ventas (durante la construcción), pago de todos los impuestos, tasas y derechos de importación (durante estudio y construcción) exoneración de impuesto sobre la renta (primeros 5 años de operación), pago de un 10% por encima del costo marginal de corto plazo cuando la capacidad instalada no exceda de 50MW o que los efectos directos del proyecto sean para el</p>

	control de inundaciones.
<ul style="list-style-type: none">Decreto N0. 9-2001	El Decreto declara al proyecto Eólico Eléctrico Honduras 2000, con el carácter del proyecto Piloto Privado, además, garantiza la compra de toda la energía que generen los proyectos durante el plazo de vigencia de los contratos de suministro entre la ENEE y los Desarrollistas de Energías Renovables.
<ul style="list-style-type: none">Proyecto de Ley del Sector Eléctrico	El último proyecto de ley del sector eléctrico que estuvo en estudio en el congreso nacional a Diciembre del 2000, tiene un apartado (titulo XIII) sobre la electrificación rural, al proponer crear en este el Fondo Nacional de Electrificación con el fin de contribuir al financiamiento de la electrificación de las zonas rurales y de las áreas marginales de las zonas urbanas.

B) Aspectos Legales

En noviembre de 1994, el Gobierno de la República de Honduras aprobó la Ley Marco del Sub-sector Eléctrico mediante el Decreto 158-94. Esta Ley pretende incrementar la eficiencia en la utilización de los recursos energéticos del país, mediante la participación de la empresa privada en las actividades de generación, distribución y comercialización⁷ de la energía eléctrica, actividades desarrolladas hasta ese momento, únicamente por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica.



EMPRESAS TERMICAS PRIVADAS

Nombre de la empresa	Capacidad MW
EMCE (propiedad de la ENEE)	84
EMCE	60
LUFUSSA	119.5
ELHCOSA	80
Nacional de Ingenieros	45

FUENTE: Infraestructura Térmica. ENEE, Tegucigalpa, Septiembre, 2005

⁷ Por comercialización debe entenderse el proceso de medición, facturación y cobro de la electricidad a los clientes de las empresas distribuidoras.

Proyectos que firmaron contratos PPA's con la ENEE 2001

NOMBRE DEL PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)
La Boquita	0.17
La Nieve	0.48
El Cisne	0.71
San Carlos	2.26
Cortecito	3.20
Cececapa I	2.67
Río Blanco	3.70
Coronado	4.00
La Gloria	4.70
Cuyamel	7.80
Cuyamapa	10.50
La Esperanza I Etapa	1.40
La Esperanza II Etapa	12.00
Suyapa	8.00
Hidroeléctrica Tres Valles	15.00
TOTAL	76.60

TIPO DE PLANTA	1996		2001	
	MW	%	MW	%
TOTAL	692.6	100.0%	853.9	100.0%
<i>Hidráulica</i>	432.7	62.5%	431.5	50.5%
El Cajón	300.0	43.3%	300.0	35.1%
Río Lindo	80.0	11.6%	80.0	9.4%
Cañaverall	29.0	4.2%	29.0	3.4%
El Níspero	22.5	3.2%	22.5	2.6%
Santa María del Real ¹	1.2	0.2%	0.0	0.0%
<i>Térmica ENEE</i>	71.9	10.4%	32.4	3.8%
Santa Fé	4.4	0.6%	4.4	0.5%
Bermejo	26.0	3.8%	0.0	0.0%
Miraflores	13.5	1.9%	0.0	0.0%
La Puerta	16.0	2.3%	16.0	1.9%
La Puerta - Mex	12.0	1.7%	12.0	1.4%
<i>Térmica Privada</i>	188.0	27.1%	390.0	45.7%
Laeisz ²	0.0	0.0%	25.0	2.9%
Nacional de Ingenieros ²	0.0	0.0%	45.0	5.3%
Elcosa	80.0	11.6%	80.0	9.4%
Emce 1	68.5	9.9%	68.5	8.0%
Emce 2	0.0	0.0%	55.0	6.4%
Lufussa 1	39.5	5.7%	39.5	4.6%
Lufussa 2	0.0	0.0%	77.0	9.0%

Nota 1: En rehabilitación por daños sufridos durante el Mitch.

Nota 2: Arrendamientos de Potencia.

CAPITULO IV

ESTUDIO TECNICO

I. TOPOGRAFIA

El trabajo consistió en el levantamiento de una sección transversal al río en el sitio de Presa, y luego se tomaron los puntos necesarios hasta llegar al sitio de casa de máquinas, situado a unos 500m para la alternativa N° 1 y 1000m para la alternativa N° 3. Esta poligonal se realizó con Estaciones Totales marca Topcon tipo GTS-211 con todos sus accesorios.

II. GEOLOGIA

El informe geológico no se presenta por considerarlo innecesario para esta etapa. Las estructuras a cimentar son una pequeña presa de 2.5m de altura hasta el vertedero, una bocatoma, un tanque de presión, una tubería de 381mm de diámetro con sus respectivos bloques y una casa de máquinas que albergará una o dos unidades.

III. HIDROLOGIA

El presente informe encierra el estudio hidrológico de la cuenca del río Jagua en el sitio hidroeléctrico San Juan. Los objetivos son la determinación de la curva de duración de caudales y los caudales máximos a diferentes probabilidades.

El caudal promedio obtenido fue de 0.193 y los caudales máximos con valores de 9.0, 11.0 y 16.0 m³/s para los periodos de retorno de 10, 20 y 50 años respectivamente.

Breve descripción del área de estudio

La cuenca en estudio se encuentra en los límites de los Departamentos de Lempira e Intibucá. La cuenca en si, cae en nacimiento del río Jagua y sobre la ladera de la Montaña Cerro Verde; la cual forma parte de la Cordillera de Opalaca.

El cuenca hidrográfica tiene un área de 5.42 km², el río principal tiene una pendiente promedio de 14.7 % y la forma de la cuenca es ovalada.

La lluvia promedio anual en la cuenca es de 2200 mm.

IV. Curva de duración de caudales

Esta curva se obtiene ordenando los valores medios diarios del caudal (generalmente media de una larga serie de datos históricos) en sentido decreciente: obtenemos una curva que en la ordenada muestra el caudal desde el valor máximo al de estiaje y en la abscisa los días del año en los que el caudal correspondiente es igualado o superado.

La curva de duración permite visualizar de forma clara el caudal que hace falta dejar fluir en el curso de agua a lo largo de todo el año como está regulado por el pliego de condiciones (comprende el reflujo mínimo vital y la cantidad de agua que hay que garantizar en la salida para otros usos civiles, de riego, industriales...) y el caudal máximo derivable de la instalación.

Como hemos mencionado la cuenca carece, a la fecha, de información hidrometeorológica al interior de ella. De lo mencionado se decidió, a este nivel de estudio, aplicar los valores de la curva de duración adimensional de caudales representativos para el área de estudio.

El coeficiente de escurrimiento anual para zona donde se encuentra la cuenca de estudio fue fijado en 0.43. Con la lluvia anual y dicho coeficiente se obtuvo el caudal promedio anual de 0.163 m³/s. Cabe mencionar que en la vista de campo se observó la presencia de un aporte subterráneo. Dicho aporte promedio en el año fue estimado en 0.030 m³/s. Esto produce un caudal promedio anual representativo para la cuenca en estudio de 0.193 m³/s.

Con los valores de la curva de duración adimensional y el caudal promedio anual se logró determinar la curva de duración de caudales representativa para la cuenca, para el

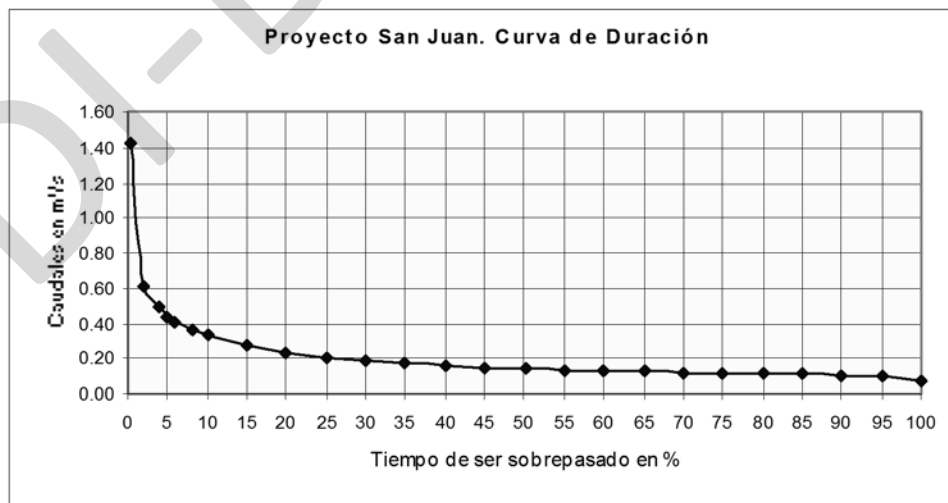
nivel de estudio en que se realiza los cálculos. El Cuadro 1 presenta los valores de dicha curva de duración y la Figura 1 su representación gráfica.

UDI-DEGT-UNAH

CUADRO 1
Curva de duración de caudales.
Sitio Río Jagua en San Juan

Tiempo (%)	Caudal (m ³ /s)
0.25	1.425
2	0.617
4	0.496
5	0.438
6	0.406
8	0.362
10	0.328
15	0.274
20	0.235
25	0.210
30	0.191
35	0.171
40	0.160
45	0.150
50	0.141
55	0.134
60	0.131
65	0.125
70	0.121
75	0.117
80	0.114
85	0.109
90	0.106
95	0.101
100	0.078

FIGURA 1
Curva de duración de caudales. Sitio Río Jagua en San Juan



FUENTE: Elaboración propia, en base a caudal de río Jagua: 2004-2005

Crecidas a diferentes probabilidades

Para este nivel de estudio se seleccionó el procedimiento de la curva envolvente de las crecidas probables observadas en la zona de estudio. El Cuadro 2 presenta los caudales máximos a diferentes probabilidades.

CUADRO 2
Caudales máximos a diferentes probabilidades. Sitio Río Jagua en San Juan

Tr (años)	Caudal (m ³ /s)
10	9
20	11
50	16

FUENTE: Elaboración propia, en base a caudal de río Jagua: 2004-2005

V. Descripción de Obras Civiles

A. REPRESA

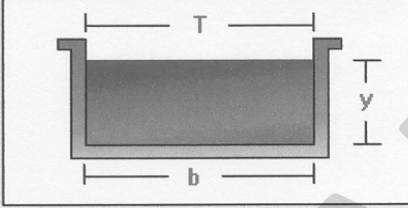
De las tres alternativas analizadas, las alternativas N° 1 y 3, son las que presentan mejores indicadores financieros, el complejo de estructuras consta de: una represa de concreto convencional con 4.0 m de altura, con una longitud de cresta de 15.0m, 3.85m de base y en su parte central tiene un vertedero de 8.0m de ancho, un tirante de 1.02m, el cual evacuará un caudal de 18.0 m³/s que corresponde a un período de retorno de 50 años (Ver Anexo D, Plano). Corresponde al estudio de factibilidad hacer una optimización del caudal y obtener una alternativa posiblemente con mejores indicadores.

B. TOMA

La toma es de forma rectangular y está localizada en el cuerpo de la presa en su margen izquierda. La toma consiste en un orificio de 0.8m de ancho y 0.9m de altura de tirante de agua, luego habrá una reducción hasta quedar en 0.60m de ancho por la base y un tirante hidráulico de 0.45m, en su zona frontal se instalará una rejilla para evitar el ingreso de basura al canal. La toma captará 0.20 m³/seg. equivalente al caudal de

diseño de la central. (Ver Anexo D, Planos), los cálculos hidráulicos del canal se presentan a continuación.

Resultado de los Cálculos Hidráulicos

Caudal (Q):	<input type="text" value="0.20"/>	m ³ /s	
Ancho de solera (b):	<input type="text" value="0.6"/>	m	
Talud (Z):	<input type="text" value="0"/>		
Rugosidad (n):	<input type="text" value="0.015"/>		
Pendiente (S):	<input type="text" value="0.0012"/>	m/m	
Resultados:			
Tirante normal (y):	<input type="text" value="0.4522"/>	m	Perímetro (p): <input type="text" value="1.5044"/> m
Área hidráulica (A):	<input type="text" value="0.2713"/>	m ²	Radio hidráulico (R): <input type="text" value="0.1803"/> m
Espejo de agua (T):	<input type="text" value="0.6000"/>	m	Velocidad (v): <input type="text" value="0.7372"/> m/s
Número de Froude (F):	<input type="text" value="0.3500"/>		Energía específica (E): <input type="text" value="0.4799"/> m-Kg/Kg
Tipo de flujo:	<input type="text" value="Subcrítico"/>		

FUENTE: Elaborado con HIDROCAD, en base a caudal de río Jagua: 2004-2005

C. CONDUCCION POR CANAL

El caudal de diseño de la central Hidroeléctrica será conducido por un canal rectangular de 30m de longitud, con 0.60m de ancho y un tirante hidráulico de 0.45m, para ambas alternativas.

D. TANQUE DE PRESION

El tanque de presión tiene como función garantizar la cantidad de agua necesaria para una operación ininterrumpida de la central hidroeléctrica y cuyo volumen de operación es igual a 36m³, sus dimensiones se darán en el estudio de factibilidad, el volumen de excavación para la alternativa N° 1y 3 es de 126m³ y el volumen de concreto es de 35.0m³. La elevación del agua en el tanque operando a plena carga es de 1702.42msnm.

E. TUBERIA DE PRESION

La tubería a presión tiene un diámetro de 356mm, su longitud es de 1000m.

F. BLOQUES Y SOPORTES

Los soportes considerados para una longitud de 1000.0m de tubería a presión son 84, distribuidos a cada 12m de tubería. Los bloques se ubicarán a cada 100m, de acuerdo a la topografía del terreno y en caso de cambios de dirección ya sea vertical o en horizontal. En el caso actual la mínima cantidad de bloques son 10, la longitud de la tubería es de 500m, por tanto la cantidad de soportes son 42 y bloques 6.

G. CASA DE MAQUINAS

La casa de máquinas está ubicada en la margen derecha del Río Jagua en las tres alternativas. La Central tiene una Potencia Instalada de 217.0kW para la alternativa N° 1 y 297.0kW para la alternativa N° 3, la casa de máquinas será a superficie libre y albergará dos unidades. El tipo de turbina aconsejable para instalar en la Central, es una Pelton de eje Horizontal, diseñada para un caudal de 0.20m³/seg. La Empresa Nacional de Energía Eléctrica exige que la interconexión al SIN sea en 34.5 kV.

H. POTENCIA INSTALADA

La potencia instalada de la central hidroeléctrica es de 297.0kW, la potencia promedio es de 253kW para la alternativa.

I. PRODUCCION DE ENERGIA

La producción de energía promedio obtenida con la curva de duración elaborada al efecto es de 1.58GWh para la alternativa N° 1 y 2.17GWh para la alternativa N° 3. El factor de planta para esta Central Hidroeléctrica es de 83.0%

J. CANAL DE DESGOGUE

El Canal de desfogue es trapezoidal y tiene una longitud de 10m.

