

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería



“Análisis de factibilidad para la implementación de micro-hidroeléctricas como  
plataforma para el desarrollo comunitario sostenible en Mixco”

Trabajo de Graduación presentado por:

**Estuardo Méndez Juárez**

para optar al grado de Licenciado en Ingeniería en Ciencia de la Administración

Guatemala,

2013



“Análisis de factibilidad para la implementación de micro-hidroeléctricas como  
plataforma para el desarrollo comunitario sostenible en Mixco”

UNIVERSIDAD DEL VALLE DE GUATEMALA

Facultad de Ingeniería

“Análisis de factibilidad para la implementación de micro-hidroeléctricas como  
plataforma para el desarrollo comunitario sostenible en Mixco”

Trabajo de Graduación presentado por:

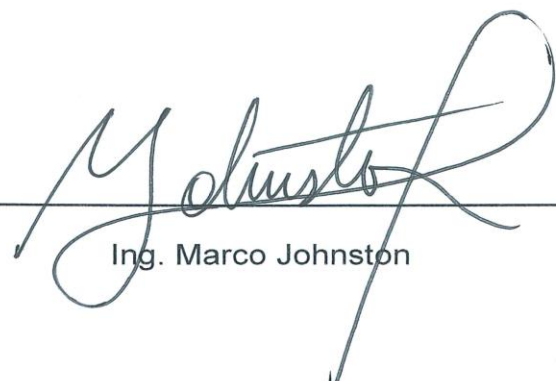
**Estuardo Méndez Juárez**

para optar al grado de Licenciado en Ingeniería en Ciencia de la Administración

Guatemala,

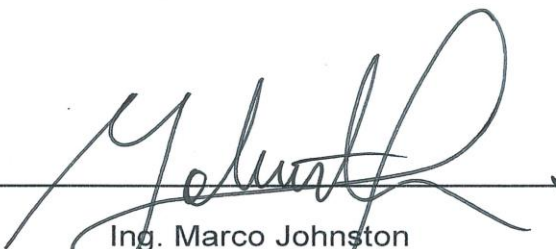
2013

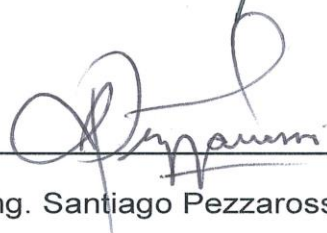
Vo. Bo.:

(f)   
Ing. Marco Johnston

Tribunal Examinador:

(f)   
Ing. Celso Cerezo

(f)   
Ing. Marco Johnston

(f)   
Ing. Santiago Pezzarossi

Fecha de aprobación: Guatemala, 16 de enero de 2013

## PREFACIO

En el entorno financiero se nos enseña la aversión al riesgo, se nos motiva a maximizar la rentabilidad de los proyectos en los que nos encaminamos, y se nos garantizan las herramientas necesarias para maximizar nuestras utilidades dentro de los límites que rigen nuestra inversión. La Universidad del Valle de Guatemala, nos inculcó, además, la pasión por hacer bien las cosas, dentro de un marco ético y moral, que contribuyera no sólo a la rentabilidad y maximización de nuestros beneficios individuales, sino implicara también un beneficio al entorno en el que se desarrollara. Así la idea de este trabajo surge del deseo de generar, mejorar y brindar oportunidades a la población de Mixco, de los estratos socioeconómicos bajo, medio bajo y medio, en concepto de servicio de electricidad a un menor costo para el usuario. El proyecto se desarrolló con el apoyo de diversas instituciones públicas y privadas, que brindaron la información relevante para el análisis.

Agradezco infinitamente a Dios y a mis padres, Rodolfo Méndez y Miriam Juárez, por el amor incondicional que me brindan cada día; por el esfuerzo que han hecho por encaminarme en la senda del éxito, y asegurarme un hogar lleno de amor, alegría, oportunidades y bendiciones. A mis hermanos Uriel Méndez y Adonai Méndez, por su gran cariño y amor, y por aconsejarme y guiar mis pasos. A mis padrinos José Luis Quiñonez y Leticia Juárez por todo su amor y comprensión, y por acogerme como un hijo y amarme tanto. Agradezco a toda mi familia, y a los buenos amigos.

Agradezco también al Ing. Marco Johnston por su apoyo y colaboración en la realización de este trabajo, por su paciencia y grandes enseñanzas.

## ÍNDICE

LISTA DE TABLAS .....	ix
LISTA DE FIGURAS .....	x
RESUMEN .....	xi
I. INTRODUCCIÓN .....	1
II. GENERALIDADES .....	2
A. Oferta y matriz de generación eléctrica de Guatemala .....	2
III. JUSTIFICACIÓN .....	4
IV. OBJETIVOS .....	5
A. Objetivo general .....	5
B. Objetivos específicos .....	5
V. METODOLOGÍA .....	6
VI. MARCO TEÓRICO .....	8
A. Generalidades .....	8
B. Aprovechamientos hidroeléctricos .....	8
C. Micro-hidroeléctricas .....	12
D. Potencia instalada y producción .....	13
E. Análisis de pre-factibilidad de micro-hidroeléctricas .....	13
F. Entorno legal, potencial y atractivos financieros .....	18
VII. MODELO DE INVERSIÓN EN MICRO-HIDROELÉCTRICAS .....	23
A. Aspectos económicos y sociales .....	23
B. Modelo financiero: análisis costo beneficio .....	23
C. Estructuración y sensibilidad financiera .....	24
VIII. ANÁLISIS DE MERCADO .....	29
IX. MODELO ECONÓMICO DE LA MICRO-HIDROELÉCTRICA .....	33
A. Inversión inicial .....	33

B.	Metodología de la inversión y financiamiento .....	33
C.	Generación anual en kilowatts-hora.....	34
D.	Determinación de la tasa de descuento .....	35
E.	Ratio Operativo Caudal – kWh (RO).....	37
X.	ANÁLISIS FINANCIERO .....	38
A.	Ahorro económico comunitario resultado de la implementación de MH.....	40
XI.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	41
XII.	CONCLUSIONES.....	45
XIII.	RECOMENDACIONES.....	46
XIV.	BIBLIOGRAFÍA.....	47
XV.	APÉNDICE .....	52

## LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
1. Índice de Cobertura Eléctrica 2010.....	3
2. Análisis de pre-factibilidad .....	14
3. Requisitos por agente del AMM.....	21
4. Valores de $Z\alpha$ más frecuentemente utilizados .....	30
5. Tamaño muestral para distintos niveles de confianza.....	30
6. Consumo eléctrico por usuario al mes.....	32
7. Rubros de la Inversión Inicial.....	33
8. Metodología de financiamiento .....	33
9. Anualidad, intereses y amortización del préstamo .....	34
10. Generación anual para distintos flujos .....	35
11. Sensibilidad Venta de Potencia .....	41
12. Sensibilidad Costo de Capital .....	42
13. Sensibilidad Unidades Vendidas .....	44

## LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1. Matriz de generación eléctrica por tipo de planta.....	2
2. Aprovechamientos de agua fluyente.....	9
3. Generador en tubería para aprovechamiento de agua fluyente .....	9
4. Centrales de tubería de abastecimiento de agua, aprovechamiento de la disipación hidrostática .....	10
5. Central por abastecimiento de agua .....	11
6. Sistema de rejillas en plantas de tratamiento de aguas residuales .....	12
7. MRA .....	16
8. Turbina VFH <sup>TM</sup> .....	16
9. Clasificación de turbinas.....	17
10. Diseño de un sistema híbrido de planta de tratamiento de aguas residuales y generación hidroeléctrica.....	17
11. Curva del Precio Spot diario .....	21
12. Demanda diaria horaria .....	22
13. Flujo neto de efectivo para n períodos.....	28
14. Quetzales que paga al mes en la factura de electricidad .....	31
15. Conoce la metodología de cálculo de la factura de electricidad y los rubros que la conforman.....	31
16. Apertura y receptividad del usuario a la implementación de flat rate.....	32
17. Sensibilidad Venta de Potencia .....	42
18. Sensibilidad Costo de Capital.....	43
19. Sensibilidad Unidades Vendidas .....	44

## **RESUMEN**

En el presente trabajo se analiza la factibilidad de implementar micro-hidroeléctricas (MH) en el municipio de Mixco del departamento de Guatemala, debido a la existencia de un gran potencial energético a partir del aprovechamiento de afluentes hídricos, que garantizan la generación de energía renovable y modelos de inversión atractivos.

Las MH se rigen en el principio del aprovechamiento de la energía potencial del agua, con una caída denominada cabeza; así la potencia de las MH es proporcional a la cabeza y al caudal, y se considera no debe sobrepasar los 100 kilovatios (kW).

Con base en la existente demanda eléctrica y a los beneficios económicos de corto, mediano y largo plazo que la inversión podría representar, es importante realizar el análisis de factibilidad de la inversión en MH, mediante la implementación de modelos financieros y estadísticos que permitan justificar la inversión inicial de estos proyectos.

## I. INTRODUCCIÓN

Guatemala cuenta con un potencial atractivo de generación de energía hidroeléctrica a micro-escala, resultado de las características fluviales del país y de los sistemas híbridos de generación hidroeléctrica que pueden establecerse. En la actualidad se expanden las posibilidades a partir de plantas de tratamiento de aguas residuales, que con la disposición e infraestructuras correctas son capaces de alimentar a las micro-turbinas y garantizar un proceso de tratamiento sostenible, al mismo tiempo que se genera energía para suplir una porción de la demanda.

El desarrollo de micro-centrales hidroeléctricas propone un diseño y construcción más simples que el de una central hidroeléctrica convencional, esto permite potenciar la rentabilidad del proyecto minimizando el impacto ambiental.