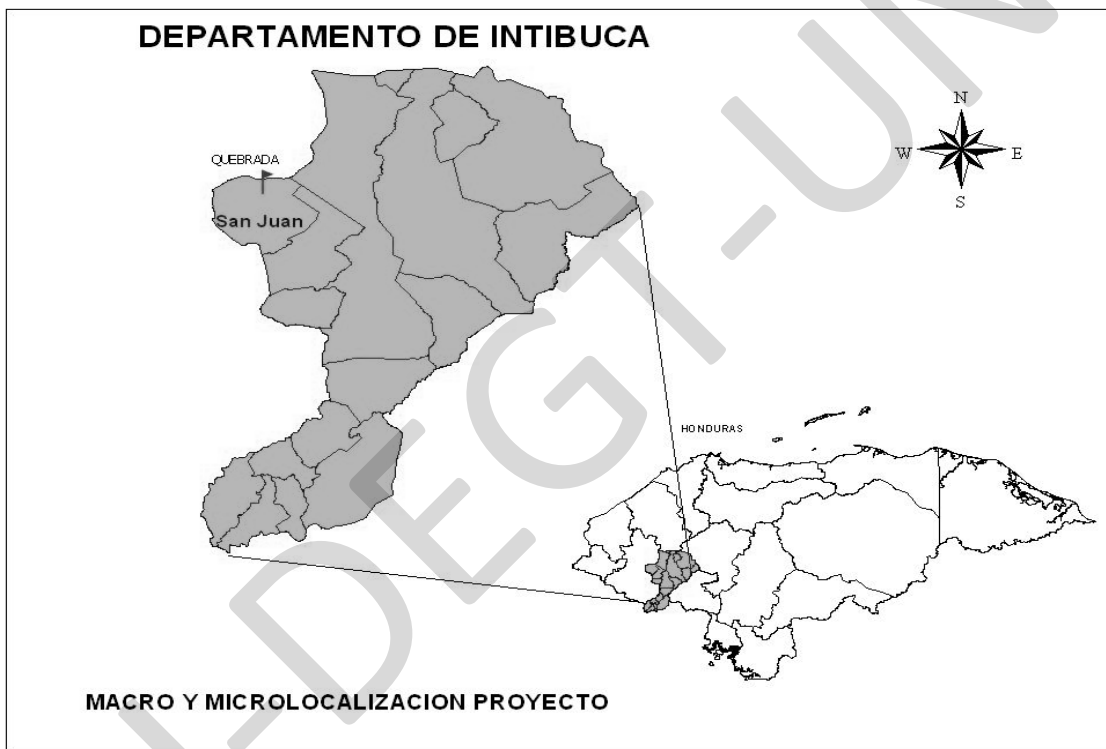
VI. LOCALIZACION

A) Macro localización

La planta mini hidro se encuentra ubicada en el suroeste de Honduras, en el Departamento de Intibucá.

B) Micro localización

Específicamente en el municipio de San Juan, en la quebrada de Río Plata, en las coordenadas siguientes; 16347762 E, 1599919 N, a 1472 msnm



FUENTE: Elaborado con EAGLE CAD, utilizando método de Posicionamiento Global

La elección del lugar se realizó basándose en las condicionantes siguientes:

- La materia prima: agua de la quebrada Río Jagua
- Cercanía a una estación de almacenamiento para su venta.
- La disponibilidad de terrenos (control de la propiedad).
- La accesibilidad del lugar (cuanto mayor es la accesibilidad al curso de agua, menor será el impacto sobre el mismo provocado por las posibles intervenciones).
- La evaluación de los parámetros de referencia (caudal y salto disponible).

VII. TAMAÑO

Partiendo del enunciado conceptual, es la magnitud o dimensión del proyecto. Este caso en particular está determinado por el caudal que produce el río Jagua, ubicado en el municipio de San Juan departamento de Intibucá.

En la medida que se evalúa y se analiza esta variable, se consideró algunos factores determinantes como la disponibilidad de materias primas y en función de la demanda potencial, el cual se menciona ya con anterioridad esa población meta a la que se le dará servicio.

Un proyecto hidroeléctrico comprende un conjunto de estructuras cuyo fin último es la transformación de la energía hidráulica en energía mecánica y luego en energía eléctrica.

VIII. FACTORES DETERMINANTES

A) La Disponibilidad de las Materias Primas

La precipitación pluvial, está relacionada en forma directa con el caudal que mantenga el río. Así también con el comportamiento de las estaciones climáticas que se dan en la región de esta manera se puede obtener las condiciones ideales para mantener la producción.

Para el estudio de las materias primas e insumos, la principal materia prima es el agua, y para ello se han analizado aspectos de conservación de los bosques aledaños y en caso

de ser necesario un plan de reforestación alrededor de la fuente superficial del agua para mantenerla.

IX. FACTORES CONDICIONANTES

Dentro de los factores condicionantes a considerar con criterio para este proyecto, se analizó con detalle materia prima siendo esta el agua del río o quebrada.

Para calcular el tamaño se realizó un aforo de la quebrada, obteniendo los siguientes datos:

KW = 297 es la producción que se obtendrá en este proyecto. En base a ese cálculo se determinará el tipo de tecnología y a que escala se implementará.

X. TECNOLOGÍA

A) Proceso productivo

El primer paso en la generación de energía en una planta hidroeléctrica es la recolección de la escorrentía de la lluvia en lagos, corrientes, ríos, durante *el ciclo hidrológico*. La escorrentía superficial fluye hacia las presas río abajo. El agua cae a través de la presa, en la planta hidroeléctrica y gira una gran rueda llamada turbina. La turbina convierte la energía del agua caída en energía mecánica que es conducida al generador. Gira un motor, el cual rota un número de imanes en el generador. Cuando los imanes pasan por la bobina de cobre un campo magnético es creado, el cual ayuda a la producción de electricidad. El transformador incrementará el voltaje de la electricidad, a niveles necesarios para enviarla a las comunidades. Después de que este proceso tenga lugar la electricidad es transferida a las comunidades a través de las líneas de transmisión y el agua es liberada de nuevo a los lagos, corrientes y ríos. Esto es enteramente no perjudicial, porque no son adicionados contaminantes al agua durante el flujo a través de la planta hidroeléctrica

B) Turbinas hidráulicas: funcionamiento y clasificación

Una turbina hidráulica es una máquina motriz que permite transformar la energía potencial del agua en energía mecánica. Consta de:

Una parte fija –distribuidor– con la función mecánica de dirección y regulación del caudal que llega al rodete, y la función hidráulica de transformación de la energía potencial del agua en energía cinética.

Una parte móvil –rodete– puesto en movimiento por el agua que sale del distribuidor con la función de comunicar energía mecánica al eje en el que está montada.

En relación a sus características dinámicas, las turbinas se pueden clasificar de la siguiente manera:

1) **TURBINAS DE ACCIÓN**: la energía del agua que sale del distribuidor es totalmente cinética (la transformación de energía potencial a cinética, se produce al pasar a través de una aguja que provoca un estrechamiento del diámetro del conducto forzado). A lo largo de todo el recorrido a través del rodete, el fluido se encuentra a la presión atmosférica. Las únicas turbinas de acción utilizadas en la práctica son las turbinas PELTON.

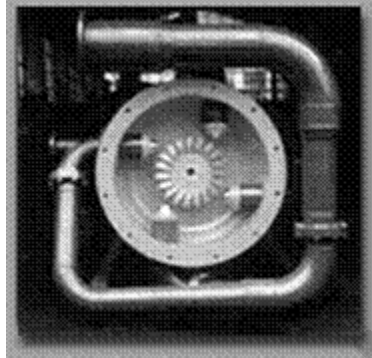
2) **TURBINAS DE REACCIÓN**: la energía del agua que sale del distribuidor es en parte cinética y en parte de presión (la transformación de potencial a cinética que se produce en el distribuidor no es completa: el agua sale con una velocidad inferior a la de las turbinas de acción, pero con una presión no nula). Las turbinas de reacción trabajan completamente sumergidas en el agua y tienen en su parte final un difusor. Existen numerosos tipos que se pueden resumir en las FRANCIS y las DE HÉLICE (entre las cuales se encuentran las turbinas KAPLAN).

En función del salto y del caudal disponible, se instalan diferentes tipos de turbinas:

PELTON: cuando el salto es grande y el caudal reducido;

FRANCIS: para valores medios de salto y caudal;

KAPLAN: cuando el salto es pequeño y el caudal es importante.



Turbina Pelton de 4 chorros de 100 kW
(Fuente: Tamanini)

En el caso de microsistemas, el mercado no ofrece, como ya se ha comentado, muchos modelos. El rango de valores de caudal y salto dentro de los cuales elegir se expone continuación:

	Caudal [l/s]	Salto [m]
Pelton	1-1.000	20-300
Turgo	1-2.000	30-300
Flujo cruzado	20-2.000	5-100
Francis	500-2.000	2-10

Rango de aplicación de las micro y mini turbinas en el mercado

FUENTE: Rangos según especificaciones técnicas de proveedor

XI. Ingeniería de plantas de procesamiento y tecnología

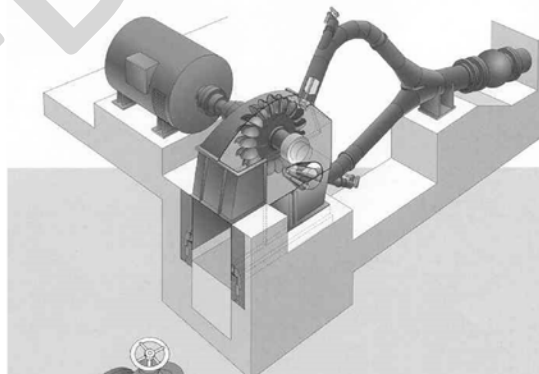
La potencia de una instalación se define, como ya se ha visto, por el producto del caudal y del salto. Aunque se puede obtener la misma potencia en sistemas que utilizan un gran caudal y saltos pequeños que en las que utilizan saltos grandes y caudales pequeños, las micro centrales (que producen bajas potencias) aprovechan normalmente caudales reducidos sobre saltos modestos.

Además, la potencia que se puede obtener de una instalación, a igualdad de caudal y salto, depende del rendimiento global de transformación: para un cálculo aproximado del rendimiento de un microsistema se aconseja hacer referencia a un rendimiento global inferior al que normalmente se utiliza en las instalaciones de gran tamaño, *considerando un h global comprendido entre 0,5 y 0,7.*

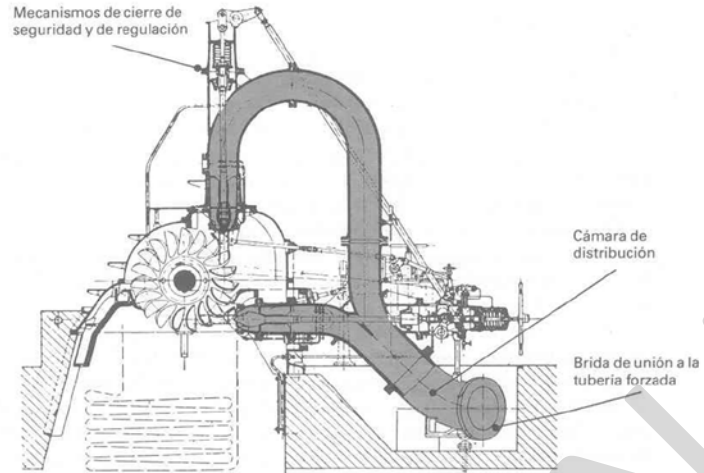
Para este tipo de sistemas se utilizan turbinas **Pelton** o de **flujo cruzado**, que se adaptan mejor al aprovechamiento del potencial de caudales generalmente limitados.

Cada turbina tiene su propio rendimiento, en función del régimen de utilización de la misma.

TURBINAS PÉLTON



TURBINA PELTON



CORTE DE UNA TURBINA PÉLTON



XII. Partes estructurales de planta mini hidro

La tubería de carga

Tailrace

La casa de motores

El generados

El transformador

El interruptor automático

XIII. INGENIERÍA

A) Composición de una instalación hidroeléctrica

Una instalación hidroeléctrica está formada por canales y componentes hidráulicos (sistema de captación de agua, tomas de agua, sistema de canalización y de restitución, centralita) y por componentes electromecánicos (turbina, alternador, cuadros eléctricos, sistemas de mando).

El agua procedente de los sistemas de toma de agua es canalizada, a través de canales o conductos, a la cámara de carga, que determina el nivel del canal a cielo abierto superior, necesario en función del salto útil para la central. Desde este punto, el agua es canalizada a las turbinas a través de conductos forzados y, al pasar a por las paletas móviles (rotores), determina su rotación. El eje del rotor que gira está conectado a un generador de electricidad (alternador); el agua que sale de la turbina es devuelta, a través de los sistemas de restitución a su curso original, a un nivel determinado por el canal a cielo abierto inferior.

Simplificaciones técnicas y tecnológicas en las aplicaciones de minihidráulica Se utilizaran tubos de plástico para los conductos forzados: de PVC de 12", que pueden trabajar perfectamente a la presión óptima de 16 bar, son fáciles de instalar y de adaptar al terreno, no son vulnerables a la cal y tienen pérdidas de carga inferiores que las de otros materiales.

Algunas aplicaciones están formadas por grupos turbina-generador completamente sumergidos.

Otra solución sencilla y, a menudo, utilizada para saltos de 1 a 10 m consta de turbinas de *sifón*: desde el dique, el agua es recogida y canalizada directamente a través de la turbina instalada sobre el dique.

Existen componentes electrónicos, como centralitas de control automático que permiten un funcionamiento a caudal constante, separando en *resistencias de carga* los eventuales picos de energía en exceso. Estos sistemas sustituyen a los de regulación electromecánica, que generan complicaciones y problemas.

Los sistemas electrónicos de control y supervisión modernos, pero sencillos, permiten, mediante un software que comunica directamente con el teléfono GSM en forma de mensajes SMS (Short Message System), pedir y obtener informaciones a distancia de la instalación y enviar órdenes al sistema, (Fuente; SEAC Crl)

Los sistemas de pequeño tamaño ocupan poco espacio y son poco visibles y, por tanto, tienen un gran valor en términos de sostenibilidad de la generación eléctrica.

Para el desarrollo del potencial mini hidráulico, se cuenta con una tecnología moderna que ofrece en el mercado una amplia gama de bienes de equipo de alta calidad y prestaciones, que van incorporando los últimos avances tecnológicos para incrementar los rendimientos, disminuir los costos y el impacto ambiental.

B) Especificaciones para una instalación hidroeléctrica

Componentes:

- Sistemas de toma de agua, cuya configuración depende de la tipología del curso de agua interceptado y de la orografía de la zona.
- Sistemas de filtración, para la eliminación de cuerpos en suspensión en el agua; su tipología –incluida su mayor o menor automatización– depende del caudal derivado y de la entidad de los sólidos transportados por el flujo hídrico;
- Sistemas de conducción de las aguas formados por canales o conductos forzados según la orografía y por consiguiente la tipología de instalación, con un mayor o menor salto;
- Edificio central, que contiene los sistemas electromecánicos: grupo turbina-alternador, transformador, contadores, cuadros eléctricos y sistemas de control;
- Sistemas de restitución de las aguas al curso de agua principal.

C) Potencia

La potencia que se puede obtener de una instalación, a igualdad de caudal y salto, depende del rendimiento global de transformación de una instalación hidroeléctrica, que es el resultado del producto de, al menos, los siguientes rendimientos parciales:

- rendimiento hidráulico;
- rendimiento volumétrico de la turbina;
- rendimiento mecánico del grupo turbina-generator;
- rendimiento eléctrico del generador;
- rendimiento del transformador.

D) Turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas se emplean para aprovechar la energía del agua en movimiento.