En Guatemala, los proyectos de generación de energía renovable cuentan con un prominente apoyo ambiental y legal, la generación hidroeléctrica se ve respaldada en el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, y en el artículo 7 del capítulo IV de la Ley General de Electricidad.

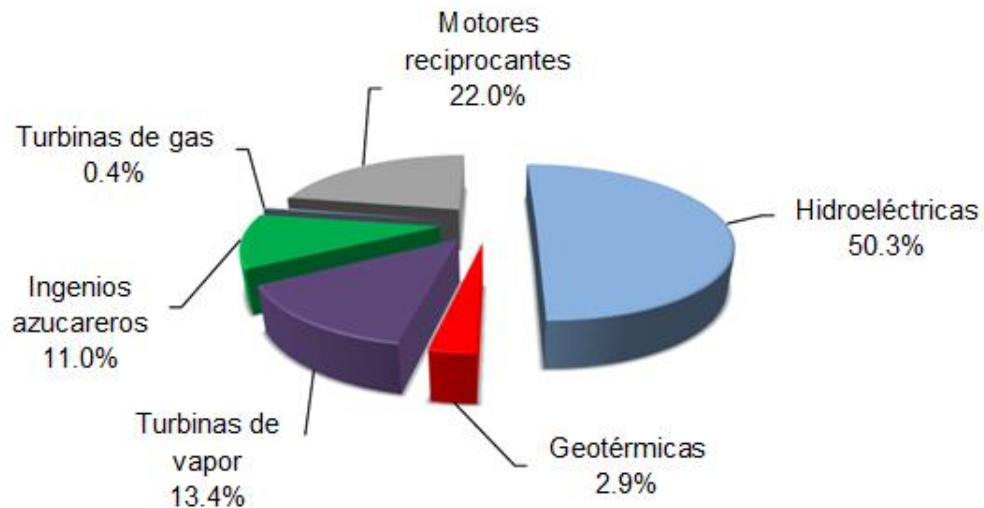
En esta investigación se profundiza en las consideraciones e implicaciones relevantes para la implementación de micro-hidroeléctricas, se establece el ahorro económico que éstas representan para la comunidad de Mixco, y se describen los factores financieros relevantes que justifican la inversión en el proyecto.

## II. GENERALIDADES

### A. Oferta y matriz de generación eléctrica de Guatemala

La hidráulica ha sido y permanece como la primera fuente renovable utilizada para la generación de electricidad. El Sistema Nacional Interconectado de Guatemala (SNI) cuenta con una matriz de generación eléctrica de 8,146.6 gigavatios-hora (GWh), de los cuales el 50.3%, es decir, 4,094.4 GWh corresponden a centrales hidroeléctricas, y el restante 49.7% a centrales termoeléctricas, ingenios azucareros y plantas geotérmicas.

Figura 1 – Matriz de generación eléctrica por tipo de planta



Fuente: Matriz de Generación Eléctrica 2011, MEM

Históricamente Guatemala ha mantenido una desproporcional curva de oferta y demanda eléctrica. En general la demanda es mayor a la oferta (ver Tabla 1), y en tanto prevalece una proporción de la demanda insatisfecha. Esta situación facilita la comercialización de energía de nuevos oferentes.

Tabla 1 – Índice de Cobertura Eléctrica 2010

<b>COBERTURA ELÉCTRICA DEPARTAMENTAL 2010</b>			
<b>Departamento</b>	<b>Hogares</b>	<b>Usuarios</b>	<b>ÍNDICE</b>
GUATEMALA	799,771	772,067	96.5%
SACATEPÉQUEZ	72,125	69,092	95.8%
QUETZALTENANGO	181,126	168,716	93.1%
SOLOLÁ	74,470	67,978	91.3%
EL PROGRESO	39,501	35,790	90.6%
TOTONICAPÁN	88,170	79,358	90.0%
SAN MARCOS	186,118	160,431	86.2%
SANTA ROSA	79,553	68,544	86.2%
HUEHUETENANGO	191,868	164,056	85.5%
JALAPA	57,804	49,235	85.2%
JUTIAPA	103,726	87,552	84.4%
RETALHULEU	63,380	53,483	84.4%
ZACAPA	59,118	49,706	84.1%
CHIMALTENANGO	118,549	99,156	83.6%
SUCHITEPÉQUEZ	104,337	82,650	79.2%
CHIQUIMULA	79,327	61,549	77.6%
ESCUINTLA	171,039	132,522	77.5%
IZABAL	79,115	58,243	73.6%
QUICHÉ	160,998	112,666	70.0%
BAJA VERAPAZ	58,222	39,876	68.5%
PETÉN	108,110	55,581	51.4%
ALTA VERAPAZ	185,791	63,867	34.4%
<b>ÍNDICE A NIVEL NACIONAL</b>	<b>3,062,218</b>	<b>2,532,118</b>	<b>82.7%</b>

Fuente: Índice de Cobertura Eléctrica 2010, MEM

En la actualidad el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), por medio del Mecanismo de Desarrollo Limpio, está promoviendo la generación de energía hidráulica por medio de micro-hidroeléctricas (MH) que permiten aprovechar el potencial fluvial y los recursos renovables como base del desarrollo sostenible de las comunidades y del país.

### **III. JUSTIFICACIÓN**

Guatemala es un país con muchos recursos naturales, en la actualidad la mayoría son desaprovechados. Es por ello que surge la oportunidad de implementar un proyecto atractivo de desarrollo sostenible, derivado de las utilidades que puede generar, mientras se cubren necesidades básicas, hoy en día insatisfechas. El desarrollo de micro-hidroeléctricas resulta interesante debido a que en el país existen muchos afluentes hídricos que pueden ser utilizados para el desarrollo de proyectos de generación eléctrica a pequeña y mediana escala, y con ello promover el desarrollo de las comunidades donde se ejecuten, y el beneficio de los accionistas dispuestos a invertir en el proyecto.

## IV. OBJETIVOS

### A. Objetivo general

Evaluar el beneficio económico derivado de la implementación de micro-hidroeléctricas en las comunidades del municipio de Mixco, Guatemala, así como la sostenibilidad de las mismas en el tiempo.

### B. Objetivos específicos

- Establecer el precio de venta por kilowatt-hora (kWh) que garantiza un ahorro a la comunidad.
- Determinar el ratio operativo *caudal – kWh*, con base en la generación y el flujo de planta de la micro-hidroeléctrica.
- Determinar el retorno neto de la inversión a partir del modelo y estados financieros proyectados.
- Establecer el ahorro económico para la comunidad resultado de la implementación de la micro-hidroeléctrica.

## V. METODOLOGÍA

Para llevar a cabo este estudio de factibilidad se completaron tres fases:

1. Recopilación de la información
  - a. Requerimiento de potencia en la comunidad
  - b. Costos de implementación del proyecto
  - c. Apoyo gubernamental a proyectos de energía limpia
2. Análisis financiero
3. Restricciones o limitantes no financieras

Para la recolección de datos se realizó una investigación bibliográfica a partir de fuentes primarias y secundarias. En esta fase también se accedió a información procedente de los inversionistas.

Para realizar el análisis financiero se utilizaron conceptos como el valor residual de la MH, determinación de los gastos de inversión, costos de operación y la vida útil de la planta. Para la medición de los costos más favorables, se implementó el cálculo comparativo de costos, con base en costos totales promedio por períodos y costos corrientes por período. Para la medición de las generaciones anuales, se basó el estudio en el método de comparación de anualidades de gastos. También cobró importancia el cálculo del período de amortización, además del método de la tasa interna de retorno (TIR) (que se constituye como una referencia más no como un indicador de decisión de inversión). En tanto, también se llevó a cabo un comparativo del Valor Presente Neto (VPN) para medir la rentabilidad del proyecto.

Los factores del mercado como la inflación se tomaron en cuenta para los análisis a futuro. Mediante un análisis de sensibilidad se midieron los factores críticos que causan las variaciones más significativas del modelo.

Los factores no financieros que pueden restringir la inversión en MH incluyen regulaciones jurídicas, condiciones e implicaciones sociales. En esta fase se hizo un breve análisis de las regulaciones y leyes que rigen la generación eléctrica en el país, y el efecto socioeconómico que la implementación del

proyecto tendría en la comunidad, tanto generando empleos, como disminuyendo el costo del servicio eléctrico.

## **VI. MARCO TEÓRICO**

### **A. Generalidades**

La Asociación Europea de Pequeñas Hidroeléctricas (ESHA por sus siglas en inglés) fundada en 1989, lidera, analiza y describe los intereses del sector de la energía hidroeléctrica mediante la promoción de los beneficios y oportunidades de ésta. Mantiene un enfoque en la mejora de las condiciones de mercado para el sector de la energía hidroeléctrica, incentiva la eliminación de las barreras a la energía hidráulica y promueve el incremento en la producción de energía hidroeléctrica.

ESHA funciona como una plataforma para los interesados en el campo de la energía hidroeléctrica, proporcionando a sus miembros información clave, promoviendo la creación de redes y retroalimentación entre los sectores pertinentes.

Dicha institución consolida a distintos miembros de todos los sectores del campo de energía hidroeléctrica, como los fabricantes de equipos, empresas de servicios públicos, productores independientes, institutos de investigación, inversores, empresas y consultores, entre otros.