La rueda Pelton es un modelo del siglo XIX cuyo funcionamiento es más parecido al de un molino de agua tradicional.

La rueda gira cuando el agua procedente del conducto forzado golpea sus paletas. El agua sale a gran presión por la tobera e impulsa las paletas que hacen girar un eje.

Para la elección del tipo de turbina que más convenga en la implementación del proyecto, existen dos opciones: la turbina Pelton o la turbina Francis. Ambas ofrecen una buena comercialización y condiciones de funcionamiento.

Por esta razón, se realizó un análisis específico de estas dos clases de turbinas, el cual se presenta a continuación:

En la elección del tipo de turbina de reacción (Francis) o de acción (Pelton). Por ejemplo, cuando las aguas arrastran caudal sólido, que puede erosionar las turbinas, es más conveniente la turbina Pelton, en la que es muy fácil reponer la aguja y la boquilla de los inyectores a un bajo costo, mientras que en la Francis la reposición es más costosa en valor económico y tiempo.

Si una central está destinada a suministro de fuerza con carga muy variable, como los casos de tracción eléctrica, es preferible emplear la Pelton que la Francis, porque ésta, a carga fraccionaria tiene mejor rendimiento.

Los factores más importantes a considerar y que decidirán sobre la elección entre la turbina Pelton o Francis serán las siguientes condiciones locales: limpieza del agua, naturaleza de la carga que ha de atender la central, etc.

Pero vale la pena resaltar que esto no quiere decir que no existan turbinas Francis dentro de la zona señalada para las Pelton, funcionando en perfectas condiciones.

Las ventajas en grandes alturas de salto de cada una de las turbinas seleccionadas:

E) Ventajas en Alturas medias de salto

Las elecciones de turbinas anteriores no deberán considerarse como absolutas, sino más bien como las más probables con alturas de salto en que pueden quedar duda de emplear uno u otro tipo de turbina.

UDI-DEGT-UNAH

Turbinas Pelton	Turbinas Francis
Más robustas	Menor peso
Menos peligro de erosión de las paletas.	Mayor rendimiento máximo
Reparaciones más sencillas	Aprovechan mayor desnivel, debido al tubo de aspiración
Regulación e presión y velocidad más fácil	Alternador más económico
Mejores rendimientos a cargas parciales	Dimensiones en planta de la central más reducidas
Infraestructura más sencilla.	

Turbinas Francis	Turbinas Pelton
Mayor economía en la turbina.	Mejores rendimientos a cargas parciales.
Menos coste de excavación y cimientos.	Mejores rendimientos con alturas de salto variables.
Mejores rendimientos a cargas parciales que las hélices de palas fijas.	Menos obra de fábrica que las hélices de palas fijas.
Menor peligro de cavitación.	Alternador más barato.

FICHA TECNICA DEL PROYECTO #1**Nombre del Proyecto**

Proyecto Hidroeléctrico Shalom - Alternativa N° 1

Descripción General**Localización**

- Departamento: Intibucá
- Río y Cuenca: Río Jagua, Cuenca del Río Jagua
- Municipio: San Juan
- Coordenadas de la presa 1,599,550N/347,800E
- Casa de Máquinas 1,599,500N/347,450E
- Vías de Acceso: La Esperanza- San Juan

Datos Nominales

Potencia Instalada:	217.00 kW
Caudal:	0.20 m ³ /s
Salto Neto:	124.01m
Número de Unidades:	2
Nivel Actual del Estudio:	Perfil
Área de la Cuenca hasta la Captación:	5.42 km ²

Cotas (m.s.n.m.):

Captación:	1702.50
Desfogue:	1574.20

Caudales (m³/s)

Estiaje del Río:	0.078
Medio de Diseño:	0.200

Salto (m)

Bruto:	128.30
Neto:	124.01

Potencia Instalada de la Central (kW)

Nominal:	217.0
Media:	184.0

Firme: -----

Energía (GWh/año)

Media: 1.58

Firme: -----

Costos

Nivel de Precios (2005)

Tasa de Cambio (Lps./US\$ = 19.02)

Total Obras Civiles	US\$ 185,809.35
Total Equipo Electromecánico	US\$ <u>186,554.00</u>
Total Costos Directos	US\$ 372,363.35

Obras Civiles**Presa**

Tipo: Concreto (Gravedad)

Altura de la Presa: 4.0m

Características: Con vertedero central,

Cota Cresta de la Presa: 1704.0 m.s.n.m.

Longitud de Cresta de la Presa: 15.00m

Vertedero

Tipo: Convencional

Avenida de Diseño: 18.00 m³/s

Cota cresta del vertedero 1702.50 m.s.n.m.

Longitud del Vertedero 8.00m

Conducción:

Tipo: Canal Rectangular

Longitud Canal 30.00 m

Caudal: 0.20 m³/s

Pendiente: 0.0012

Tanque de Presión

Tipo: Tanque rectangular

Volumen de agua: 36.0m³(volumen de operación)

Dimensiones del tanque: Se darán en la factibilidad.

Tubería a Presión

Longitud: 500.00m
Diámetro: 0.381m
Caudal de diseño: 0.20 m³/s

Casa de Máquinas

Tipo: Superficial
Dimensiones: 10.0x7.0
Unidades: 2

Turbinas

Tipo de Turbinas Pelton Eje Horizontal
Potencia Instalada 2x108.50kW c/u

FUENTE: Ficha técnica elaborada en base a la Potencia Instalada, tomando en consideración: cuenca, caudal y salto neto, Comparando costos directos de obra.

FICHA TECNICA DEL PROYECTO # 2**Nombre del Proyecto**

Proyecto Hidroeléctrico Shalom -Alternativa N° 2

Descripción General**Localización**

- Departamento: Intibucá
- Río y Cuenca: Río Jagua, Cuenca del Río Jagua
- Municipio: San Juan
- Coordenadas de la presa 1,599,550N/347,800E
- Casa de Máquinas 1,599,500N/347,450E
- Vías de Acceso: La Esperanza- San Juan

Datos Nominales

- Potencia Instalada: 142.00 kW
- Caudal: 0.2 m³/s
- Salto Neto: 81.09m
- Número de Unidades: 2
- Nivel Actual del Estudio: Perfil
- Área de la Cuenca hasta la Captación: 5.42 km²

Cotas (m.s.n.m.):

- Captación: 1702.5
- Desfogue: 1621.2

Caudales (m³/s)

Estiaje del Río:	0.078
Medio de Diseño:	0.20

Salto (m)

Bruto:	83.30
Neto:	81.09

Potencia Instalada de la Central (kW)

Nominal:	142.0
Media:	120.0
Firme:	-----

Energía (GWh/año)

Media:	1.03
Firme:	-----

Costos

Nivel de Precios (2005)

Tasa de Cambio (Lps./US\$ = 19.02)

Total Obras Civiles	US\$ 147,519.94
Total Equipo Electromecánico	US\$ <u>171,378.00</u>
Total Costos Directos	US\$ 318,897.94

Obras Civiles**Presas**

Tipo:	Concreto (Gravedad)
Altura de la Presa:	4.5m
Características:	Con vertedero central,
Cota Cresta de la Presa:	1704.00 m.s.n.m.
Longitud de Cresta de la Presa:	15.00 m

Vertedero

Tipo:	Convencional
Avenida de Diseño:	18.00 m ³ /s
Cota cresta del vertedero	1702.50 m.s.n.m.
Longitud del Vertedero	8.00m

Conducción:

Tipo:	Canal Rectangular
Longitud Canal	30.00 m
Caudal:	0.20 m ³ /s
Pendiente:	0.0012

Tanque de Presión

Tipo:	Tanque rectangular
Volumen de agua:	36.0m ³ (volumen de operación)
Dimensiones del tanque:	Se darán en la factibilidad.

Tubería a Presión

Longitud:	260.00m
Diámetro:	0.381 m
Caudal de diseño:	0.20 m ³ /s

Casa de Máquinas

Tipo:	Superficial
Dimensiones:	10.0x7.0
Unidades:	2

Turbinas

Tipo de Turbinas	Francis Eje Horizontal
Potencia Instalada	2x 67.50kW c/u

FUENTE: Ficha técnica elaborada en base a la Potencia Instalada, tomando en consideración: cuenca, caudal y salto neto, Comparando costos directos de obra.

FICHA TECNICA DEL PROYECTO #3**Nombre del Proyecto**

Proyecto Hidroeléctrico Shalom - Alternativa N° 3

Descripción General**Localización**

- Departamento:	Intibucá
- Río y Cuenca:	Río Jagua, Cuenca del Río Jagua
- Municipio:	San Juan
-Coordenadas de la presa	1,599,550N/347,800E
-Casa de Máquinas	1,599,500N/347,450E
- Vías de Acceso:	La Esperanza- San Juan

Datos Nominales

Potencia Instalada:	297.00 kW
Caudal:	0.2 m ³ /s
Salto Neto:	169.79m
Número de Unidades:	2
Nivel Actual del Estudio:	Perfil
Área de la Cuenca hasta la Captación:	5.42 km ²

Cotas (m.s.n.m.):

Captación:	1752.5
Desfogue:	

Caudales (m³/s)

Estiaje del Río:	0.078
Medio de Diseño:	0.200

Salto (m)

Bruto:	
Neto:	169.79

Potencia Instalada de la Central (kW)

Nominal:	297
Media:	253
Firme:	-----

Energía (GWh/año)

Media: 2.17
 Firme: -----

Costos

Nivel de Precios (2005)

Tasa de Cambio (Lps./US\$ = 19.02)

Total Obras Civiles	US\$ 259,742.25
Total Equipo Electromecánico	US\$ <u>258,098.00</u>
Total Costos Directos	US\$ 517,840.25

Obras Civiles**Presa**

Tipo: Concreto (Gravedad)
 Altura de la Presa: 4.0m
 Características: Con vertedero central,
 Cota Cresta de la Presa: 1754.00 m.s.n.m.
 Longitud de Cresta de la Presa: 15.00 m

Vertedero

Tipo: Convencional
 Avenida de Diseño: 18.00 m³/s
 Cota cresta del vertedero 1752.50 m.s.n.m.
 Longitud del Vertedero 8.00m

Conducción:

Tipo: Canal Rectangular
 Longitud Canal 30.00 m
 Caudal: 0.20 m³/s
 Pendiente: 0.0012

Tanque de Presión

Tipo: Tanque rectangular
 Volumen de agua: 36.0m³(volumen de operación)
 Dimensiones del tanque: Se darán en la factibilidad.

Tubería a Presión

Longitud: 1000m
Diámetro: 381mm
Caudal de diseño: 0.20m³/s

Casa de Máquinas

Tipo: Superficial
Dimensiones: 10.0x7.0
Unidades: 2

Turbinas

Tipo de Turbinas Francis Eje Horizontal
Potencia Instalada 2x 148.50kW c/u

FUENTE: Ficha técnica elaborada en base a la Potencia Instalada, tomando en consideración: cuenca, caudal y salto neto, Comparando costos directos de obra.

UDI-DEGT-UNIAH

CAPITULO V

ASPECTOS ECONÓMICO - FINANCIERO

ASPECTOS ECONÓMICOS

Basados en el costo anual de la central que incluye: intereses, depreciación, seguros, reemplazo intermedio, operación y mantenimiento, etc. y la demanda para el primer año de generación de la comunidad beneficiada, la cual es de 137,881 kWh, se determinó que el costo de generación por kilovatio hora para el primer año del proyecto es de US\$ 0.26.

El Análisis Financiero ha sido elaborado mediante una hoja electrónica, la cual permite obtener dos parámetros importantes de medición de la rentabilidad de un proyecto: La Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN). Los datos de la Tabla N° 3.7.5.1 Resumen del Costo del Proyecto, se han utilizado para el análisis financiero que se presenta

COSTOS

Se examinarán las ofertas recibidas, comparando precios de turbinas y alternadores, rendimientos y obras de fábrica necesarias, efectuando un estudio económico para ver qué solución resulta más ventajosa, o sea para cuál es mínima la suma de gastos de conservación anuales, coste de la energía perdida en el año e interés y amortización del capital invertido.

Proyecto Hidroeléctrico Shalom, Intibucá

			Prob. Exced	Río Jagua m3/s
			0.25	1.425
			2	0.617
			4	0.496
Datos			5	0.438
Promedio de CDC (m3/s)	0.20		6	0.406
Hidrología : Caudal de diseño del vertedor			8	0.362
Período de retorno (años)	50	50	10	0.328
Caudal de diseño (m3/s)	18	18.0	15	0.274
			20	0.235
Diseño de la conducción: 30% de CDC (m3/s)	0.20		25	0.210
			30	0.191
Diseño del vertedor para 50 años			35	0.171
$Q=C*L^H3/2$	C	L	40	0.160
	2.2	8	45	0.171
$H=(Q/CL)^{2/3}$ (m)	Ho=	1.02	50	0.141
			55	0.134
			60	0.131
Diseño del vertedor para 100 años			65	0.125
$Q=C*L^H3/2$	C	L	70	0.121
	2.2	8	75	0.117
$H=(Q/CL)^{2/3}$ (m)	H=	1.02	80	0.114
			85	0.109
			90	0.106
			95	0.101
			100	0.078
$X^n= K*Y *(Ho)^{n-1}$	n=	1.85		
$X^{1.85}= 2.0*Y *(Ho)^{0.85}$				
Ecuación de Vertedero para 50 años		0.49		
$Y=X^{1.85}/2.0*Ho^{0.85}$	Y=	0.10X ^{1.85}		
Ecuación de Vertedero para 100 años		0.49		
$Y=X^{1.85}/2.0*Ho^{0.85}$	Y=	0.11X ^{1.85}		
Tubería de Presión			X	0.53X ^{1.85}
Q promedio (m3/s), Vel. agua =(2.5 a 4.5 m/s), A (m2)			0.5	0.147
$Q=A*V$	V=	1.75	1.0	0.530
$A=Q/V$	A=	0.11	1.5	1.122
$A=3.1416*r^2$	d (m) =	0.381	2.0	1.911
	d (m)			
	round=	0.381	2.5	2.887
			3.0	4.045
			3.5	5.380
Dimensiones de la Toma para Q promedio	n=	0.015	4.0	6.888
$Bm=((Q*n)/(0.1984*Vi))^{3/8}$ Es el ancho	Bm=	0.76	4.5	8.565
n= rugosidad=0.015 de concreto			5.0	10.408
Froude debe ser menor que 1			5.5	12.415
$(ho/B) =0.5$	ho=	0.38	6.0	14.583

Dimensiones de la Toma para Q 30%	n=	0.015	6.5	16.911
$Bm = ((Q \cdot n) / (0.1984 \cdot Vi))^{3/8}$	Bm=	0.76	7.0	19.396
Bm= Ancho de la Solera			7.5	22.036
n= rugosidad=0.015			8.0	24.831
$(h_o/B) = 0.5$	ho=	0.38	8.5	27.778
			9.0	30.876
			9.5	34.124
			10.0	37.521
			10.5	41.065
			11.0	44.756
			11.5	48.592
			12.0	52.573

UDI-DEGT-UNVAN

Costos Directos Proyecto Hidroeléctrico Shalom, Intibucá Alternativa N° 1

1US.=Lps. 19.02

No.	Actividad	Unidad	Cantidad	Precio Unitario US\$	Valor Total US\$
I	Preliminares				
1.1	Acceso (camino conformado)				
1.2	Apertura de Brecha Hacia Casa de Máquinas	Km	0.15	25,000.00	3,750.00
1.3	Apertura de Brecha Hacia la Presa	Km	0.2	25,000.00	5,000.00
1.4	Ampliación de brecha hacia Casa de Máquinas	Km		25,000.00	0.00
1.5	Bodegas	Gl		100.00	0.00
1.6	Misceláneas	Gl		5,000.00	0.00
1.7	Sub Total 1				8,750.00
II	Presa de Concreto				
2.1	Limpieza y destronque	m ²	200	0.21	42.00
2.2	Marcado y Nivelación (topografía)	MI	45	0.52	23.40
2.3	Excavación en Roca	m ³	5	17.00	85.00
2.4	Encofrado de madera	m ²	64	12.00	768.00
2.5	Limpieza de roca del sitio	m ³	5	3.38	16.90
2.6	Concreto masivo (no reforzado)	m ³	109	200.00	21,800.00
2.7	Sub Total 2				22,735.30
III	Obras de desvío				
3.1	<i>Canal de Desvío</i>				
3.2	Limpieza y destronque	m ²	0	0.21	0.00
3.3	Marcado y Nivelación (topografía)	MI	10	0.52	5.20
3.4	Excavación en Roca	m ³	2	17.00	34.00
3.5	Remoción de material excavado	m ³	2	3.38	6.76
3.6	Tubería de PVC para el Desvío (L=10.0)	MI	10	7.80	78.00
3.7	Sub Total 3				123.96
IV	Bocatoma				
4.1	Marcado y Nivelación (topografía)	MI	32	0.52	16.64
4.2	Excavación en Suelo 70%	m ³	12	5.50	66.00
4.3	Excavación en Roca 30%	m ³	12	17.00	204.00
4.4	Limpieza y desalojo de material	m ³	24	3.38	81.12
4.5	Concreto armado f'c=3,000#/p ² +Dfondo	m ³	1.5	242.37	363.56
4.6	Rejilla de acero	Ton	0.36	3,434.47	1,236.41
4.7	Compuerta manual	Unidad	2	400.00	800.00
4.8	Sub Total 4				2,767.72
V	Canal Desfogue				
5.1	Limpieza y destronque	m ²	10	0.21	2.10
5.2	Marcado y Nivelación	MI	15	0.52	7.80
5.3	Excavación en suelo común	m ³	5	5.50	27.50
5.4	Excavación en Roca	m ³	2.9	17.00	49.30
5.5	Concreto de las Losas	m ³	3	242.37	727.11
5.6	Encofrado de madera	m ²	11.4	12.00	136.80
5.7	Sub Total 5				950.61

VI	Tanque de Presión				
6.1	Limpieza y destronque	m ²	68	0.21	14.28
6.2	Marcado y nivelación	MI	30	0.52	15.60
	Excavación en suelo común	m ³	101	5.50	555.50
	Excavación en roca	m ³	25	17.00	425.00
	Concreto armado	m ³	60	242.37	14,542.20
	Rejillas de acero	ton.	0.3	3,434.47	1,030.34
	Compuertas Manuales	Unidad	2	500.00	1,000.00
	Encofrado de Madera	m ²	94	12.00	1,128.00
	Sub Total 6				18,710.92
VII	Tubería a Presión				
7.1	Limpieza y destronque	m ²	600	0.21	126.00
7.2	Marcado y Nivelación topografía	m ²	600	0.52	312.00
7.3	Excavación en Roca	m ³	25	17.00	425.00
7.4	Concreto Masivo para Anclajes y Soportes	m ³	64	242.37	15,511.68
7.5	Tubería de Acero y accesorios D=381mm	MI	500	160.00	80,000.00
7.6	Sub Total 7				96,374.68
VIII	Casa de Máquinas Semi-superficial				
8.1	Limpieza y destronque	m ²	400	0.21	84.00
8.2	Marcado y Nivelación (topografía)	MI	60	0.52	31.20
8.3	Excavación en Roca		5	17.00	85.00
8.4	Excavación en suelo Común	m ³	10	5.50	55.00
8.5	Concreto armado fundación f'c=3,000#/p ² (plancha)	m ³	12	242.37	2,908.44
8.6	Paredes	m ²	70	12.00	840.00
8.7	Columnas	m ³		242.37	0.00
8.8	Puerta Metálica 2.1x3	Unidad	1	375.00	375.00
8.9	Lavamanos, Inodoro y Tubería	Unidad	1	500.00	500.00
8.10	Estructura Metálica	Ton	0	3,434.47	0.00
8.11	Sistema Electromecánico	Glb	1	20,000.00	20,000.00
8.12	Sub Total 8				24,878.64
	Sub total Obras Civiles				175,291.84
	Imprevistos 6%				10,517.51
	Gran total Obras Civiles				185,809.35
IX	Equipo Electromecánico				
9.1	Turbina Generador (Pelton)	Unidad	2	52,277.00	104,554.00
9.2	Tecla de 5 Toneladas	Unidad	1	2,000.00	2,000.00
9.3	Accesorios y otros	Gl	1	10,000.00	10,000.00
9.4	Sub Total 9				116,554.00
X	Línea de Transmisión				
10.1	Línea de Transmisión, 34.5 kV	Km	2	15,000.00	30,000.00
10.2	Transformador	U	2	20,000.00	40,000.00
10.3	Sub Total 10				70,000.00
	Sub Total Equipo Electromecánico				186,554.00
	GRAN TOTAL				372,363.35

FUENTE: Elaboración propia, tomando en consideración la alternativa No.1 y sus costos directos de obra

Caudal de diseño m3/s

0.2

		0	5	10	15	20	25	30	35
1	Prob. Excedencia	%							
2	Caudal de diseño m3/s	m3/s	0.200	0.200	0.200	0.200	0.2	0.200	0.200
3	Elevación desfogue	m	1574.20	1574.20	1574.20	1574.20	1574.20	1574.20	1574.20
4	Tirante	m	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
5	Reducción de Nivel	m		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	Descarga para generación	m3/s	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
7	Elev. En Tanque	m	1,702.46	1,702.46	1,702.46	1,702.46	1,702.46	1,702.46	1,702.46
8	Velocidad en la tubería	m/s	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75	1.75
9	Pérdidas	m	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25	4.25
10	Caída Efectiva(9-5-11)	H efc	124.01	124.01	124.01	124.01	124.01	124.01	124.01
11	Unidades en operación	#	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
	Eficiencia Combinada								
12	Turbinas	n	0.9200	0.9200	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
13	Potencia Combinada Turbinas	Kw	217	217	217	217	217	218	217

RET

1	Potencia Máxima Total	Kw	217	6,822
2	Potencia Promedio Annual	Kw	184	
3	Energía Promedio Annual	Gwh	1.58	38.36

Flow Turbine Turbine Turbines
efficiency efficiency running

(%)			#
0%	0.00	0.00	0
5%	0.00	0.00	1
10%	0.00	0.10	1
15%	0.08	0.24	1
20%	0.42	0.37	1
25%	0.64	0.48	1
30%	0.78	0.57	1
35%	0.85	0.66	1
40%	0.90	0.73	1
45%	0.92	0.78	1
50%	0.92	0.83	1
55%	0.93	0.87	2
60%	0.93	0.89	2
65%	0.93	0.91	2

4	Manning (rugosidad)	n	0.0110	
	Pendiente	m/m	0.0012	
	Velocidad	m/s	1.68	0.340255
	Longitud Canal	m	30	
	Longitud del Túnel	m	0	
	Longitud penstock	m	500	
	Eficiencia Generador	n	0.97	
	Nivel de Captación	msnm	1702.50	
	Nivel Operación de Tanque	msnm	1702.464	128.30
	Nivel en el Desfogue	msnm	1574.20	128.26
	Porcentaje para parar 1 turb	%	55%	
	Factor de Disponibilidad	%	98%	

Factor de Planta	%	83%
Diámetro interno de la tubería	m	0.381
	D4/3	0.277
Área de la tubería	m2	0.114
Espesor de la Tubería	pulgadas	0.09
Espesor de la Tubería	mm	2.22

70%	0.93	0.92	2
75%	0.93	0.93	2
80%	0.93	0.93	2
85%	0.93	0.93	2
90%	0.93	0.92	2
95%	0.93	0.91	2
100%	0.92	0.89	2

Flor (%)	Turbine efficiency	Turbine efficiency	Turbines running #	Combined turbine efficiency	
0%	0.00	0.00	0	0.00	100.0%
5%	0.00	0.00	1	0.10	95.0%
10%	0.00	0.10	1	0.37	90.0%
15%	0.08	0.24	1	0.57	85.0%
20%	0.42	0.37	1	0.73	80.0%
25%	0.64	0.48	1	0.83	75.0%
30%	0.78	0.57	1	0.89	70.0%
35%	0.85	0.66	1	0.92	65.0%
40%	0.90	0.73	1	0.93	60.0%
45%	0.92	0.78	1	0.92	55.0%
50%	0.92	0.83	1	0.89	50.0%
55%	0.93	0.87	2	0.87	45.0%
60%	0.93	0.89	2	0.89	40.0%
65%	0.93	0.91	2	0.91	35.0%
70%	0.93	0.92	2	0.92	30.0%
75%	0.93	0.93	2	0.93	25.0%
80%	0.93	0.93	2	0.93	20.0%
85%	0.93	0.93	2	0.93	15.0%
90%	0.93	0.92	2	0.92	10.0%
95%	0.93	0.91	2	0.91	5.0%
100%	0.92	0.89	2	0.89	0.0%

40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	Combined turbine efficiency
0.200	0.2	0.200	0.18	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	
1574.20	1574.20	1574.20	1574.17	1574.13	1574.11	1574.09	1574.07	1574.05	1574.05	1574.05	1574.05	1574.05	0.00
0.45	0.45	0.45	0.42	0.38	0.36	0.34	0.32	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.10
0.00	0.00	0.00	0.03	0.04	0.02	0.02	0.02	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.37
0.20	0.20	0.20	0.18	0.16	0.15	0.14	0.13	0.12	0.12	0.12	0.12	0.12	
1,702.46	1,702.46	1,702.46	1,702.43	1,702.39	1,702.37	1,702.35	1,702.33	1,702.31	1,702.31	1,702.31	1,702.31	1,702.31	0.57
1.75	1.75	1.75	1.58	1.40	1.31	1.23	1.14	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	0.73
4.25	4.25	4.25	3.45	2.72	2.39	2.08	1.80	1.53	1.53	1.53	1.53	1.53	0.83
124.01	124.01	124.01	124.82	125.54	125.87	126.18	126.47	126.73	126.73	126.73	126.73	126.73	0.89
2.00	1.00	1.00	1.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	1.00	2.00	2.00	0.00	0.92
0.89	0.87	0.89	0.92	0.93	0.92	0.89	0.89	0.88	0.86	0.85	0.80	0.73	0.93
211	204	210	197	177	166	150	139	127	124	123	116	106	0.92
													0.89
													0.87
													0.89
													0.91
													0.92
													0.93
													0.93
													0.92
													0.91
													0.89

UDI-DEGT-UNAH

Proyecto Hidroeléctrico Shalom, Intibucá

Costos Totales del Proyecto

	Item	Costo(US\$)	
Costos Directos			
Desglose de Costos Directos			
1	Preliminares	8,750.00	2.35%
2	Presa de Concreto	22,735.30	6.11%
3	Obras de Desvío	123.96	0.03%
4	Bocatoma	2,767.72	0.74%
5	Canal de Desfogue	950.61	0.26%
6	Tanque de presión	18,710.92	
7	Tubería a Presión	96,374.68	25.88%
8	Casa de Máquinas	24,878.64	6.68%
9	Sub-total	175,291.84	
10	Gran Total Obras Civiles	185,809.35	
11	Línea de Transmisión	70,000.00	18.80%
12	Equipo Electromecánico	116,554.00	31.30%
13	Gran Total Equipo Electromecánico	186,554.00	
	Total Costos Directos (2005/07 nivel de precios)	372,363.35	92.15% 372,363.35
	II Costos Indirectos (I*0.08)	29,789.07	
	III Contingencias (0.05* (I + II))	20,107.62	
	IV Escalamiento Durante la Construcción	12,000.00	
	V Costo Total de Construcción (I+II+III+IV)	434,260.03	
	VI Intereses Durante la Construcción	15,503.08	
	VII Costo Total de Inversión (V+ VI)	449,763.12	

ANÁLISIS FINANCIERO PROYECTO HIDROELÉCTRICO SHALOM, INTIBUCÁ

Base \$/Kwh		0.06157
Marginal \$/Kwh		0.06157
Bono Carbono \$/Mwh		

Alternativa N° I

Financiamiento Tradicional		FLUJO DE CAJA						Tipos de Préstamo				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
TIR a 15 años		Proyecto: Proyecto Hidroeléctrico Shalom, Intibucá Capacidad proyecto: 217 kW 83% CF						VAN= 234,649 Tipo 1: Pago constante de amortización Tipo 2: Amortización cuota nivelada				
Observaciones: Depreciación: Línea recta Años	15	TIR equity: 32.84%		TIR proy: 22.00%		CDP: 1.60		Asunciones				
		Costos del Proyecto			Financiamiento			Tipo Pago préstamo: 2				
		Equity:	134,929	30.00%	Tasa de Interés	8.50%	Escalamiento costo energía 1.50%					
		Financiamiento:	314,834	70.00%	Amortización (años):	8	Vida útil para ISR (años): 25					
1.5%	costo proy como costo O y M	Total:	449,763		Período de gracia adic:	1	Tasa ISR (después año 5): 25.00%					
1.5%	Escalamiento costos O y M				Pago Anual:	55,830	Tasa impuesto sobre utilidades: 0.00%					
Producción anual: producción prom												
	Año No.	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Línea												
1	Inversión Proyecto	-134,929										
2	Financiamiento	-314,834										
3	Producción Anual (GWh)		1.579	1.579	1.579	1.579	1.579	1.579	1.579	1.579	1.579	1.579
4	Tarifa Media (US \$/kWh)		0.0677	0.0687	0.0696	0.0705	0.0715	0.0725	0.0735	0.0745	0.0755	0.0766
5	Entradas Brutas (US \$)		106,974	108,433	109,914	111,417	112,942	114,490	116,062	117,657	119,276	120,919
6	Costos de O y M		6,746	6,848	6,950	7,055	7,160	7,268	7,377	7,488	7,600	7,714
7	Ingreso Neto antes ISR	-449,763	100,228	101,585	102,963	104,362	105,781	107,222	108,685	110,169	111,676	113,205
8	Pago de Intereses		26,761	23,807	20,603	17,126	13,353	9,260	4,819	0		
9	Beneficio Neto s/imptos, s/dep		73,467	77,778	82,361	87,236	92,428	97,962	103,866	110,169	111,676	113,205
10	Depreciación		20,989	20,989	20,989	20,989	20,989	20,989	20,989	20,989	20,989	20,989
11	Beneficio Neto Gravable		52,478	56,789	61,372	66,247	71,439	76,974	82,877	89,180	90,687	92,216
12	Impuesto Sobre la Renta		0	0	0	0	0	19,243	20,719	22,295	22,672	23,054
13	Beneficio Neto después impto		73,467	77,778	82,361	87,236	92,428	78,719	83,147	87,874	89,004	90,151
14	Amortización Préstamo		34,748	37,702	40,906	44,383	48,156	52,249	56,690	0		
15	Flujo Neto Efectivo		38,719	40,077	41,454	42,853	44,273	26,470	26,457	87,874	89,004	90,151
16	Flujo Neto Acumulado		38,719	78,796	120,250	163,103	207,376	233,846	260,302	348,176	437,180	527,332
17	Razón Cobertura Deuda (RCD)		1.63	1.65	1.67	1.70	1.72	1.43	1.43			
18	Saldo principal		280,086	242,385	201,478	157,095	108,939	56,690	0	0	0	0
19	Flujo Neto Equity	-134,929	38,719	40,077	41,454	42,853	44,273	26,470	26,457	87,874	89,004	90,151
20	TIR sobre equity											32.84%