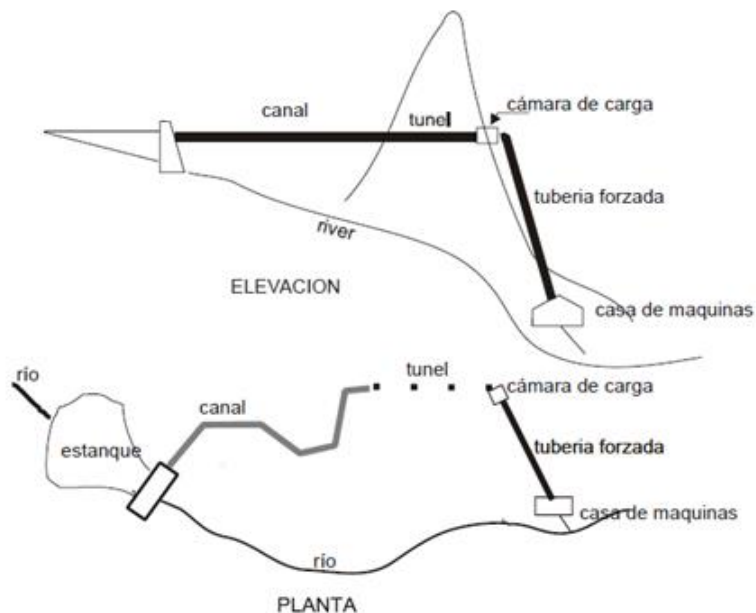
### **B. Aprovechamientos hidroeléctricos**

De acuerdo a la ESHA el objetivo de un aprovechamiento hidroeléctrico consiste en convertir la energía potencial de una masa de agua en energía eléctrica; la potencia eléctrica es proporcional al caudal utilizado y a la altura del salto o cabeza. Una de las clasificaciones para los aprovechamientos consiste en el tipo de central:

- Centrales con aprovechamientos de agua fluyente
- Centrales de tubería de abastecimiento de agua
- Centrales ubicadas en plantas de tratamiento de aguas residuales

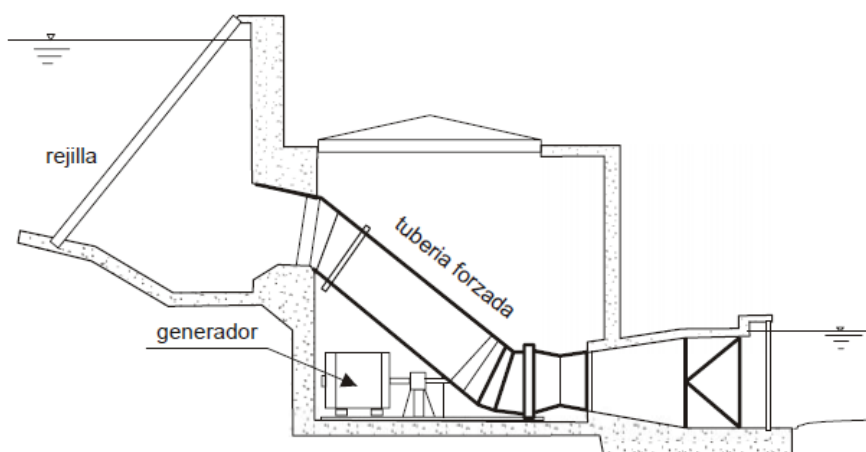
**1. Centrales con aprovechamientos de agua fluyente.** Estos aprovechamientos son aquellos que no disponen de un embalse regulador, de modo que la central opera mientras el caudal del río supera el mínimo técnico requerido por la turbina, y deja de funcionar cuando desciende por debajo de ese valor.

Figura 2 – Aprovechamientos de agua fluyente



Fuente: Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA

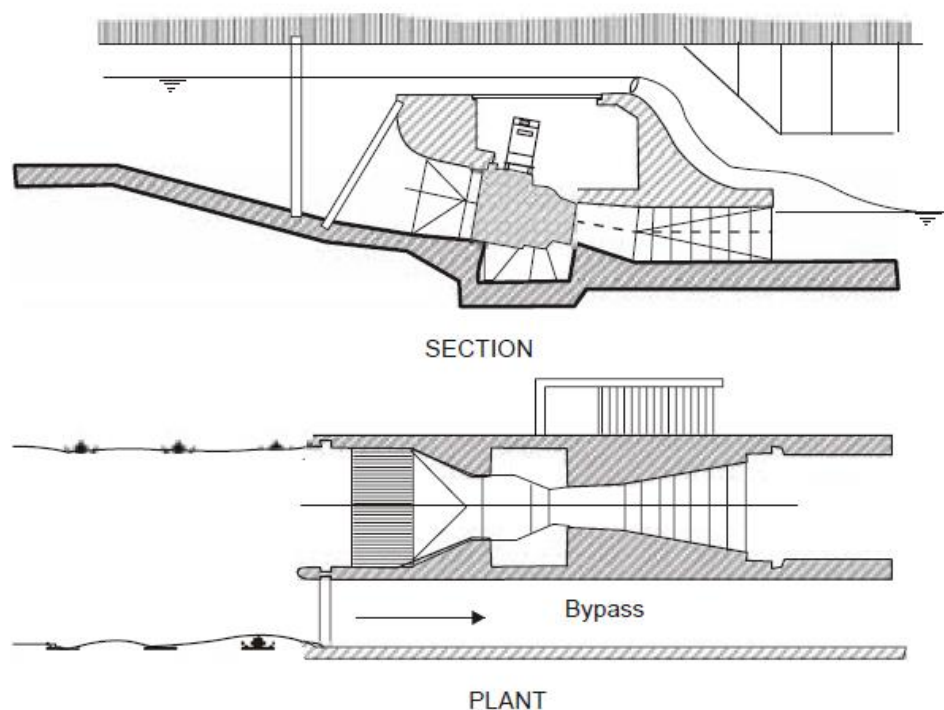
Figura 3 – Generador en tubería para aprovechamiento de agua fluyente



Fuente: Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA

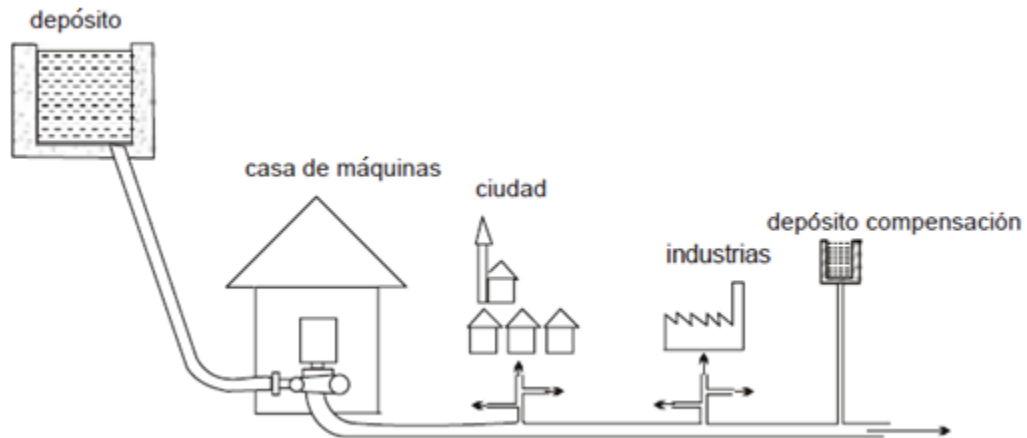
**2. Centrales de tubería de abastecimiento de agua.** Centrales que aprovechan la conducción de agua potable a conglomerados residenciales e industriales, mediante tuberías a alta presión que conducen el agua desde un embalse hacia la estación de tratamiento y distribución, proceso en el cual debe disiparse la energía hidrostática del agua mediante válvulas concebidas para ello, y que en casos puede considerarse el empleo de turbinas que aprovechen dicha disipación para la generación de energía eléctrica.

Figura 4 – Centrales de tubería de abastecimiento de agua, aprovechamiento de la disipación hidrostática



Fuente: Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA

Figura 5 – Central por abastecimiento de agua



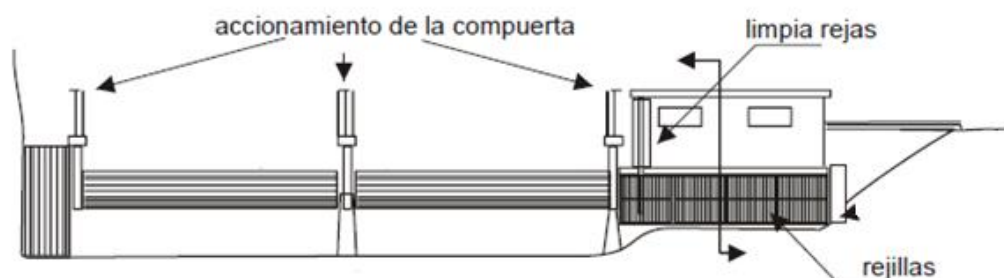
Fuente: Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA

### 3. Centrales ubicadas en plantas de tratamiento de aguas

**residuales.** Se hace énfasis en este aprovechamiento, que dependiendo de la topología de la planta de tratamiento de aguas residuales, la central generadora puede ubicarse aguas arriba o aguas abajo de la estación. En el primer caso deberán circular a través de la turbina aguas negras, de modo que es imprescindible un sistema de rejillas y eliminación de sólidos; el segundo caso corresponde a una instalación convencional.

Aquellas turbinas que trabajan con agua bruta (aún no tratada) están expuestas a un mayor desgaste y corrosión, en contraposición con aquellas que trabajan con el agua ya tratada. De acuerdo a los análisis de la ESHA, las alimentadas con aguas negras soportan perfectamente el trabajo.

Figura 6 – Sistema de rejillas en plantas de tratamiento de aguas residuales



Fuente: Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica, ESHA

### C. Micro-hidroeléctricas

En la actualidad los sistemas de generación de energía renovable han dejado de ser tecnologías caras y minoritarias para ser plenamente competitivas y eficaces para cubrir las necesidades de la demanda. Dentro de estos sistemas se encuentra la generación hidroeléctrica, como principal adepto de la generación de energía limpia.

De acuerdo a la clasificación de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), se denominan microcentrales hidroeléctricas (MH en adelante) aquellas con potencia instalada inferior a 100 kilovatios (kW).

La potencia instalada no constituye el criterio básico para diferenciar una MH de una central hidroeléctrica convencional. De modo que una MH no es una central convencional a pequeña escala; las turbinas tienen diseños completamente distintos, y desde la perspectiva de ingeniería civil, la MH obedece a criterios muy diferentes a los de las grandes centrales hidroeléctricas.

## D. Potencia instalada y producción

Una microcentral hidroeléctrica posee una potencia instalada disponible que varía en función del caudal de agua disponible para ser turbinado y el salto o cabeza existente en cada instante. (IDAE, 2006)

La expresión que nos proporciona la potencia instalada es la mostrada a continuación:

$$P = 9.81 \cdot Q \cdot H \cdot e$$

Ecuación 1 – Potencia instalada en función del caudal (Q) y salto (H)

Donde  $P$  representa la potencia instalada en kilovatios (kW),  $Q$  el caudal del aprovechamiento en metros cúbicos por segundo ( $m^3/s$ ),  $H$  el salto disponible en metros (m), y  $e$  el factor de eficiencia de la central.

La producción y generación eléctrica en kilovatios-hora (kWh) viene dada por la expresión:

$$E = P \cdot t$$

Ecuación 2 – Generación eléctrica en kWh

Donde  $t$  corresponde al número de horas de funcionamiento con  $Q$  y  $H$  fijos.

(IDAE, 2006)

## E. Análisis de pre-factibilidad de micro-hidroeléctricas

**1. Planificación y evaluación de una MH.** El análisis de un aprovechamiento constituye un proceso iterativo, de múltiples aristas y ciertamente complejo. Deben analizarse las perspectivas económicas y financieras, pero sin dejar de lado el impacto ambiental y social del proyecto.

Las aristas a cubrir incluyen, entre otras cosas, el avance tecnológico, la topografía del terreno, y la sensibilidad financiera, legal y medio-ambiental.

Es evidente que resulta difícil elaborar una guía aplicable al análisis de factibilidad de cada proyecto, pero sí es posible detallar los pasos mínimos y fundamentales:

Tabla 2 – Análisis de pre-factibilidad

<b>Ambiente y topografía</b>	Identificación del potencial topográfico.
	Cabeza o salto bruto disponible.
	Evaluación del impacto ambiental y acciones preventivas y correctivas.
<b>Tecnología</b>	Evaluación del potencial y recursos hidráulicos que permitan determinar la capacidad productiva.
	Turbinas hidráulicas, generadores hidroeléctricos y equipos de control.
<b>Análisis económico</b>	Estudio financiero del aprovechamiento.
	Metodología de financiamiento.
<b>Concepto legal</b>	Conocimiento de los requisitos institucionales.
	Procedimientos administrativos y solicitud de autorizaciones.

Fuente: Elaboración propia

Para estudiar la factibilidad de un proyecto de MH es necesario evaluar el potencial energético del aprovechamiento como función del caudal que se puede turbinar, y el salto o cabeza disponible – entendido como la diferencia de nivel entre la entrada y salida del agua. El salto puede medirse fácilmente con un teodolito electrónico digital, por ejemplo, y para saltos de pequeña altura con métodos más empíricos. El caudal por el otro lado implica distintos factores como la pluviometría, topografía y disposición del terreno, así como también de la vegetación y temperatura, entre otros. Todas estas variables se pueden controlar en plantas de tratamiento de aguas residuales.

**2. Equipo electromecánico.** De acuerdo a la ESHA, una turbina hidráulica tiene por objeto transformar en energía rotacional la energía potencial del agua. Esta energía rotacional se suministra a un generador y a partir de éste obtenemos energía eléctrica.

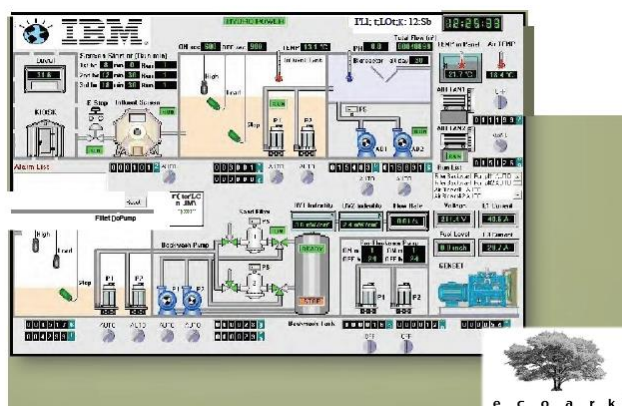
Ecoark, una empresa con oficinas regionales en Atlanta, Denver, Pittsburgh y San Francisco, Estados Unidos, ha patentado, para Guatemala, el sistema USBF™ (tecnología de filtración por manto de lodos con flujo ascendente) que permite expandir o implementar una planta de tratamiento de aguas residuales de forma rápida y rentable. La capacidad puede aumentarse de 2,500 GPD (galones por día) hasta más de 10 MGD (millones de galones por día) en cuestión de meses en lugar de años, sin inmovilizar el valioso capital de trabajo (siempre que las condiciones externas a la planta lo permitan). Entre los desarrollos a los que Ecoark apunta se encuentran proyectos de tipo municipal, desarrollos industriales y complejos turísticos, entre otros.

La tecnología patentada de USBF™ se considera uno de los sistemas de tratamiento de aguas residuales más asequibles y eficaces en la actualidad, mencionado por la Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (UNIDO por sus siglas en inglés) como «una importante revolución del proceso medio-ambiental». Posee diferentes premios internacionales entre los que se cuentan el Frost & Sullivan – Premio por Liderazgo en Tecnología, y el de la Universidad de California, Davis – por alcanzar el mayor ranking como sistema de tratamiento híbrido entre 70 tecnologías examinadas.

El sistema híbrido USBF™ – Turbina VFH™ se constituye como una revolución que garantiza el desarrollo sostenible de las áreas donde se implemente. Desde la perspectiva económica garantiza una presencia de planta más pequeña (con menores costos en terreno), menor uso de energía (además de ser auto-sostenible), costos por mantenimiento menores, manejo eficiente de flujos fluctuantes de agua, menores costos de construcción por galón de diseño, I/I (Infiltration/Inflow) – tratamiento asequible de flujos, capacidades industriales, automatización considerablemente mayor y reparaciones reducidas, entre otros.

Monitoreo remoto avanzado (MRA):

Figura 7 – MRA



Fuente: Enfoques Integrales para la conservación y la sustentabilidad, Ecoark

El sistema híbrido de la turbina VFH™ propone la reutilización del agua como parte del desarrollo sostenible de Mixco, Guatemala. Consiste en una turbina que bajo las condiciones correctas aprovecha el flujo del caudal de agua del terminal de tratamiento para generar energía eléctrica limpia, totalmente renovable.

Figura 8 – Turbina VFH™



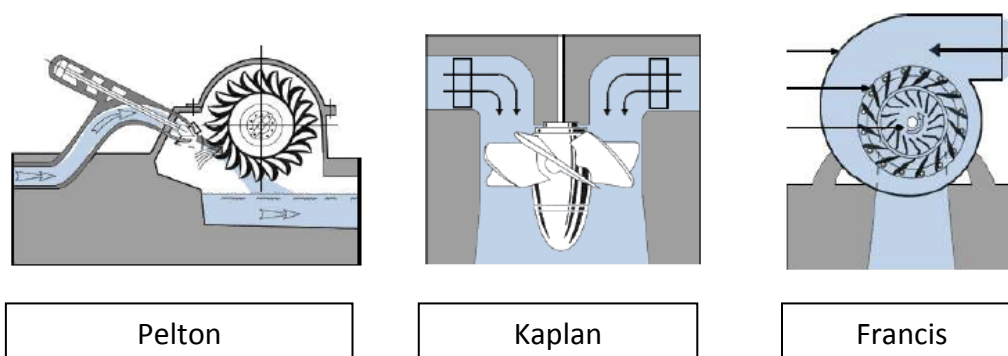
Fuente: Enfoques Integrales para la conservación y la sustentabilidad, Ecoark

El 31 de marzo de 2011, en la Ciudad de Guatemala, el Ingeniero Alois Gugler de GUGLER Water Turbines GmbH (en adelante GWT), presentó su tesis sobre “Aplicaciones Económicas de Centrales Hidroeléctricas Pequeñas”. GWT es una compañía que diseña, suministra, instala y opera centrales hidroeléctricas

pequeñas, con una trayectoria de más de 85 años. Tiene su sede en Goldwörth, Austria, y opera mundialmente. En 2010 cerró con USD42 millones en órdenes y operaciones. Su experiencia asciende a más de 600 proyectos. GWT ofrece turbinas Francis, Kaplan y Pelton de hasta 10 MW, en adición ofrece micro-turbinas de cinco a 100 kilovatios (kW). El rango de aplicaciones abarca ríos, arroyos y fuentes de agua, embalses y diques vertedores, esclusas, canales de irrigación, plantas de tratamiento de aguas residuales, plantas de aguas potables, entre otros.