21	Flujo Proyecto	-449,763	100,228	101,585	102,963	104,362	105,781	107,222	108,685	110,169	111,676	113,205
22	TIR sobre proyecto											22.00%
23	VAN proyecto (12% desc.)											
24	Relación Beneficio-Costo											

UDI-DEGT-UNAH

TIR a 15 años	Proyecto: Proyecto Hidroeléctrico Shalom, Intibucá					Tipo 1: Pago constante de amortización						
	Capacidad proyecto: 217 kW		0.217 MW			Tipo 2: Amortización cuota nivelada						
Observaciones:	TIR equity: _____ TIR proy: _____		Cobertura Deuda prom: _____			Asunciones Tipo Pago préstamo: Escalamiento costo de energía Vida útil para ISR (años): Tasa ISR (después año 5): Tasa impuesto sobre utilidades:						
	Costos del Proyecto			Financiamiento								
	Equity: _____			Tasa de Interés _____								
	Financiamiento: _____			Amortización (años): _____								
	Total: _____			Período de gracia adic: _____			Pago Anual: _____					
	Año No.	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Total
	Línea											
	1 Inversión Proyecto											
	2 Financiamiento											
	3 Producción Anual (GWh)	1.579	1.579	1.579	1.579	1.579						
	4 Tarifa Media (US \$/kWh)	0.0776	0.0787	0.0616	0.0616	0.0616						
	5 Entradas Brutas (US \$)	122,587	124,280	97,249	97,249	97,249						
	6 Costos de O y M	7,830	7,947	8,066	8,187	8,310						
	7 Ingreso Neto antes ISR	114,757	116,333	89,183	89,062	88,939						
	8 Pago de Intereses	0	0	0	0	0						
	9 Beneficio Neto s/imptos, s/dep	114,757	116,333	89,183	89,062	88,939						
	10 Depreciación	20,989	20,989	20,989	20,989	20,989						
	11 Beneficio Neto Gravable	93,768	95,344	68,194	68,073	67,950						
	12 Impuesto Sobre la Renta	23,442	23,836	17,049	17,018	16,988						
	13 Beneficio Neto después impto	91,315	92,497	72,135	72,044	71,952						
	14 Amortización Préstamo	0	0	0	0	0						
	15 Flujo Neto Efectivo	91,315	92,497	72,135	72,044	71,952						
	16 Flujo Neto Acumulado	618,647	711,144	783,278	855,322	927,274						
	17 Razón Cobertura Deuda (RCD)											
	18 Saldo principal	0	0	0	0	0						
	19 Flujo Neto Equity	91,315	92,497	72,135	72,044	71,952						
	20 TIR sobre equity											32.84%
	21 Flujo Proyecto	114,757	116,333	89,183	89,062	88,939						
	22 TIR sobre proyecto											22.00%
	23 VAN proyecto (12% desc.)											234,649

Los costos de construcción se componen de costos directos, costos indirectos, contingencias, escalamiento durante la construcción, estos costos en su conjunto se les conoce como costos de construcción.

El costo del dinero o sea los intereses que se pagan por el monto financiado es otro componente que define la inversión total del proyecto. Para el caso dado, se toma el interés igual al 8.5% anual y el tiempo de construcción del proyecto es un año, por lo que los intereses durante la construcción se calcularon en base a este tiempo. Además se estimo un monto para ingeniería y supervisión.

UDI-DEGT-UNAH

Proyecto Hidroeléctrico Shalom, Intibucá

A	
Prob.	Río Jagua
Exced	m3/s
0.25	1.425
2	0.617
4	0.496
5	0.438
6	0.406
8	0.362
10	0.328
15	0.274
20	0.235
25	0.210
30	0.191
35	0.171
40	0.160
45	0.171
50	0.141
55	0.134
60	0.131
65	0.125
70	0.121
75	0.117
80	0.114
85	0.109
90	0.106
95	0.101
100	0.078

Datos

Promedio de CDC (m3/s)

0.20

Hidrología : Caudal de diseño del vertedor

Período de retorno (años)

50	50
----	----

Caudal de diseño (m3/s)

18	18.0
----	------

Diseño de la conducción: 30% de CDC (m3/s)

0.20

Diseño del vertedor para 50 años

$Q=C*L^H H^{3/2}$

C	L
2.2	8

$H=(Q/CL)^{2/3}$ (m)

Ho=	1.02
-----	------

Diseño del vertedor para 100 años

$Q=C*L^H H^{3/2}$

C	L
2.2	8

$H=(Q/CL)^{2/3}$ (m)

H=	1.02
----	------

$X^n= K*Y *(Ho)^{n-1}$

n=	1.85
----	------

$X^{1.85}= 2.0*Y *(Ho)^{0.85}$

Ecuación de Vertedero para 50 años

0.49

$Y=X^{1.85}/2.0*Ho^{0.85}$

Y=	0.10X ^{1.85}
----	-----------------------

Ecuación de Vertedero para 100 años

0.49

$Y=X^{1.85}/2.0*Ho^{0.85}$

Y=	0.11X ^{1.85}
----	-----------------------

Tubería de Presión

Q promedio (m3/s), Vel. agua =(2.5 a 4.5 m/s), A (m2)

$Q=A*V$

V=	1.75
----	------

$A=Q/V$

A=	0.11
----	------

$A=3.1416*r^2$

d (m) =	0.381
---------	-------

d (m)	
round=	0.381

Dimensiones de la Toma para Q promedio

n=	0.015
----	-------

$Bm=((Q*n)/(0.1984*Vi))^{3/8}$ Es el ancho

Bm=	0.76
-----	------

n= rugosidad=0.015 de concreto

Froude debe ser menor que 1

$(ho/B) =0.5$

ho=	0.38
-----	------

Dimensiones de la Toma para Q 30%

n=	0.015
----	-------

$Bm=((Q*n)/(0.1984*Vi))^{3/8}$

Bm=	0.76
-----	------

X	0.53X ^{1.85}
0.5	0.147
1.0	0.530
1.5	1.122
2.0	1.911
2.5	2.887
3.0	4.045
3.5	5.380
4.0	6.888
4.5	8.565
5.0	10.408
5.5	12.415
6.0	14.583
6.5	16.911
7.0	19.396
7.5	22.036

PRESUPUESTO

Costos Directos Proyecto Hidroeléctrico Shalom, Intibucá					
Alternativa N° 3					
					1US=Lps. 19.0275
No.	Actividad	Unidad	Cantidad	Precio Unitario US\$	Valor Total US\$
I	Preliminares				
1.1	Acceso (camino conformado)				
1.2	Apertura de Brecha Hacia Casa de Máquinas	km	0.15	25,000.00	3,750.00
1.3	Apertura de Brecha Hacia la Presa	km	0.2	25,000.00	5,000.00
1.4	Ampliación de brecha hacia Casa de Máquinas	km		25,000.00	0.00
1.5	Bodegas	Gl		100.00	0.00
1.6	Miscelaneas	Gl		5,000.00	0.00
1.7	Sub Total 1				8,750.00
II	Presa de Concreto				
2.1	Limpieza y destronque	m²	200	0.21	42.00
2.2	Marcado y Nivelación (topografía)	ml	45	0.52	23.40
2.3	Excavación en Roca	m³	5	17.00	85.00
2.4	Encofrado de madera	m²	64	12.00	768.00
2.5	Limpieza de roca del sitio	m²	5	3.38	16.90
2.6	Concreto masivo (no reforzado)	m³	109	175.00	19,075.00
2.7	Sub Total 2				20,010.30
III	Obras de desvío				
3.1	Canal de Desvío				
3.2	Limpieza y destronque	m²	0	0.21	0.00
3.3	Marcado y Nivelación (topografía)	ml	10	0.52	5.20
3.4	Excavación en Roca	m³	2	17.00	34.00
3.5	Remoción de material excavado	m³	2	3.38	6.76
3.6	Tubería de PVC para el Desvío (L=10.0)	ml	10	7.80	78.00
3.7	Sub Total 3				123.96
IV	Bocatoma				
4.1	Marcado y Nivelación (topografía)	ml	32	0.52	16.64
4.2	Excación en Suelo 70%	m³	12	5.50	66.00
4.3	Excavación en Roca 30%	m³	12	17.00	204.00
4.4	Limpieza y desalojo de material	m³	24	3.38	81.12
4.5	Concreto armado f'c=3,000#/p² +Dfondo	m³	1.5	242.37	363.56
4.6	Rejilla de acero	ton	0.36	3,434.47	1,236.41
4.7	Compuerta manual	unidad	2	400.00	800.00
4.8	Sub Total 4				2,767.72
V	Canal de Conducción				
5.1	Limpieza y destronque	m²	90	0.21	18.90
5.2	Marcado y nivelación	ml	36	0.52	18.20
5.3	Excavación en suelo común	m³	20	5.50	110.00
5.4	Excavación en roca	m³	8.4	17.00	142.80
5.5	Concreto del Canal	m³	9	175.00	1,575.00
					1,864.90
VI	Canal Desfogue				
6.1	Limpieza y destronque	m²	10	0.21	2.10
6.2	Marcado y Nivelación	ml	15	0.52	7.80
6.3	Excavación en suelo común	m³	5	5.50	27.50
6.4	Excavación en Roca	m³	2.9	17.00	49.30
6.5	Concreto de las Losas	m³	3	242.37	727.11
6.6	Encofrado de madera	m²	11.4	12.00	136.80
6.7	Sub Total 7				950.61
VII	Tanque de Presión				
7.1	Limpieza y destronque	m²	68.00	0.21	14.28
7.2	Marcado y nivelación	ml	30.00	0.52	15.60
7.3	Excavación en suelo común	m³	101.00	5.50	555.50
7.4	Excavación en roca	m³	25.00	17.00	425.00
7.5	Concreto armado	m³	50.00	175.00	8,750.00
7.6	Rejillas de acero	ton	0.30	3,434.47	1,030.34
7.7	Compuertas manuales	unidad	2.00	500.00	1,000.00
7.8	Encofrado de madera	m²	94.00	12.00	1,128.00
	Sub Total				12,918.72
VIII	Tubería a Presión				
8.1	Limpieza y destronque	m²	3000	0.21	630.00
8.2	Marcado y Nivelación topografía	m²	1000	0.52	520.00
8.3	Excavación en Roca	m³	25	17.00	425.00
8.4	Concreto Masivo para Anclajes y Soportes	m³	64	175.00	11,200.00
8.5	Tubería de Acero y accesorios D=381 mm	ml	1000	160.00	160,000.00
8.6	Sub Total 9				172,775.00
IX	Casa de Máquinas				
9.1	Limpieza y destronque	m²	400	0.21	84.00
9.2	Marcado y Nivelación (topografía)	ml	60	0.52	31.20
9.3	Excavación en Roca	m³	5	17.00	85.00
9.4	Excavación en suelo Común	m³	10	5.50	55.00
9.5	Concreto armado fundación f'c=3,000#/p²(plancha)	m³	12	242.37	2,908.44
9.6	Paredes	m²	70	12.00	840.00
9.7	Columnas	m³		242.37	0.00
9.8	Puerta Metálica 2.1x3	unidad	1	375.00	375.00
9.9	Lavamanos, Inodoro y Tubería	unidad	1	500.00	500.00
10	Estructura Metálica	ton	0	3,434.47	0.00
10.1	Sistema Electromecánico	glb	1	20,000.00	20,000.00
	Sub Total 10				24,878.64
	Sub total Obras Civiles				245,039.86
	Imprevistos 6%				14,702.39
	Gran Total Obras Civiles				259,742.25
X	Equipo Electromecánico				
10.1	Turbina Generador (Pelton)	unidad	2	71,549.00	143,098.00
10.2	Grua Viajera	unidad	1	5,000.00	5,000.00
10.3	Accesorios y otros	Gl	1	20,000.00	20,000.00
10.4	Sub Total 11				168,098.00
XI	Línea de Transmisión				
11.1	Línea de Transmisión, 34.5 kV	km	2	15,000.00	30,000.00
11.2	Transformador	u	2	30,000.00	60,000.00
11.3	Sub Total 12				90,000.00
11.4	Sub Total Equipo Electromecánico				258,098.00
	GRAN TOTAL				517,840.25

COSTO DEL PROYECTO

Proyecto Hidroeléctrico Shalom, Intibucá			
Costos Totales del Proyecto			
	Item	Costo(US\$)	
Costos Directos			
Desglose de Costos Directos			
1	Preliminares	8,750.00	1.69%
2	Presa de Concreto	20,010.30	3.86%
3	Obras de Desvío	123.96	0.02%
4	Bocatoma	2,767.72	0.53%
5	Canal de Desfogue	136.80	0.03%
6	Tanque de presión	18,710.92	
7	Tubería a Presión	160,000.00	30.90%
8	Casa de Máquinas	20,000.00	3.86%
9	Sub-total	24,878.64	
10	Gran Total Obras Civiles	245,039.86	
11	Línea de Transmisión	60,000.00	11.59%
12	Equipo Electromecánico	20,000.00	3.86%
13	Gran Total Equipo Electromecánico	90,000.00	
	Total Costos Directos (2005/07 nivel de precios)	517,840.25	56.35%
	II Costos Indirectos (I*0.08)	41,427.22	
	III Contingencias (0.05* (I + II))	27,963.37	
	IV Escalamiento Durante la Construcción	12,000.00	
	V Costo Total de Construcción (I+II+III+IV)	599,230.84	
	VI Intereses Durante la Construcción	21,392.54	
VII	Costo Total de Inversión (V+ VI)	620,623.38	

FLUJO DE CAJA

ANÁLISIS FINANCIERO PROYECTO HIDROELÉCTRICO SHALOM, INTIBUCÁ										Tarifa	
										Base \$/Kwh	0.06157
										Marginal \$/Kwh	0.06157
										Bono Carbono \$/Mwh	
Alternativa N° III										VAN= 319,032	
FLUJO DE CAJA										Tipos de Préstamo	
Financiamiento Tradicional										VAN= 319,032	
Proyecto: Proyecto Hidroeléctrico Shalom, Intibucá										Tipo 1: Pago constante de amortización	
TIR a 15 años										Tipo 2: Amortización cuota nivelada	
Capacidad proyecto: 297 kWV										83% CF	
Observaciones:										Asunciones	
TIR equity: 32.50%										TIR proy: 21.86%	
CDP: 1.60										Tipo Pago préstamo: 2	
Costos del Proyecto										Escalamiento costo energía 1.50%	
Depreciación: Línea recta										Vida útil para ISR (años): 25	
Años 15										Tasa ISR (después año 5): 25.00%	
Equity: 186,187 30.00%										Tasa impuesto sobre utilidades: 0.00%	
Financiamiento: 434,436 70.00%											
Total: 620,623											
Período de gracia adic: 1											
Pago Anual: 77,039											
Producción anual: producción prom											
Año No.										0	
Línea										1	
0										2	
1										3	
2										4	
3										5	
4										6	
5										7	
6										8	
7										9	
8										10	
9										10	
1 Inversión Proyecto										-186,187	
2 Financiamiento										-434,436	
3 Producción Anual (GWh)										2.168	
4 Tarifa Media (US \$/MWh)										0.0677	
5 Entradas Brutas (US \$)										146,865	
6 Costos de O y M										9,309	
7 Ingreso Neto antes ISR										-620,623	
8 Pago de Intereses										36,927	
9 Beneficio Neto s/impptos, s/dep										100,628	
10 Depreciación										28,962	
11 Beneficio Neto Gravable										71,666	
12 Impuesto Sobre la Renta										0	
13 Beneficio Neto después imppto										100,628	
14 Amortización Préstamo										47,948	
15 Flujo Neto Efectivo										52,680	
16 Flujo Neto Acumulado										52,680	
17 Razón Cobertura Deuda (RCD)										1.62	
18 Saldo principal										386,488	
19 Flujo Neto Equity										-186,187	
20 TIR sobre equity										32.50%	
21 Flujo Proyecto										-620,623	
22 TIR sobre proyecto										21.86%	
23 VAN proyecto (12% desc.)											
24 Relacion Beneficio-Costo											