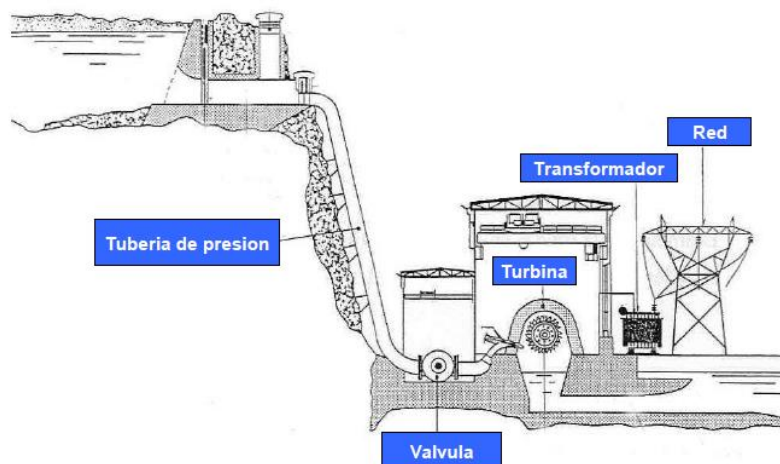
Clasificación de turbinas:

Figura 9 – Clasificación de turbinas



Fuente: Aplicaciones Económicas de Centrales Hidroeléctricas Pequeñas, GWT

Figura 10: Diseño de un sistema híbrido de planta de tratamiento de aguas residuales y generación hidroeléctrica



Fuente: Aplicaciones Económicas de Centrales Hidroeléctricas Pequeñas, GWT

La turbina VFH™ aplica un módulo comparable con el Pelton vertical. Consiste en una turbina de alta eficiencia (para una central con  $\eta$  de 90%), con capacidades de potencia que dependen del caudal aplicado.

**3. Tratamiento de aguas residuales en Mixco.** En la actualidad la Planta de Tratamiento Lo de Coy en Mixco – Guatemala, obtiene una producción diaria, en promedio, de 140 mil metros cúbicos de agua. Lo de Coy abastece a la ciudad capital (específicamente a las zonas 1, 2, 3, 7, 8, 11, 12 y 19), y existe un creciente interés por destinar esfuerzos para aumentar la producción y distribución de agua en Mixco, el tercer municipio más grande del departamento de Guatemala con más de 490 mil pobladores. (INE, 2012)

Los inversionistas del sistema híbrido USBF™ – VHF™, ven el potencial del proyecto de abastecimiento en Mixco, y en pláticas con el actual alcalde, Otto Pérez Leal, se ha definido una propuesta en conjunto a Lo de Coy para el tratamiento de aguas residuales y abastecimiento de agua en Mixco, incorporando al mismo tiempo un sistema híbrido de micro-generación hidroeléctrica. El proyecto beneficiará a la comunidad en concepto de mayor eficiencia en generación eléctrica, menores costos de largo plazo en concepto de tratamiento de aguas residuales; en adición el sistema híbrido obedece a los principios del decreto 52-2003 del Congreso de la República, y corresponde (en el caso que se lleve a cabo) a la Municipalidad de Mixco.

## **F. Entorno legal, potencial y atractivos financieros**

**1. Concientización ambiental en Guatemala y situación legal.** La disponibilidad de energía desde siempre se ha constituido como el pilar de la humanidad para cubrir sus necesidades de consumo y desarrollo. Aquellas energías renovables, que minimizan la emisión de gases de invernadero, entre otros muchos más beneficios, constituyen piezas clave para la construcción de un sistema de desarrollo sostenible.

En la actualidad existe una concientización extendida más prominente en torno a los efectos medioambientales que conlleva el actual sistema de desarrollo económico. Las sociedades modernas que asientan su desarrollo en un sistema

energético basado en la obtención de energía a través de combustibles fósiles, se inclinan cada vez más a la adopción de sistemas que protejan al planeta.

Guatemala inició sus esfuerzos hace varios años, y una de las iniciativas más relevantes consiste en el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto (MDL).

De acuerdo al Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales (MARN), existen en el país actividades pioneras como el interés en el desarrollo de los mercados de carbono, acciones forestales, primer país centroamericano en analizar esquemas metodológicos de línea base en el sector eléctrico, entre otros. Entre los aspectos generales y logros del MDL se cuentan:

- Ratificación del Protocolo de Kyoto el 03 de junio de 1999, según Decreto del Congreso No. 23-99, ratificado por el Ministerio de Relaciones Exteriores el 07 de julio de 1999.
- Designación del Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales como Autoridad Nacional, el 12 de agosto de 2005.
- Creación de la Oficina Nacional de Desarrollo Limpio y del Reglamento del Procedimiento de Solicitud, Análisis, Valoración y Aprobación Nacional, el 19 de septiembre de 2005, según Acuerdo Ministerial No. 477-2005.

MARN – Situación actual del MDL en Guatemala:

- Predominan los proyectos del sector de energía.
- Interés en el desarrollo de cogeneración, bosques energéticos y rellenos sanitarios.
- Los proyectos forestales aún son poco atractivos.
- Hay interés de los compradores de carbono en proyectos guatemaltecos.

Mediante la estructura y desarrollo de capacidades hidroeléctricas, el MARN estima contribuir con 17 mil t CO<sub>2e</sub> / año (toneladas equivalentes de dióxido de carbono por año) en reducciones de gases de efecto invernadero.

**2. Administrador del Mercado Mayorista.** A partir del año 1996 el Gobierno de Guatemala emitió la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96. En el artículo 44 se designa al Administrador del Mercado Mayorista (AMM) como el responsable de la « coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista ».

De acuerdo a la descripción del AMM, también es el encargado de establecer los precios de mercado de corto plazo para las transferencias de energía y potencia entre generadores, comercializadores, distribuidores, exportadores e importadores, cuando no se refieran a contratos libremente pactados.

El AMM presta servicios que incluyen « programación de la operación, despacho económico de carga de energía eléctrica, coordinación de la operación en tiempo real, cálculo de precios horarios de corto plazo de energía en el sistema nacional interconectado, y coordinación comercial y administración de las transacciones entre los agentes participantes del Mercado Mayorista ». (Primer Boletín del AMM, 2012)

De acuerdo al artículo 6 de la Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96, los agentes del Mercado Mayorista (MM) son « los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas » cuyo tamaño alcance los límites establecidos por la Ley.

El artículo 6 define a cada agente de la siguiente manera:

- **Generador:** persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente, su producción de electricidad.
- **Distribuidor:** persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
- **Comercializador:** persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de

intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.

- Transportista: persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.

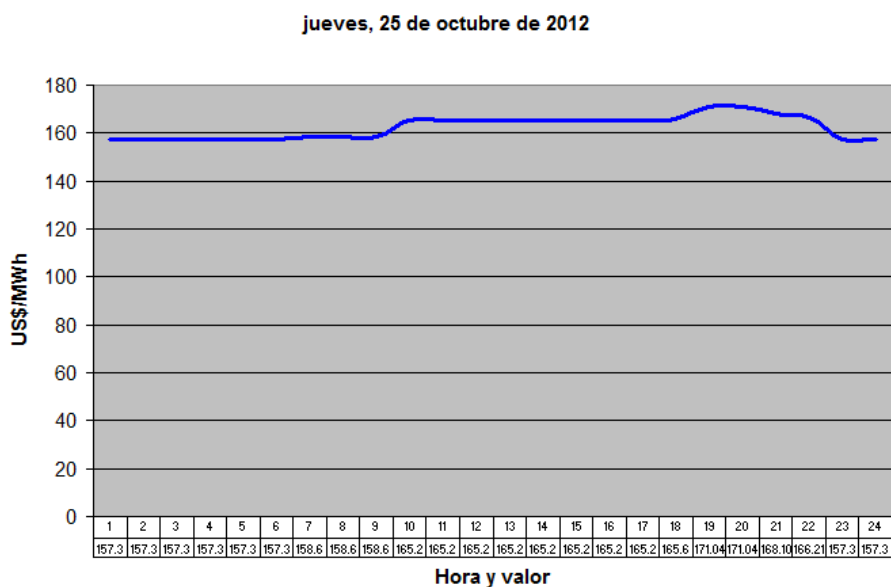
Tabla 3 – Requisitos por agente del AMM

Agente	Requisito
Generador	Potencia máxima superior o igual a 5 MW
Distribuidor	Tener como mínimo 15,000 usuarios
Transportista	Potencia conectada de por lo menos 10 MW
Comercializadores	Compra y venta de bloques de energía asociada a una potencia de al menos 2 MW

Fuente: Ley General de Electricidad, AMM

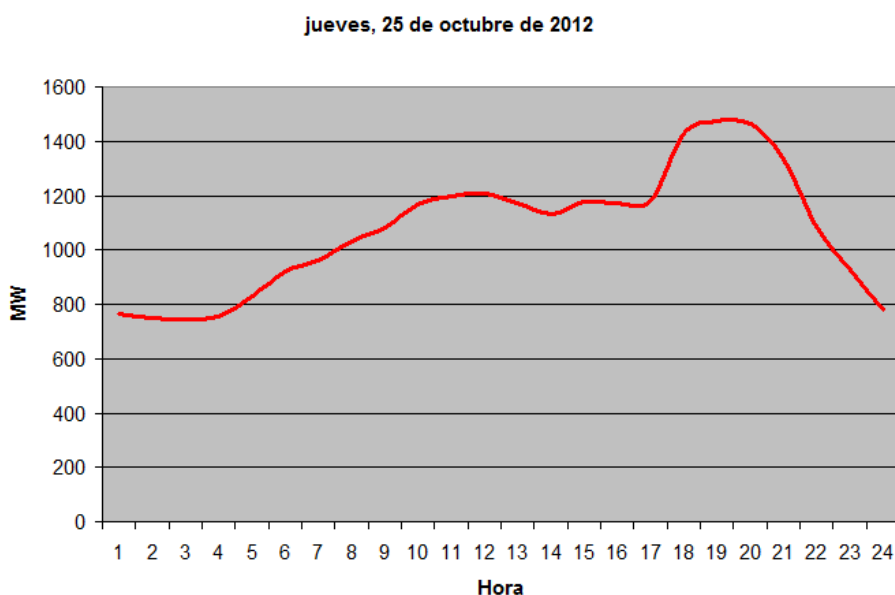
La interacción entre oferta y demanda del AMM define un precio spot, y el AMM paga a los generadores el valor más alto registrado en la curva pico de consumo eléctrico.

Figura 11 - Curva del Precio Spot diario



Fuente: Estadísticas del AMM, 2012

Figura 12 – Demanda diaria horaria



Fuente: Estadísticas del AMM, 2012

Los productos que se venden en el MM incluyen potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica y servicios complementarios que sirvan para el eficiente funcionamiento y servicio del sistema eléctrico.

El MM propone ventajas en un mercado libre y en sus posibilidades eficiente; los generadores interactúan con los transportistas y distribuidores menguando costos por transporte y distribución de energía. De acuerdo al Ingeniero Eléctrico Sergio Barrios, la inversión en líneas de distribución eléctrica haciendo hasta los Q73 mil por kilómetro lineal.

La capacidad instalada de la micro turbina propuesta en esta investigación no cumple con el requerimiento mínimo de generación establecido por el AMM. De este modo no es posible la distribución dentro del MM. Sin embargo existe una solución fundamentada en el artículo 7 del capítulo IV de la Ley General de Electricidad, que dicta que « los generadores y los adjudicatarios de servicio de distribución final podrán ser propietarios de líneas de transmisión secundarias, para conectarse al Sistema Nacional Interconectado, y los adjudicatarios de servicios de distribución final, de centrales de generación de hasta 5 MW ».

## **VII. MODELO DE INVERSIÓN EN MICRO-HIDROELÉCTRICAS**

### **A. Aspectos económicos y sociales**

Derivado del componente social que rige el desarrollo sostenible de Mixco, lugar en el que se pretende desarrollar el proyecto de MH, se hace imprescindible un estudio económico que permita analizar los componentes financieros de la inversión, que incluyen los beneficios esperados en paralelo a los costos que el proyecto sugiere para la instalación, desarrollo y mantenimiento de la MH. Para el estudio propuesto se recurren a los precios marginales y a los precios del mercado. Los precios marginales, se rigen puramente por el modelo económico de la inversión, sin desarrollar ni incentivar los objetivos del mercado. Se basan en la valorización pertinente a la inversión y en el beneficio social derivado del proyecto. La evaluación financiera posterior incluye un análisis de los precios del mercado, basándose en la utilidad neta proveniente de la relación entre los ingresos y egresos.

### **B. Modelo financiero: análisis costo beneficio**

Los beneficios de un aprovechamiento hidroeléctrico, para este análisis en particular, resultan de la diferencia entre la facturación (venta de potencia y venta de energía) y los gastos de operación y amortización de la inversión.

A esto se suma una amplia diversidad de beneficios percibidos a partir de la implementación de MH:

- Aumento en productividad, resultado de una mayor eficiencia en la central.
- Disminución de costos de mantenimiento.
- Reducción de tiempos muertos.
- Automatización de procesos, confiabilidad en el sistema.
- Presencia de una central más pequeña.
- Manejo eficiente de flujos fluctuantes de agua.

- Menores costos de construcción.
- Manejo asequible de flujos.

El proyecto de inversión en aprovechamientos hidroeléctricos, exige gastos y pagos extendidos a lo largo del ciclo de vida del mismo. Entre los costos en los que se incurre, a grandes rasgos, se cuentan el costo inicial de la inversión y los costos de operación y costos administrativos y financieros.

### **C. Estructuración y sensibilidad financiera**

Un aprovechamiento de micro-hidráulica implica un período de desarrollo y estabilización, en el cual se realiza una inversión de capital: gestiones legales y obtención de autorizaciones, costos del proyecto e inversión inicial, entorno administrativo, inversión en equipo y obra e ingeniería civil, entre otros. El proyecto tiene, en adición, un período de beneficio y consolidación, en el que paulatinamente se perciben ingresos, pero también gastos de operación y mantenimiento. Los beneficios esperados en una inversión radican en la estructura de rendimientos futuros que se espera ésta genere. La diferencia entre los ingresos y egresos, derivados ambos al año cero en el que el inversionista establece el proyecto, es lo que se conoce como valor presente neto (ver ecuación 4).

En paralelo a lo anterior se debe considerar el valor del dinero en el tiempo, es decir la capacidad económica de compra que el dinero posee en una línea base de tiempo. A partir de este enunciado debe, entonces, tomarse en cuenta la tasa de interés que determina el valor por utilización del dinero, la tasa de descuento. Este concepto se explica con mayor detalle más adelante.

En general se considera que la inversión en MH conllevará una fase de financiamiento de capital, por lo que el método más asequible y efectivo para evaluar al proyecto es la Tasa Interna de Retorno (TIR), la cual nos permite conocer la tasa de interés para la cual el VPN es igual a cero. La TIR describe la rentabilidad del proyecto (ver ecuación 5).

Deben analizarse la inversión inicial del proyecto, para luego estimar los flujos de efectivo. Dentro de las entradas de efectivo, por mencionar algunas, se encuentran las siguientes:

- Ingresos por ventas de energía eléctrica y factor de potencia.
- Valor residual de los activos al final del análisis (que en el presente análisis se asumen cero al cabo de 25 años).
- Préstamos bancarios.
- Otros ingresos (a criterio del inversionista).

Las salidas de efectivo corresponden a:

- Gastos por inversión anual.
- Costos de operación y mantenimiento (OPEREX).
- Gastos de capital (CAPEX).
- Costos financieros.
- Cuotas de amortización.
- Impuestos y otros.

Gráficamente el flujo de efectivo se representa con un eje horizontal – el tiempo (eje “x”) – y flechas que apuntan hacia arriba o hacia abajo, representando las entradas y salidas de efectivo, respectivamente, aunque pueden definirse a criterio del analista la dirección de las entradas y salidas. (Ver Figura 13)

**1. Flujo Neto de Efectivo (FNE).** La estimación de los flujos netos de efectivo se hace a partir del balance entre los ingresos y egresos que la empresa, se estima, tendrá en el período de análisis.

$$\text{FNE} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

Ecuación 3 – Flujo neto de efectivo

La relación aritmética de la ecuación 3 nos sugiere que el flujo neto de efectivo será positivo siempre que los ingresos sean mayores que los egresos; la relación sugiere lo contrario cuando los egresos superan a los ingresos y en tanto se

considera una fase de aportación de capital por parte de los inversionistas. En general al inicio del proyecto, en el que se ha acordado un préstamo bancario los flujos tienden a ser negativos, y la empresa debe estar dispuesta y en condiciones de afrontarlos.

## 2. Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{FNE_t}{(1 + DR)^t} - \alpha$$

Ecuación 4 – Valor presente neto

Donde  $FNE_t$  representa el Flujo Neto de Efectivo en el momento  $t$ ,  $DR$  la Tasa de Descuento y  $\alpha$  la Inversión Inicial.

## 3. Tasa Interna de Retorno (TIR)

$$\sum_{t=1}^n \frac{FNE_t}{(1 + TIR)^t} - \alpha = 0$$

Ecuación 5 – TIR

Donde  $FNE_t$  representa el Flujo Neto de Efectivo en el momento  $t$  y  $\alpha$  la Inversión Inicial

La Tasa Interna de Retorno se puede obtener de distintas maneras, puede emplearse la interpolación, iteración, utilizando software o programas financieros, y en Microsoft Excel, entre otros.

**4. Anualidades (A).** Para definir los flujos netos de efectivo, debe tomarse en cuenta la anualidad a pagar en función del préstamo otorgado, la cual incluye los intereses y amortización del mismo. El modelo que se escogió para este análisis corresponde a la anualidad simple, bajo los siguientes preceptos:

- Los períodos de capitalización y los períodos de pago son iguales.
- Se conocen las fechas de inicio y terminación de la anualidad.
- El pago del préstamo se ejecuta al final de cada período.

$$A = C \cdot \left[ \frac{i \cdot (1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1} \right]$$

#### Ecuación 6 – Anualidad

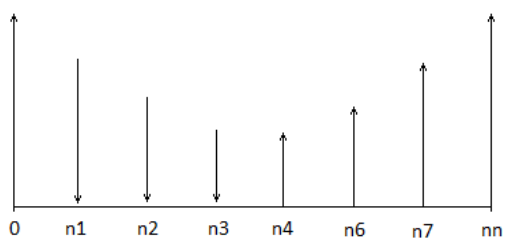
Donde  $C$  corresponde al valor del préstamo,  $i$  la tasa de interés a la que se otorgó el préstamo, y  $t$  el número de períodos (en este análisis – años) que dura el préstamo.

Cuando se han definido la inversión inicial y los flujos netos de efectivo, es imprescindible establecer la tasa de descuento, es decir el grado de riesgo de los flujos esperados, a fin de consolidar la cantidad mínima de efectivo que el proyecto debe generar. En principio deben establecerse el número de años que se necesitan para recuperar la inversión. Los costos de inversión como ya se mencionó anteriormente, incluyen costos de ingeniería y puesta en marcha del proyecto, implicaciones legales y sucesión de permisos, costos administrativos, ingeniería civil y equipo electromecánico. El beneficio percibido de esta inversión consolida las ventas anuales de potencia y energía eléctrica, deduciéndole gastos de operación y de mantenimiento en equipos.

Para la estimación de la tasa de descuento se consideran los rendimientos de capital en una inversión segura. Una inversión libre de riesgos o segura es aquella en la que el rendimiento esperado no fluctúa con el mercado, es decir existe un rendimiento seguro en una unidad monetaria y en un plazo determinado, donde se garantiza el retorno sobre la inversión en cantidad y plazo fijados. Para este concepto podemos suponer bonos de plazo fijo y tasas de interés del Banco de Guatemala (y cualquier banco sólido y confiable) para depósitos a plazo fijo, entre otros. La deducción de la tasa de descuento se hizo con base en el análisis del promedio ponderado del costo del capital (WACC por sus siglas en inglés) que se detalla más adelante.