EXTENSION DE 6 KMS. DE LINEA PRIMARIA DE SUBTRANSMISION DE 34.5 KV. 3 FASES + LINEA DE NEUTRO EN ESTRUCTURAS TIPO MONTAÑA. DESDE _____ HASTA _____ -

No.	DESCRIPCION	UNIDAD	CANT.	P.U.	TOTAL
1	AISLADORES DE SUSPENSION CLASE 53-2	UND.	198	L. 300,00	L. 59.400,00
2	ALAMBRE DE COBRE SOLIDO #4	MTS.	650	L. 15,00	L. 9.750,00
3	ANCLA PARA RETENIDA EN CRUZ CON AGUJERO DE 5/8"	UND.	12	L. 180,00	L. 2.160,00
4	ARANDELA CUADRADA AGUJERO DE 5/8"	UND.	200	L. 10,00	L. 2.000,00
5	CABLE ACSR #2	MTS.	6180	L. 18,00	L. 111.240,00
6	CABLE ACSR 1/0	MTS.	18540	L. 20,00	L. 370.800,00
7	CABLE DE ACERO DE 1/4" PARA RETENIDA	MTS.	1080	L. 10,00	L. 10.800,00
8	CONECTOR DE COMPRESION PARA CABLE 1/0	UND.	60	L. 30,00	L. 1.800,00
9	CONECTOR PARA CABLE 1/4" DE ACERO	UND.	46	L. 80,00	L. 3.680,00

10	CONECTOR DE ESTRIBO	UND.	9	L. 200,00	L. 1.800,00
11	CONECTOR DE LINEA VIVA PARA CABLE 1/0	UND.	9	L. 150,00	L. 1.350,00
12	CORTACIRCUITO DE 27 KV	UND.	6	L. 3.000,00	L. 18.000,00
13	CRUCETE DE MADERA DE 5"X6"X10'	UND.	77	L. 480,00	L. 36.960,00
14	ESPIGA PARA CRUCETE DE MADERA DE 34.5 KV	UND.	106	L. 180,00	L. 19.080,00
15	FUSIBLES DE MECHA DE ___AMPERIOS	UND.	6	L. 30,00	L. 180,00
16	GRAPA PARA POLO A TIERRA DE 5/8"	UND.	21	L. 15,00	L. 315,00
17	GRAPAS PARA CERCA	UND.	1050	L. 0,25	L. 262,50
18	PARARRAYOS DE 27 KV	UND.	3	L. 1.800,00	L. 5.400,00
19	PERNO DE OJO DE 5/8"X12"	UND.	24	L. 40,00	L. 960,00
20	PERNOS DE CARRUAJE DE 1/2"X6"	UND.	42	L. 30,00	L. 1.260,00
21	PERNOS DE MAQUINA DE 5/8"X12"	UND.	84	L. 40,00	L. 3.360,00
22	PERNOS DE MAQUINA DE 5/8"X16"	UND.	42	L. 50,00	L. 2.100,00

23	PERNOS DE ROSCA CORRIDA DE 5/8"X20"	UND.	77	L. 60,00	L. 4.620,00
24	PERNOS GOLOSOS DE 1/2"X5"	UND.	42	L. 30,00	L. 1.260,00
25	POSTE DE MADERA DE 45 PIES CLASE 4	UND.	40	L. 8.000,00	L. 320.000,00
26	POSTE DE MADERA DE 50 PIES CLASE 3	UND.	2	L. 9.000,00	L. 18.000,00
27	PREFORMADO PARA CABLE DE ALUMINIO #2	UND.	42	L. 100,00	L. 4.200,00
28	PREFORMADO PARA CABLE DE ALUMINIO 1/0	UND.	90	L. 120,00	L. 10.800,00
29	PREFORMADO PARA RETENIDA DE 1/4"	UND.	24	L. 70,00	L. 1.680,00
30	TIRANTE DE PLATINA DE 1/4"X1-1/4"X30"	UND.	84	L. 100,00	L. 8.400,00
31	TIRANTE LATERAL ANGULAR	UND.	42	L. 200,00	L. 8.400,00
32	VARILLA PARA POLO A TIERRA DE 5/8"X8"	UND.	21	L. 140,00	L. 2.940,00
33	VARILLA PARA RETENIDA DE 5/8"X7"	UND.	12	L. 120,00	L. 1.440,00
34	AISLADOR DE RETENIDA	UND.	12	L. 50,00	L. 600,00
TOTAL DE MATERIALES				L. 1044.997,50	

ESTRUCTURAS			
No.	ESTRUCTURA	UND.	CANT.
1	TM-III-1	UND	30
2	TM-III-5	UND	10
3	TM-III-4	UND	1
4	TM-III-6	UND	1

TOTAL DE MANO DE OBRA	L. 365.749,13
------------------------------	----------------------

COSTO TOTAL DEL PROYECTO	L. 1410.746,63
---------------------------------	-----------------------

PROGRAMACIÓN

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES		ESTUDIO TECNICO PLANTA MINHIDRO: SAN JUAN, DEPARTAMENTO DE INTIBUCA																					
N	Actividad	Semanas																				Observación	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
1	Elaboración Estudio y Diseño																						
2	Compra de Terreno																						
3	Construcción Infraestructura																						
4	Adquisición Maquinaria y Equipo																						
5	Contratación Personal																						
6	Marco Legal																						
7	Interconexión Al sistema																						
8	Operación del Proyecto																						

CAPITULO VI

ESTUDIO AMBIENTAL

A. IMPACTO AMBIENTAL

Los proyectos de instalaciones para la producción de energía hidroeléctrica están obligados a someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental sólo en el caso en que se desarrollen en zonas especialmente sensibles, de conservación de espacios naturales.

El resto de proyectos destinados a la producción de energía hidroeléctrica deben ser estudiados, caso por caso por el órgano ambiental competente, que deberá decidir, si un determinado proyecto debe o no someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

Los impactos ambientales que se producen en la ejecución de los proyectos de hidroeléctricas dependen del tamaño de la central, su situación geográfica y su entorno físico, biológico y climático.

¿Que se entiende por evaluación de impacto ambiental (EIA)?

Es el conjunto de estudios y sistemas técnicos que permiten estimar los efectos que un determinado proyecto, obra o actividad causa sobre el medio ambiente.

I. Impactos negativos sobre el medio ambiente de las hidroeléctricas

Estos impactos negativos están relacionados sobre todo con la ocupación del terreno, la transformación del territorio, la derivación y captación de recursos hídricos superficiales y posibles alteraciones sobre la flora y la fauna, aunque son de mucha menor entidad que los de sistemas de mayor tamaño.

También para las micro-aplicaciones es importante mantener un reflujo adecuado (caudal ecológico) para la conservación del ecosistema fluvial en el que se encuentra la instalación.

II. Tabla de categorización ambiental

Criterios para determinar la categoría de los proyectos que solicitan una autorización ambiental:

Categoría 1 proyectos que deberán únicamente reportar sus actividades, recibiendo en reconocimiento una constancia de registro.

Categoría 2 proyectos con impactos predecibles deberán firmar un contrato estandarizado previo a su autorización ambiental.

Categoría 3 proyectos que requieren una licencia ambiental.

Categoría 4 estos proyectos no pueden ser ejecutados.

B. CATEGORIZACIÓN

Con el agregado al artículo 78 de la Ley se identifican tres principales grupos de proyectos que de conformidad con este artículo serán objeto de un trato diferente. Transitoriamente y en tanto se define y entra en vigencia el nuevo reglamento de evaluación ambiental se ha identificado a estos grupos por números arábigos (Categoría 1, 2 y 3) en orden ascendente conforme al nivel de su impacto ambiental, llamándose por 1 aquellos de más bajo impacto y 3 a los de impactos más altos. Adicionalmente se identifica como categoría 4 aquellos proyectos que por sus fuertes implicaciones ambientales NO podrían ser ejecutados bajo ninguna circunstancia. A continuación se presenta una descripción por categoría:

De acuerdo a esta categorización, el proyecto tiene una potencia Instalada de 297kW o sea que es menor que 1 MW, y corresponde a la categoría 2, por lo tanto los promotores tienen que solicitar una autorización ambiental.

Categoría 2: Proyectos de mediano impacto o con algunos impactos mayores, pero totalmente predecibles, que de conformidad a las características propias de un tipo de

proyectos pueden ser mitigados o compensados a través de medidas estandarizadas, siempre y cuando se localicen en áreas previamente intervenidas o debidamente identificadas como apropiadas para ese tipo de actividad.

Estos proyectos deberán presentar en su solicitud de autorización un diagnóstico ambiental de su proyecto, identificando claramente su ubicación y las características de su entorno, con el objeto de poder dictaminar sobre su autorización para el inicio de operaciones, sin perjuicio a ser objeto de una posterior evaluación, cuando así se estime necesario.

El resultado de su gestión será una AUTORIZACIÓN AMBIENTAL acompañada de un contrato de medidas de mitigación conteniendo regulaciones estándares y posiblemente algunas medidas particulares, según criterio de la autoridad competente.

C. PROCEDIMIENTOS

El proponente deberá ingresar la solicitud para la autorización Ambiental correspondiente a la Secretaría General de la SERNA a través de un apoderado legal para los proyectos Categoría 2 y 3 ó directamente para proyectos Categoría 1, previa preclasificación del proyecto de conformidad con la Tabla de Categorización Ambiental. La solicitud se presentará bajo un formato predefinido y acompañando de la documentación requerida según la categoría identificada y la información listada en los anexos a este documento.

En todos los casos la Secretaría General ordenará la publicación de un aviso de inicio del proceso de Autorización Ambiental, cuyo contenido, forma y momento de publicación será indicado por esta entidad.

Los proyectos localizados dentro de los límites municipales de Tegucigalpa, San Pedro Sula y Puerto Cortés deberán ingresar su solicitud en la Unidades Ambientales (UNAs)

de la alcaldía correspondiente y respetar lo establecido en el capítulo V de este mismo documento.

Categoría 2:

La solicitud ingresará a la Secretaría General de la SERNA, acompañada de un Diagnóstico Ambiental Cualitativo según lineamientos presentados en la Forma DECA-005 y los otros documentos requeridos según listado que se presenta en el anexo B de este documento.

El proceso es muy similar al que se realiza actualmente para las solicitudes de licencia, con la diferencia básica que no se requiere una inspección de campo por parte del SINEIA, ni de la SERNA. Una verificación de las condiciones en campo deberá ser realizada por la autoridad municipal previo al otorgamiento de los permisos municipales correspondientes, debiéndose notificar a la SERNA sobre cualquier irregularidad con relación a la información incluida en la solicitud.

Con la omisión de la inspección de campo a través del SINEIA se espera reducir el tiempo del análisis técnico que se limitará a un trabajo de escritorio. No obstante debe considerarse que bajo esta categoría los proyectos son altamente predecibles con relación a sus posibles impactos, por lo que no debe verse dicha omisión como una debilidad que afecte en gran medida el resultado del sistema.

Se usaran como base de control, contratos estándares predefinidos, con la posible inclusión de algunas medidas particulares según el análisis de la documentación presentada. Con esta simplificación del análisis técnico se espera que el análisis legal se vea igualmente simplificado en consecuencia de la estandarización. Se espera que el proceso completo tome un *máximo de 5 a 6 semanas*.

D. CARACTERIZACION BIOFISICA DE LA CUENCA

1) Ubicación Geográfica

La cuenca se encuentra ubicada en el municipio de San Juan, departamento de Intibucá.

Su localización geográfica se encuentra en el cuadrante comprendido entre las coordenadas UTM siguientes: presa 1599,550N, 347,450E casa de maquinas 1599,500N 347,450E.

2) Tenencia y uso del suelo

La tenencia de la tierra en su mayoría pertenece a los inversionistas del proyecto hidroeléctrico, también se pudo constatar en el recorrido por las tierras, que existen otros propietarios con derecho pleno sobre las tierras necesarias para el desarrollo del proyecto.

Los pobladores están en la buena disposición de conservar la cuenca y convivir en armonía con el bosque.

El tipo de cultivo que prevalece en esta zona es la caficultora, principalmente en la zona alta. La ganadería existente no es significativa lo mismo que los cultivos de granos básicos, estas dos últimas actividades pueden ser sustituidas por el cultivo de café con sombra.

3) El uso actual del suelo es el siguiente:

- Bosque Latifoliado Maduro mayor de 25 m de altura
- El bosque latifoliado maduro (BLM) se observaron especies mayores a 25 metros de altura, donde se pudieron diferenciar árboles dominantes y un sotobosque bien definido.
- El bosque latifoliado de segundo crecimiento (BLSC) es el que ya sufrió intervención antrópicas más reciente, con mucha biodiversidad de especies.
- Matorrales
- Granos básicos, área cubierta por cultivos de subsistencia especialmente maíz y frijoles.

4) Suelos

En la zona alta de cuenca se observaron suelos arcillosos de coloración roja, cuyo cultivo predominante es el café.

E. Hidrología

El área de estudio se encuentra entre los departamentos de Lempira e Intibucá. La cuenca en sí, cae en nacimiento del Río Jagua y sobre la ladera de la montaña Cerro Verde, la cual forma parte de la cordillera de Opalaca.

PLAN DE MANEJO

A) Objetivos del Plan de Manejo

- Conservar y mejorar las condiciones hidrológicas de la cuenca del río Jagua, por medio del manejo conservacionista del bosque existente.
- Mantener e incrementar la producción de agua a mediano y largo plazo a través de un mejor uso del suelo.

B) Plan hidrológico – forestal

El plan hidrológico forestal de cuenca pretende mejorar la tasa de infiltración de agua y la capacidad de almacenamiento del suelo, mediante el manejo adecuado de la cubierta vegetal.

La cuenca presenta grandes fortalezas con el hecho de contar con una cubierta vegetal que si bien es cierto que ya está intervenida en su mayoría por actividades antrópicas también es posible mejorar esta realidad con actividades de educación, extensión y capacitación.

C) Conservación de suelos

Desde el punto de vista técnico para poder conservar y producir agua en una cuenca no se deben permitir las actividades agrícolas y ganaderas en esta.

Con bosque por escorrentía solo se pierde un 15% de lluvia, el resto es interceptado por las copas de los árboles y el 70% se filtra por percolación, este porcentaje es que sirve para hacer sostenible el flujo constante de los nacimientos hacia las quebradas y estas hacia los grandes ríos.