Para ejemplificar gráficamente los conceptos anteriores, se presenta el siguiente diagrama que muestra los flujos de efectivo en el tiempo y la convención de signos a utilizar más adelante. Los flujos positivos se representan con una vertical apuntando hacia arriba y los negativos hacia abajo. El eje horizontal corresponde al eje x que representa el tiempo de análisis, y el período en el que se ejecuta la aportación de capital y préstamo corresponde al momento cero.

Figura 13 – Flujo neto de efectivo para n períodos



Fuente: Elaboración propia

## VIII. ANÁLISIS DE MERCADO

En esta sección se presenta el análisis de mercado realizado, que tenía por objetivo definir distintas variables claves para determinar la factibilidad de la propuesta. Entre los hallazgos se encuentran: tendencia de consumo de energía eléctrica por usuario en Mixco, ligado al consumo de kilovatios-hora per cápita, y precio máximo por factor de potencia que el usuario promedio está dispuesto a pagar.

La monografía del Municipio de Mixco sugiere que en promedio cuatro personas habitan una casa en Mixco. Los datos del Banco Mundial arrojan que el consumo de energía eléctrica per cápita corresponde a cerca de 540 kWh al año (ver apéndice M). Actualmente la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) cobra por factor de potencia un valor cercano a los Q10.00, que corresponden a una cuota fija en la factura por usuario. En el análisis de inversión en micro-hidroeléctrica propuesto se determinó el precio por factor de potencia a emplear a partir del siguiente análisis de mercado.

La generación anual de la MH alcanza los 711 MWh, de frente a esta generación y con base en las estadísticas de consumo de energía eléctrica per cápita del Banco Mundial, la microcentral hidroeléctrica es capaz de suplir a cerca de 330 usuarios en Mixco. La población estadística es entonces finita. Para definir una proporción representativa del total de la población, a la cual se sometería al estudio de mercado, se consideraron los siguientes conceptos:

1. El nivel de confianza o seguridad ( $1-\alpha$ ) requerido. El nivel de confianza prefijado da lugar a un coeficiente ( $Z\alpha$ ).
2. La precisión deseada para el estudio.
3. Valor aproximado del parámetro a medir (en este caso una proporción). Éste se puede obtener revisando los resultados de estudios pilotos previos, y en caso de no contar con dicha información se utilizará el valor  $p = 0.5$  (50%) que maximiza el tamaño muestral.

El tamaño muestral ( $n$ ) para una población finita viene dado por la siguiente expresión:

$$n = \frac{N \cdot Z_{\alpha}^2 \cdot p \cdot (1 - p)}{d^2 \cdot (N - 1) + Z_{\alpha}^2 \cdot p \cdot (1 - p)}$$

Ecuación 7 – Tamaño muestral

En donde  $N$  corresponde al total de la población,  $Z_{\alpha}^2$  al coeficiente al cuadrado para un nivel de confianza prefijado,  $p$  a la proporción esperada (la cual desconocemos y por tanto empleamos el valor  $p = 0.5$ , que maximiza el tamaño muestral), y  $d$  corresponde al margen de error permisible.

Tabla 4 – Valores de  $Z_{\alpha}$  más frecuentemente utilizados

<b><math>Z_{\alpha}</math></b>		
<b><math>1 - \alpha</math></b>	<b>Test unilateral</b>	<b>Test bilateral</b>
0.80	0.842	1.282
0.85	1.036	1.440
0.90	1.282	1.645
0.95	1.645	1.960
0.98	1.960	2.240
0.99	2.326	2.576

Fuente: Devore, J. 2008

Tabla 5 – Tamaño muestral para distintos niveles de confianza, con  $N = 330$ ,  $p = 0.5$  y  $d = 0.1$

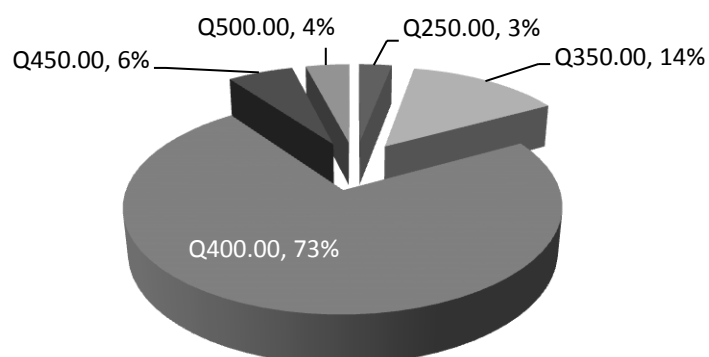
<b>Nivel de confianza (<math>1-\alpha</math>)</b>	<b>Tamaño muestral (<math>n</math>)</b>
80%	37
85%	45
90%	56
95%	75
99%	111

Fuente: Elaboración propia

El estudio se realizó mediante una encuesta (ver apéndice Q) e hizo referencia a una investigación exploratoria. Para un nivel de confianza entre 90% y 95% (muestra de 58 usuarios) los hallazgos fueron los siguientes:

La mayoría de encuestados (73%) paga alrededor de Q400.00 al mes en concepto de electricidad.

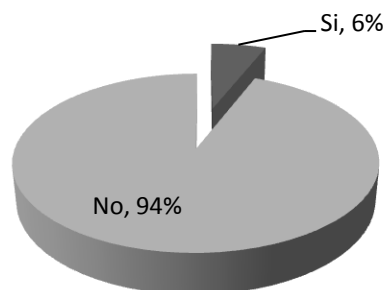
Figura 14 – Quetzales que paga al mes en la factura de electricidad



Fuente: Elaboración propia

El 94% de los encuestados no está seguro sobre la manera en que se realiza el cálculo de la factura de electricidad, ni conocen los rubros que la conforman.

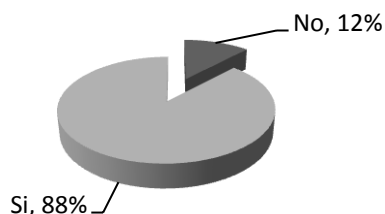
Figura 15 – Conoce la metodología de cálculo de la factura de electricidad y los rubros que la conforman



Fuente: Elaboración propia

Al 88% de los encuestados les atrae la propuesta de pagar por flat rate (tarifa fija al mes) siempre que ésta les represente un ahorro igual o mayor a Q100.00 al mes.

Figura 16 – Apertura y receptividad del usuario a la implementación de flat rate



Fuente: Elaboración propia

Con base en el análisis realizado por el Ing. Pérez Irungaray, en su ensayo de “Aspectos importantes sobre la electricidad en Guatemala” se construyó la siguiente tabla de consumo promedio mensual en kilowatts-hora por usuario:

Tabla 6 – Consumo eléctrico por usuario al mes

Aparato	Potencia Aproximada (W)	Consumo promedio mensual (kWh)
Calentador de ducha	2,400	33.60
Horno microondas	1,520	18.24
Plancha doméstica	1,300	19.50
Licuadaora	450	1.13
Lavadora	330	4.95
Refrigerador domestic	250	60.00
Monitor 14" p/computadora	75	5.63
Televisión	53	7.95
Computadora (CPU)	50	6.25
Bombilla (40W), 6 unidades	40	28.80
Reproductor CD/DVD	14	0.28
Reproductor 5 CD	12	0.09
Radio AM/FM	9	0.81
Filtro de agua	7	0.01
<b>Total</b>	<b>6,510</b>	<b>187.23</b>

\*Se consideraron el promedio de horas al mes en las que se encuentra en uso cada aparato, y el criterio de análisis de la investigación de “Aspectos importantes sobre la electricidad en Guatemala”, por el Ing. Gerónimo E. Pérez Irungaray – investigador de la IARNA/URL, Guatemala.

Fuente: Elaboración propia

## IX. MODELO ECONÓMICO DE LA MICRO-HIDROELÉCTRICA

### A. Inversión inicial

Tomando como base la estructura del análisis financiero presentada anteriormente, se describe la inversión inicial en la Tabla 7, la cual comprende la inversión electromecánica y de adecuación ingenieril.

Tabla 7 – Rubros de la Inversión Inicial (en dólares de Estados Unidos)

Grupo Turbogenerador	\$	437,544
Equipos Eléctricos, Regulación, Control y Línea	\$	148,092
Ingeniería y Dirección de Obra	\$	53,852
Obra Civil	\$	33,657
Distribución, Transporte y Transformadores	\$	22,061
<b>Total</b>	<b>\$</b>	<b>695,205</b>

Fuente: Ecoark, GWT, Hidroenergía

### B. Metodología de la inversión y financiamiento

El financiamiento de la inversión se supone de la siguiente manera: 50% de la inversión con capital de los inversionistas, y el 50% restante con financiamiento por medio de un préstamo.