D) Restauración de suelos forestales

Para el establecimiento de las plantaciones, en su fase inicial, se deben utilizar espaciamientos de dos por dos metros (2 x2 m) para lo cual primero se debe diseñar la plantación utilizando el nivel "A" para que las hileras de árboles sigan las curvas a nivel, las especies recomendadas se describen en el siguiente cuadro.

No	NOMBRE BOTANICO	NOMBRE COMUN
1	Gliricidia sepium	Madreado
2	Cassia siamea	Acacia amarilla
3	S. macrophylla	Caoba
4	Cedrela odorata	Cedro

El bosque debe ser manejado por sistemas de monte bajo sencillo (corte a tala rasa del rodal a cosechar, con manejo de sepas, con una rotación o edad de cosecha a cinco años, para que el aprovechamiento del bosque sea sostenible es necesario que se planten cinco rodales cada rodal con edad diferente, para que todos los años se cuente con leña. El tamaño del rodal se va determinar de acuerdo a la demanda anual de leña, en otras palabras en cada año se establecerá un rodal finalizando con el último el quinto año, el sexto año se inicia con el aprovechamiento del primero, el sétimo con el siguiente y así sucesivamente hasta que se termine con el primero, luego se repite el ciclo ya con los rebrotes que pueden permanecer en el sitio por más de 20 años, esto garantiza el rendimiento sostenido de la madera para leña.

Después de los 20 años debe pensarse en la renovación del rodal a fin dejar que el suelo se recupere y establecer los rodales en otro sitio de suelos marginales con un programa de fertilización si fuera posible para obtener mayor volumen de biomasa.

E) Plan de Protección Forestal

Para lograr la sostenibilidad del Proyecto hidroeléctrico Shalom, es necesario prevenir los incendios, enfermedades y plagas forestales, a nivel de bosques naturales y plantaciones, a través de una estrategia participativa especialmente de las comunidades beneficiarias directas e indirectas.

F) Incendios

En la temporada de estiaje todos los bosques son potencialmente vulnerables a los incendios de alta densidad y duración. Aunque el bosque latifoliado es menos susceptible a los incendios en relación al bosque de pino, siempre la hojarasca o especies pirofíticas que no toleran el fuego constituyen un peligro de incidencia de incendios, en este sentido es imprescindible diseñar un Plan contra incendios forestales, el cual se presenta de la siguiente manera:

El Plan de protección contra los incendios que puedan ocurrir en los bosques y plantaciones en la cuenca deberá contener lo siguiente:

G) Una red de rondas contrafuegos

Esta actividad se realiza compartimentalizando toda el área de la cuenca bajo protección, en compartimentos o lotes, para lo cual se utilizarán los límites de quebradas y caminos que podrán servir de punto de partida para el seccionamiento, el cual ya quedará permanente. Las plantaciones jóvenes deberán tener prioridad en caso de que estas se establezcan en la construcción de rondas.

La red de contrafuegos deberá estar construida antes de que se presenta la temporada seca y deberán recibir mantenimiento anual preferiblemente en el mes de enero de cada año.

Se debe contar con el siguiente equipo y herramientas:

- Rastrillo
- Hacha de doble filo
- Azadón
- Palas
- Matafuegos
- Bomba de agua de mochila
- Casco protector

- Machetes

H) Mantenimiento de plantaciones

Las plantaciones establecidas como de recuperación de suelos degradados, deberán tener mantenimiento periódico de limpiezas, la última deberá realizarse por lo menos un mes antes de las lluvias, con el fin de que este material se descomponga y se reduzca el material combustible.

I) Plagas y enfermedades

En nuestro país el control de plagas y enfermedades especialmente para el bosque latifoliado no se le ha dado importancia, debido a que solamente se ha tratado con el bosque natural y bosque de pino pero solo para el aprovechamiento por las industrias madereras en caso del pino y maderas preciosas como cedro y caoba, el resto es talado para el establecimiento de cultivos granos básicos de subsistencia.

La realidad descrita anteriormente no exime que se le de importancia a algunas plagas y enfermedades en el bosque latifoliado objeto de nuestro estudio, entre las que se pueden describir algunas para conocerlas poco a poco para determinar su control.

Trámites para la realización e instalación de un sistema hidráulico

La realización de una instalación hidroeléctrica depende mucho del tamaño (expresado en términos de potencia) de la instalación misma.

Las fases a seguir son las siguientes:

1. Elección del lugar y evaluación de los parámetros útiles (caudal y salto disponible, potencia).
2. Estudio de viabilidad de la instalación y verificación de los costos.
3. Elección del proyectista y constructor y fase de implementación.
4. Gestión de la instalación (manutención y gestión).
5. Elección del lugar y estudio de los parámetros útiles (caudal y salto disponible, potencia)

Requisitos para desarrollar un proyecto

Los desarrolladores de proyectos de generación o distribución de energía eléctrica para poder operar su sistema interconectado nacional o no deberán obtener los documentos básicos siguientes:

Contratos, licencias y permisos

Requisitos generales:

- a) Contrato de operación suscrito con la Secretaria de Recursos Naturales y Ambiente (SERNA).
- b) Licencia ambiental otorgada por la SERNA, ambos documentos (a y b) deberán ser tramitados en expedientes diferentes y podrán ser solicitados al mismo tiempo.
- c) Contrata de aguas para proyectos a partir de recursos hidráulicos se requiere de una contrata de aguas la cual es otorgada por la SERNA.

Importante destacar, que dentro del marco legal vigente del sector eléctrico no existe la figura de concesionamiento para la explotación de instalaciones hidroeléctricas. Por lo que, es mediante la contrata de aguas que se logra la concesión para la explotación del recurso con fines energéticos.

d) contrato de suministros: la ley marco del subsector eléctrico permite a las empresas públicas, privadas y mixtas vender su producto a un gran consumidor o a la estatal empresa nacional de energía eléctrica (ENEE) que en Honduras funciona como comprador único del sistema para lo cual requiere de un contrato de suministro que dependiendo del termino de duración, deberá ser aprobado por el congreso nacional.

e) Permisos de construcción:

En lo referente a los permisos de construcción se actuara de acuerdo a lo dispuesto por la Ley de Municipalidades.

Procedimientos administrativos

Procedimientos establecidos para obtener contrato de operación de acuerdo a Ley marco del Subsector eléctrico hondureño(LMSE), las empresas de generación o distribución de electricidad, exceptuándose aquellas que generan electricidad para consumo propio (Art.66), solo podrán operar mediante contratos de operación celebrados con la Secretaria de Recursos Naturales y Ambiente(SERNA). Para esto, las empresas que soliciten operar los sistemas descritos deberán constituirse como sociedades mercantiles con acciones nominativas y en lo previsto por la LMSE se regirán por el Código de Comercio y demás Legislación Aplicable (Art.67 LMSE).

Además, deberán contar a satisfacción de SERNA y con base a un dictamen preparado por la CNE, con personal idóneo y experiencia en el área de su interés y reunir los demás requisitos que establezca el reglamento correspondiente (Art.68).

Para la obtención de un contrato de operación las empresas deberán haber realizado estudios para la construcción de obras de generación. Según el Art. 75 de la LMSE, estos estudios deben realizarse previo a la obtención de un permiso autorizado al efecto por la SERNA, el cual tendrá una duración máxima de dos años, prorrogables por el mismo termino una sola vez.

Los permisos caducaran automáticamente si trascurrido un año no se han iniciado los estudios.

En el caso de los proyectos que utilizan recursos energéticos naturales, esta misma secretaria de Estado deberá emitir una opinión favorable (Art. 75 de la LMSE Y 65de su reglamento)

De conformidad con las políticas y planes del subsector eléctrico aprobada por el gabinete energético, los permisos que autorice la SERNA, conllevaran exclusividad durante el término de su duración (Art. 64 del reglamento de la LMSE)

Procedimientos administrativos para el trámite de permisos para estudios

De acuerdo a la Ley de procedimiento administrativo del Estado, LPA o LP AE, para el trámite de la solicitud de permiso para la realización de obras de generación, las sociedades mercantiles actuaran por medio de su apoderado legal (Art. 54 y 56).

En la solicitud se expresara lo siguiente (Art. 60 y 61 de la LPA)

- a) Suma que indique su contenido o el trámite de lo que se trata
- b) La indicación del órgano al que se dirige
- c) El nombre y apellidos, estado, profesión u oficio y domicilio del solicitante o de su representante, en cuyo caso, deberá presentar el documento que acredite su representación.
- d) Los hechos y razones en que se funde y la expresión clara de lo que se solicita y,
- e) Lugar, fecha y firma

Siendo lo dispuesto en el artículo 62 de Reglamento de la LMSE, para el otorgamiento de los permisos para realización de estudios de obras de generación eléctrica, los interesados deberán incluir adicionalmente en la solicitud escrita a la SERNA lo siguiente:

- I** Nombre y antecedentes del solicitante
- II** Experiencia del solicitante en el estudio, financiamiento, puesto en marcha de proyectos con características similares al que se propone estudiar y desarrollar.
- III** Lista de proyectos de su propiedad o en los cuales tenga participación en el capital social, de características similares al que se propone desarrollar.
- IV** Lista de personal clave de la firma, indicando su experiencia en estudios de este tipo, así como en la obtención de recursos para el financiamiento de proyectos de esta clase.

V Identificación del proyecto que se propone estudiar y desarrollar indicando su ubicación (cota de elevación y cordenaes geodésicas de las obras, señalando sobre hoja cartográfica del Instituto Geográfico Nacional escala 1:50,000), características (por ejemplo en el caso de hidroeléctricos, la información técnica preliminar del proyecto como altura y caudal del equipamiento, eficiencia esperada, sistema de conducción, posibilidades de conexión al sistema interconectado nacional y esquema a utilizar), estudios preliminares preparados por otros; así como una explicación de las razones que lo hace suponer que el proyecto resultara atractivo y factible(desde las dimensiones técnicas, económicas, ambientales y sociales)

VI Explicación de cómo se propone financiar la construcción posterior del proyecto, indicando donde y cuando ha sido desarrollado otros proyectos siguiendo la metodología propuesta.

VII Cronograma para la preparación del estudio, con hitos específicos que permitan la posterior evaluación y supervisión por parte de la SERNA

VIII Presentación de referencias bancarias que permitan apreciar que estará en condiciones de financiar la preparación de los estudios en cuestión y que permitan suponer que podrá posteriormente finalizar la construcción de la obra. En caso de que estas provengan del extranjero deberán ser autenticadas siguiendo el procedimiento legal establecido al efecto.

La solicitud deberá ser dirigida al secretario de estado en los despachos de Recursos Naturales y Ambiente y presentada en la Secretaria General, quien procederá a registrar e impulsar de oficio el tramite(Art. 50, 51, 63 y 64 de la LPA), Solicitando los informes y dictámenes obligatorios y facultativos de órganos consultivos como la Dirección General de Energía (DGE), Dirección General de Recursos Hídricos, Dirección de Evaluación y

Control Ambiental(DECA) u otras que al efecto sean requeridas(Art. 68, 69, 72 74 y 75 de la LPA)

En estos dictámenes se podrán especificar los términos de referencia para la realización de los estudios dependiendo del recurso, ubicación, y tecnología a emplear. También se podrán emitir dictámenes en materia ambiental según lo estipulado en el artículo 11 inciso M de la Ley General del ambiente.

La resolución pondrá fin al procedimiento de solicitud para la obtención del permiso para estudios de obras de generación (capítulos 6 7 y 8 de la LPA), que según el artículo 65 del Reglamento de la LMSE, deberá ser en un plazo máximo de 60 días calendario.

Los permisos autorizados por la SERNA deben contener explícitamente las condiciones bajo las cuales se otorgan (Art. 66 del reglamento de la LMSE).

De igual manera se procederá a cancelar los permisos sin responsabilidad alguna de las partes, y sin necesidad de notificación alguna por las causas referidas en el artículo 64 del reglamento de LMS

CONCLUSIONES

Honduras cuenta con suficientes recursos naturales para producir energía eléctrica de tipo renovable, lamentablemente no se incentiva a los pequeños productores, de forma que los trámites se vuelven engorrosos y tardíos.

y a medida que no se planteen soluciones y eliminen las demoras en los procedimientos para proyectos de generación de energía renovable, las plantas de generación de energía térmica será la única posibilidad de contrarrestar la demanda existente, contaminando el medio ambiente e incrementando sus costos de operación a un ritmo acelerado dañando la economía del país.

Como cualquier proyecto, está expuesto a efectos y causas que puedan limitar o hacer fracasar su realización.

En el Proyecto Hidroeléctrico Shalom, esta demás decir, que este proyecto tiene asegurado el mercado, para su venta, siendo la ENEE, la compradora de la energía producida, aunque se cuente con financiamiento para el desarrollo del mismo, factibilidad técnica, existe la gran limitante de los costos de las redes de transmisión que tienen un costo elevado de acuerdo con su ubicación y distancia a un sistema interconectado, es lo que prácticamente, hace imposible el desarrollo del mismo

El gobierno y las secretarías correspondientes creadas para el desarrollo de este tipo de proyectos, deben de promover la inversión pública o privada, y de esta forma reducir la dependencia de combustibles importados y que sean compatibles con la conservación y mejoramiento de los recursos naturales.

El desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica con fuentes renovables con un uso eficiente y racional favorecerán las condiciones de vida de todos los hondureños.

Mientras no exista conciencia social y leyes de incentivos para el desarrollo de proyectos renovables, capaces de garantizar que existe un interés real en desarrollarlos, el pueblo hondureño tendrá una economía cada día mas golpeada, como encarecimiento en los costos de la energía, que de un costo de 4.8 centavos de dólar por kilovatio por hora, tiene un costo real unitario de 9 centavos de dólar, todo por la dependencia de combustibles.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Comisión Nacional de Política Energética, Informe No. 2, Septiembre, 2005.
2. Dussan, Manuel. Impacto Ambiental y de Mercado en Honduras, SIECA, Septiembre, 2005.
3. Foro de Energía Eléctrica, CCIC-CEHEF, Tegucigalpa, Febrero, 2003.
4. Girón Castillo, Wilfredo. Energía Eléctrica: Desarrollo-Subdesarrollo. Plats/UNAH, Tegucigalpa, Noviembre, 2007.
5. Gutiérrez, Valerio. Foro de Integración Energética Regional, Septiembre, 2008.
6. Medina, Odessa. Exposición sobre consideraciones Ambientales, Marzo, 2006.
7. Moran, José. Conferencia sobre energía eléctrica para el Consejo Hondureño de Empresas Privadas (COHEP), Septiembre, 2007.
8. egehid-index
www.hidroelectrica.gov.do
9. Energías hidroeléctricas
¿Cómo funcionan las centrales hidroeléctricas?
www.arqhys.com/contenidos/hidroelectricas-energias.html
10. GEA, Microcentrales Hidroeléctricas
www.gea.usm.cl
11. Hidráulica General
www.geocities.com/gsilvam/hidro.htm
12. La energía hidráulica microcentrales hidroeléctricas antecedentes
www.gea.usm.cl/archivos/energia_microcentrales_hidraulicas.pdf

13. Neumática e Hidráulica

Conceptos básicos de la neumática e hidráulica y sus aplicaciones en la industria

www.sapiensman.com/neumatica

14. Plantas hidroeléctricas

www.epsa.com.co/Default.aspx?tabid=313

15. Portal - EGEE - Central Hidroeléctrica

www.inde.gob.gt/Portal/Home.aspx?tabid=264

16. Sapiensman. Conceptos básicos de la neumática e hidráulica

www.sapiensman.com

UDI-DEGT-UNVAH

UDI-DEGT-UNAH

Tipo de Proyecto	Criterio	Categoría			
		1	2	3	4
5. Sector Forestal					
Industria Primaria de Aserrio	Pt / día			Todos	
Industria de fabricación de Plywood y conglomerados	Tamaño			X	
Transformación industrial de la madera ⁸	Pt/día		>= 1000		
Producción de carbón vegetal	Kg./ mes		>= 10,000		
Tratamiento y preservación de madera ⁹	Tamaño		Todas		
Deposito y dimensionamiento de madera	Tamaño	Todas			
Planta de extracción de semillas	Kg. / mes		>= 1000		
Planes de reforestación y forestación con especies forestales introducidas	Hectáreas		>= 100		
Introducción de especies forestales producidas en vitro	Bulbos		>= 1000		
6. Sector Energético					
Hydroeléctrica	Mw.	>= 0.5, <= 1	>1, <= 3	> 3	
Eólico	Mw.		>= 5		
Fotovoltaico	Mw.	>= 0.1			
Biomasa	Mw.		>= 3		

⁸ Incluye el proceso de palos de escoba, estacas, muebles, cercas , perfiles, molduras, puertas, ventanas, nasas y otros

⁹ Por sistemas físicos , químicos o mecanicos

Geotérmica	Mw.		≥ 5		
Plantas térmicas (por combustión fósil)	Mw.		≥ 0.5 , ≤ 1	> 1	
Subestaciones eléctricas	Tamaño		Todas		
Líneas de transmisión	localización		centros poblados	con apertura de brechas	
Almacenamiento de Hidrocarburos	Gal.	$\geq 1,000$, $\leq 6,000$	$> 6,000$, $\leq 20,000$	$> 20,000$	
Oleoductos o gasoductos	Tamaño			Todos	
Estaciones de servicio de hidrocarburos	Tamaño		Todas		
Terminales de Hidrocarburos (Muelles)	Tamaño			Todas	

7. Hostelería, turismo y recreación

Hoteles y otros centros de alojamiento	No. de habitaciones/ Ubicación	≥ 10 , < 50	≥ 50 o en Zona costera	SINAPH/Zonas Insulares	
Museos y Teatros	Tamaño	Todos			
Parques de diversiones permanentes	Ha	≤ 5	> 5 , < 10	≥ 10	
Teleféricos mecanizado	Tamaño	Todos			
Campos de Golf	Ha	≤ 20	> 20		
Pesca Deportiva	Tamaño		Todos		
Caza Deportiva (mamíferos y aves)	Tamaño		Todos		
Otros Centros y Actividades Ecoturísticas	Ubicación	Zonas intervenidas	Zonas no intervenidas	SINAPH / Zonas insulares	

8. Sector hospitalario

Hospitales	Tamaño			Todos	
CESAR	Tamaño	Todos			

CESAMO	Tamaño		Todos		
Clínicas Médicas	Tipo de Servicio	Consulta Externa	Servicio de Emergencia y Consulta Externa		
Laboratorios clínicos y patológicos no hospitalarios	Personal laboral	≤ 10	> 10		

Tabla de categorización ambiental Diario La Gaceta del 4 de noviembre del 2003

acuerdo No 635-2003

Lt.:Litros

QQ: Quintales

Ha: Hectáreas

Mw. : megavatios

REQUISITOS PROYECTOS CATEGORÍA 2 y 3

1. Solicitud presentada por el proponente en papel blanco tamaño oficio.
2. Diagnóstico Ambiental Cualitativo, elaborado por un prestador de servicios ambientales debidamente registrado ante la DECA/ SERNA.
3. Carta Poder, Instrumentos Públicos contentivos de poder general o especial.
4. Documento de constitución de sociedad, de comerciante individual o personería jurídica.
5. Título de propiedad o arrendamiento del lugar donde se va a desarrollar el proyecto, debidamente timbrado y registrado.
6. Declaración Jurada del proponente, mediante la cual asegure que toda la información presentada es verdadera.
7. Constancia extendida por la Unidad Ambiental Municipal (UMA) o por el Alcalde del lugar de ubicación del proyecto en la que haga constar el estado del proyecto (si ha iniciado operaciones, etapa de ejecución actual.)
8. Las fotocopias de escritura o cualquier otro tipo de documentos deberán presentarse autenticados.

Si los proyectos se encuentran ubicados en municipalidades que tienen firmado un convenio de delegación con la SERNA, los proponentes deberán abocarse a ellas para iniciar el proceso de autorización ambiental y deberán cumplir con los demás requisitos exigidos por estas.

Actualmente tenemos convenios firmados con las Alcaldías de Puerto Cortes, San Pedro Sula y el Distrito Central.

REQUISITOS AUDITORIAS AMBIENTALES

1. Solicitud presentada por el proponente en papel blanco tamaño oficio.
2. Memoria Técnica (Resumen del Proyecto) adjuntando a la misma:
Formulario DECA 001-AAO completamente lleno
Hoja cartográfica o plano de localización, mostrando la ubicación exacta del proyecto.
En caso de poseer Plan de Contingencia, anexar a la información técnica (opcional).
3. Permiso de operación otorgado por la Alcaldía Municipal del lugar donde se encuentra en operación el proyecto.
4. Documento de constitución de sociedad, de comerciante individual o personería jurídica.
5. Título de Propiedad o Arrendamiento del lugar donde se encuentra en ejecución el proyecto.
6. Carta Poder, Instrumentos Públicos, contentivos de poder general o especial.
7. Las fotocopias de escritura o cualquier otro tipo de documentos deberán presentarse autenticados.

Si los proyectos se encuentran ubicados en municipalidades que tienen firmado un convenio de delegación con la SERNA, los proponentes deberán abocarse a ellas para iniciar el proceso de autorización ambiental y deberán cumplir con los demás requisitos exigidos por estas.

Actualmente tenemos convenios firmados con las Alcaldías de Puerto Cortes, San Pedro Sula y el Distrito Central.

007

FORMATO PARA LAS SOLICITUDES DE AUTORIZACION DE LOS PROYECTOS
CATEGORIA 2Y 3

**SE SOLICITA AUTORIZACION AMBIENTAL REGISTRO RESPECTIVO. SE
ACOMPAÑAN DOCUMENTOS PODER.**

**SEÑOR SECRETARIO DE ESTADO EN LOS DESPACHOS DE RECURSOS
NATURALES Y AMBIENTE**

SERNA

Yo, _____ generales actuando en mi condición de Apoderado Legal de la
Empresa _____, carácter que acredito con _____ que acompaño, con todo
respeto comparezco ante usted solicitando se me extienda la respectiva autorización
ambiental para el desarrollo del Proyecto _____ como requisito legal para la
realización de las actividades del mismo.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

Sirven de fundamentos legales los artículos 15 de la Ley de Simplificación
Administrativa _____.

PETICIÓN

Por lo anteriormente expuesto al Señor Secretario de Estado PIDO: Admitir la presente solicitud con los documentos que acompaño, darle el trámite respectivo y en definitiva resolver de conformidad otorgándome la autorización ambiental solicitada.

Tegucigalpa, Municipio del Distrito Central a los _____ días del mes de _____ del año_____.

Firma

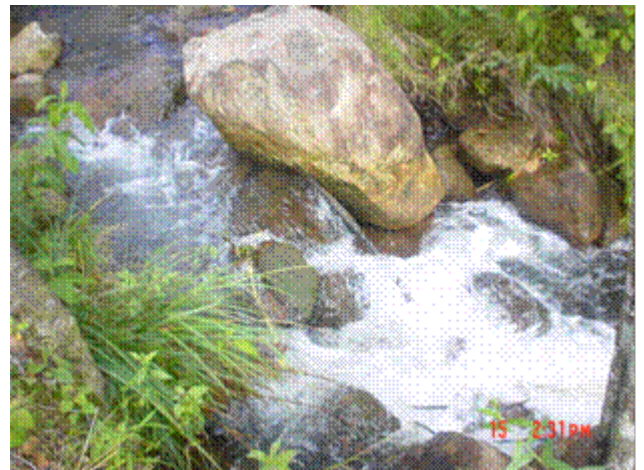
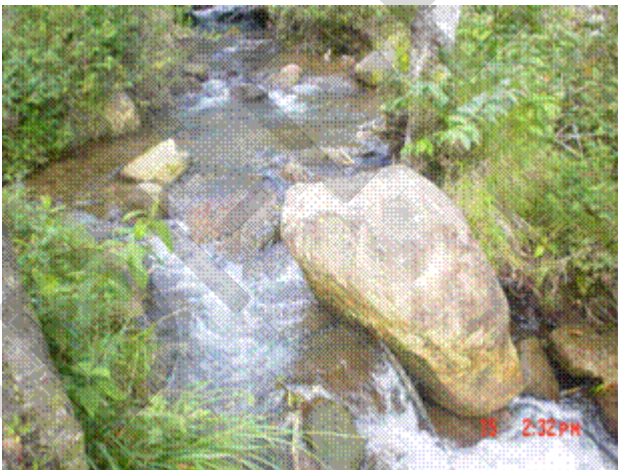


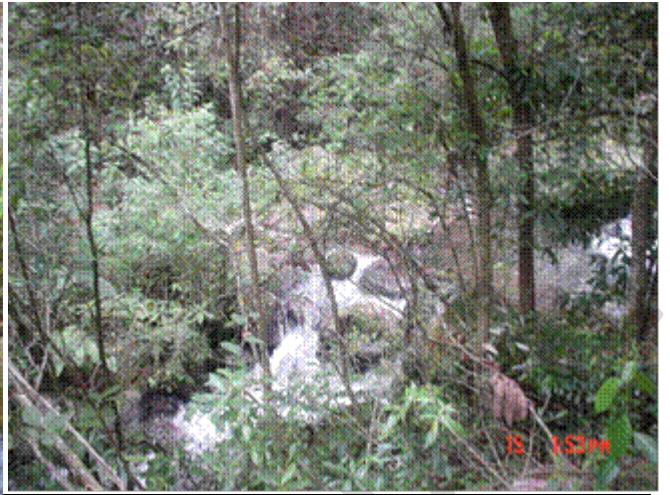
FORMA DECA 005

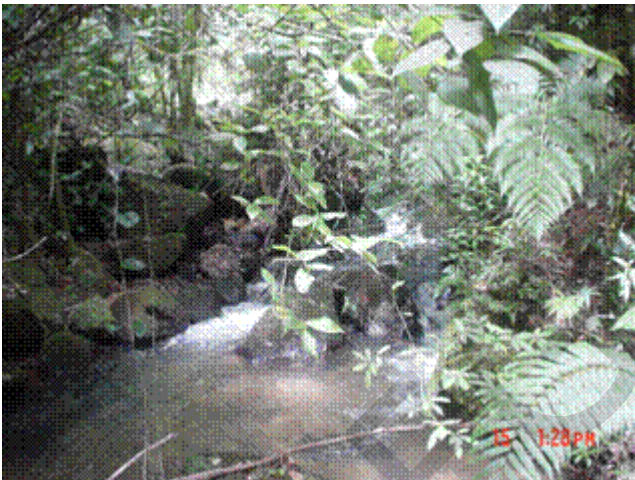


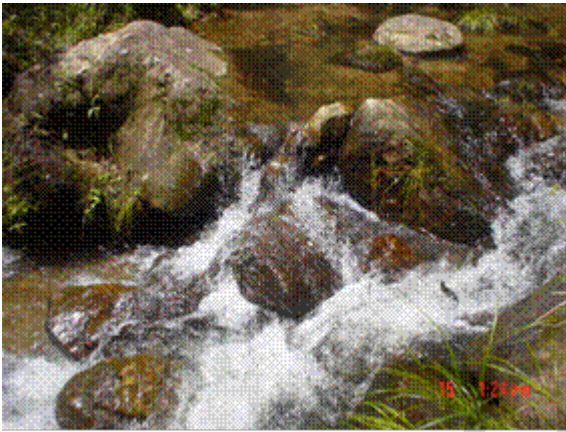
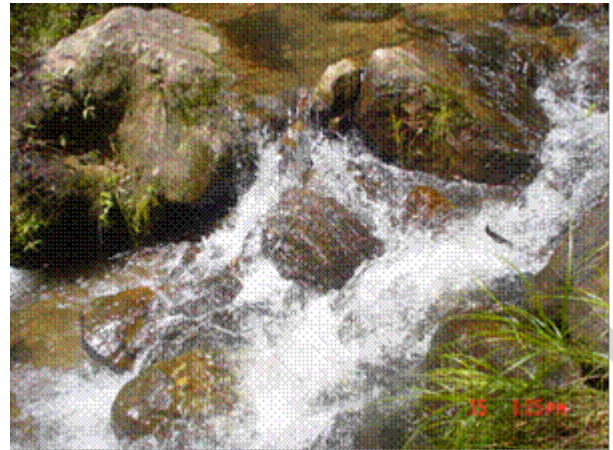












GLOSARIO

Alternador: Máquina eléctrica que transforma la energía mecánica en energía eléctrica a corriente alterna. Los alternadores constan de dos partes fundamentales, una fija – estator– y una rotante –rotor– en la que hay un bobinado de cables de cobre aislados que forman el inductor y el inducido.

Canal a cielo abierto: Superficie del agua de una sección de un canal, curso de agua, etc., que esté a la presión atmosférica.

Caudal máximo derivable: es el caudal máximo que las tomas y el transporte a la central pueden respectivamente captar y transportar.

Caudal medio utilizable: es el caudal que en media es utilizado por el sistema en un periodo de tiempo que suele ser un año.

Energía Renovable: son formas de energía no consumible, en particular la energía hidroeléctrica, eólica y solar (tanto térmica como fotovoltaica), la biomasa y la energía geotérmica. Los residuos urbanos y otros residuos orgánicos, aunque consumibles, también suelen clasificarse como fuentes de energía renovables.

Los alternadores asincrónicos están formados por motores asincrónicos que giran gracias a motores primos con velocidad ligeramente superior a la del sincronismo.

Los alternadores sincrónicos son máquinas reversibles (pueden funcionar también como motores), en los que generalmente el bobinado inducido está colocado sobre el estator y el inductor sobre el rotor. El inductor está formado por electroimanes excitados con fuentes de corriente continua (polos) o por imán permanente.

Recurso renovable: es aquel que no se agota, gracias a su capacidad de regeneración. Normalmente se trata de recursos naturales disponibles en gran cantidad, pero al mismo tiempo muy valiosos y que, por tanto, se pueden dañar de forma irreparable (en su cantidad y/o calidad), si se utilizan en base a modelos inadecuados de producción y consumo y políticas medio ambientales equivocadas.

Salto natural disponible: diferencia de cota entre el canal a cielo abierto en la sección de entrada de la toma y el canal a cielo abierto en la sección hídrica de salida de los materiales de desagüe de la central.

Salto útil bruto: diferencia de cota entre la lámina de agua en la toma o en el pozo piezométrico y la lámina de agua en el punto donde se restituye al río el caudal ya turbinado.

Salto útil neto: es la parte de salto útil bruto efectivamente utilizado por las turbinas hidráulicas, esto es, sin las pérdidas de carga a lo largo del recorrido.

Salto: Diferencia de cota entre el canal a cielo abierto a la entrada y a la salida; se mide en metros (m).

Transformador: Máquina eléctrica estática encargada, a través del fenómeno de la inducción electromagnética, de transferir energía eléctrica a corriente alterna desde un circuito a otro modificando sus características.

El transformador tiene la función de aumentar el voltaje de la corriente de salida del alternador para evitar excesivas pérdidas de energía eléctrica en la línea.