Tabla 8 – Metodología de financiamiento

Tasa de Interés del préstamo	7.00%
Total de la Inversión	\$ 695,205.08
Préstamo	\$ 347,602.54
Capital de los inversionistas	\$ 347,602.54
n Períodos (años)	20
<b>Anualidad</b>	<b>\$ 32,811.22</b>

Fuente: Elaboración propia

Cálculo de la anualidad:

$$A = \$347,602.54 \cdot \left[ \frac{7\% \cdot (1 + 7\%)^{20}}{(1 + 7\%)^{20} - 1} \right] = \$32,811.22$$

Tabla 9 – Anualidad, intereses y amortización del préstamo

n Período	Anualidad	Interés	Pagos a Capital	Balance
0	-	-	-	\$ 347,602.54
1	\$ 32,811.22	\$ 24,332.18	\$ 8,479.04	\$ 339,123.50
2	\$ 32,811.22	\$ 23,738.64	\$ 9,072.58	\$ 330,050.92
3	\$ 32,811.22	\$ 23,103.56	\$ 9,707.66	\$ 320,343.26
4	\$ 32,811.22	\$ 22,424.03	\$ 10,387.19	\$ 309,956.07
5	\$ 32,811.22	\$ 21,696.92	\$ 11,114.30	\$ 298,841.78
6	\$ 32,811.22	\$ 20,918.92	\$ 11,892.30	\$ 286,949.48
7	\$ 32,811.22	\$ 20,086.46	\$ 12,724.76	\$ 274,224.72
8	\$ 32,811.22	\$ 19,195.73	\$ 13,615.49	\$ 260,609.23
9	\$ 32,811.22	\$ 18,242.65	\$ 14,568.57	\$ 246,040.66
10	\$ 32,811.22	\$ 17,222.85	\$ 15,588.37	\$ 230,452.28
11	\$ 32,811.22	\$ 16,131.66	\$ 16,679.56	\$ 213,772.72
12	\$ 32,811.22	\$ 14,964.09	\$ 17,847.13	\$ 195,925.59
13	\$ 32,811.22	\$ 13,714.79	\$ 19,096.43	\$ 176,829.16
14	\$ 32,811.22	\$ 12,378.04	\$ 20,433.18	\$ 156,395.98
15	\$ 32,811.22	\$ 10,947.72	\$ 21,863.50	\$ 134,532.48
16	\$ 32,811.22	\$ 9,417.27	\$ 23,393.95	\$ 111,138.54
17	\$ 32,811.22	\$ 7,779.70	\$ 25,031.52	\$ 86,107.01
18	\$ 32,811.22	\$ 6,027.49	\$ 26,783.73	\$ 59,323.28
19	\$ 32,811.22	\$ 4,152.63	\$ 28,658.59	\$ 30,664.69
20	\$ 32,811.22	\$ 2,146.53	\$ 30,664.69	\$ 0.00

Fuente: Elaboración propia

### C. Generación anual en kilowatts-hora

Con base en las ecuaciones 1 y 2, descritas anteriormente, se construyó la siguiente tabla de generación anual:

Tabla 10 – Generación anual para distintos flujos

Flujo de Planta (MGD Promedio)	Salto (Pies)	Generación Diaria (kWh)	Generación Anual (kWh)
18.5	20	1,047	350,728
19.0	20	1,075	360,207
19.5	20	1,104	369,686
20.0	20	1,132	379,166
20.5	20	1,160	388,645
21.0	20	1,188	398,124
21.5	20	1,217	407,603
22.0	20	1,245	417,082
22.5	20	1,273	426,561
23.0	20	1,302	436,040
23.5	20	1,330	445,519
24.0	20	1,358	454,999
24.5	20	1,387	464,478
25.0	20	1,415	473,957
25.5	20	1,443	483,436
26.0	20	1,471	492,915
26.5	20	1,500	502,394
27.0	20	1,528	511,873
27.5	20	1,556	521,353
28.0	20	1,585	530,832
28.5	20	1,613	540,311
29.0	20	1,641	549,790
29.5	20	1,669	559,269
30.0	20	1,698	568,748
30.5	20	1,726	578,227
37.5	20	2,122	710,935

Fuente: Elaboración propia

\*Asumiendo 30 días al año sin funcionamiento por reparaciones y mantenimiento

#### D. Determinación de la tasa de descuento

Para definir la tasa de descuento se utilizó el promedio ponderado del costo del capital (WACC por sus siglas en inglés), y el método de valoración de activos financieros (CAPM por sus siglas en inglés).

La metodología y fórmulas matemáticas utilizadas se muestran a continuación:

$$WACC = \frac{D}{C+D} K_d(1-T) + \frac{C}{C+D} K_e$$

Ecuación 8 – WACC

En donde D se refiere a la deuda financiera contraída, C al capital aportado por los accionistas,  $K_d$  al costo de la deuda financiera (tasa de interés), T a la tasa de impuesto sobre las ganancias (ISR), y  $K_e$  a la tasa del costo de oportunidad de los accionistas (determinada por medio del modelo de CAPM).

$$K_e = R_f + \beta_u \cdot (r_m - R_f) + \beta_u \cdot (r_m - R_f) \cdot \frac{D}{C} \cdot (1 - T) + C_r$$

Ecuación 9 – Costo de oportunidad de los accionistas por CAPM

En donde  $R_f$  es la tasa libre de riesgo,  $\beta_u$  representa la volatilidad del mercado,  $(r_m - R_f)$  hace referencia a la prima de riesgo del mercado, y  $C_r$  el riesgo país.

Valoraciones:

Las relaciones  $\frac{D}{C+D}$  y  $\frac{C}{C+D}$ , ambas, equivalen al 50% porque tanto el préstamo como el capital aportado por los accionistas se establecieron en 50% cada uno. El cociente  $\frac{D}{C}$  es igual a uno. Asimismo la tasa de interés del préstamo supuesta para este modelo fue de 7%, y la tasa de ISR se estableció dentro del régimen general para 2013 porque era la más conveniente financieramente hablando. Para el cálculo del  $K_e$  se tomó como tasa libre de riesgo el rendimiento que ofrece un bono del tesoro de los Estados Unidos a diez años con valor de 1.75% (U.S. Department of the Treasury) al 03 de noviembre de 2012. El  $\beta$  (beta) corresponde al beta desapalancado del sector de Energía de Damodaran, con un valor de 0.57. Para la prima de riesgo del mercado ( $r_m$ ) se tomó el rendimiento interanual total del índice S&P 500 de Standard & Poors siendo éste de 7.72%. Finalmente el riesgo país ( $C_r$ ) se estimó en 5.00% de acuerdo a la OECD, 2012.

La tasa de descuento efectiva para este proyecto es de 9.65%.

### **E. Ratio Operativo Caudal – kWh (RO)**

Nos referiremos a éste como el factor que define la generación diaria de la MH para un valor variable de caudal.

$$RO = \frac{\text{Generación Diaria [kWh]}}{\text{Flujo de Planta [MGD]}} = 56.5919$$

Ecuación 10 – Ratio operativo caudal – kWh

$$\therefore \text{Generación Diaria [kWh]} = 56.5919 \cdot \text{Flujo de Planta [MGD]}$$

Ecuación 11 – Generación diaria para RO

## X. ANÁLISIS FINANCIERO

Como se menciona en los aspectos económicos del modelo de inversión en MH, el análisis de los resultados se realizó en torno a precios marginales, regidos puramente por el modelo económico del proyecto y en la valorización pertinente a la inversión, así como también en el beneficio y retornos esperados.

A continuación se mencionan los supuestos del modelo:

- Precio de venta objetivo de Q0.01 por kWh.
- Flat rate de Q240.00 por usuario al mes.
- Generación anual de la micro-hidroeléctrica de 711 MWh, capacidad de oferta para 330 usuarios.
- Exención del ISR para los primeros 10 años de operación, de impuestos arancelarios de importación de equipos y materiales, y del impuesto único al valor agregado en conformidad con el Decreto 52-2003.
- Tasa de descuento al 9.65%.
- Período de análisis: 25 años.
- Gastos de operación y mantenimiento (O&M) de USD10 mil por año, de acuerdo a estimaciones de Ecoark.
- CapEx anual del 1.5% sobre el valor de la inversión inicial, para totalizar en el período de análisis USD250 mil de mantenimiento y reinversión en equipo.
- Gastos administrativos anuales de USD39 mil, deducidos como el valor equivalente a 15 salarios por año de un encargado de cobros (Q3,000.00 al mes), dos asistentes de contabilidad (Q4,900.00 al mes por asistente) y un ingeniero de planta con salario de Q8,000.00 mensuales.
- Inflación al 5% en curva estable con base en las estimaciones del Business Monitor International y el Banco de Guatemala.

Como se observa en el estado de resultados proyectado (ver apéndice A), los ingresos de la micro-hidroeléctrica vienen dados por dos rubros: la venta de potencia y la venta de energía. La venta de potencia corresponde a la tarifa fija que la empresa cobra a los usuarios por estar conectados a la red de la planta. La Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) cobra por factor de potencia un valor cercano a los Q10.00, que corresponden a una cuota fija en la factura por usuario. La venta de energía hace referencia al valor que se cobra en una unidad monetaria por cada kilowatt-hora consumido por un determinado usuario. EEGSA ha fijado un precio de Q1.917789 por kWh para los meses de noviembre de 2012 a enero de 2013, de acuerdo al boletín de prensa de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE - 04 - 2012.

De acuerdo al Ing. Marco Johnston, una propuesta de inversión en micro-hidroeléctricas debe ser rentable aun cuando la planta no genere ventas por energía, es decir la cuota fija que la empresa cobra a los usuarios conectados a su red (venta de potencia) debe ser suficiente para cubrir e incluso, si es posible, sobre-compensar los gastos fijos de la operación. Como se observa en los estados financieros (apéndices A al J), el valor por venta de potencia estimado para llevar al valor de rentabilidad deseado debe ser de USD120 mil, de modo que de acuerdo a la capacidad de oferta de la planta deben cobrarse Q240.00 por usuario al mes. La propuesta desde la perspectiva mercadológica debe manejarse estratégicamente, por lo que se sugiere (como se mencionó en los supuestos del modelo) presentarle al usuario una tarifa “simbólica” de un centavo de quetzal por kWh, y como se muestra más adelante, este cambio en la metodología de cálculo representa un ahorro significativo para el usuario, y para la comunidad como unidad de análisis.

Los estados financieros se construyeron de la siguiente manera: se calculó el valor total de la venta por potencia para un año con base en los datos del Banco Mundial sobre consumo de energía eléctrica per cápita. La monografía del municipio de Mixco sugiere que en promedio cuatro personas habitan una misma casa, de modo que en base al consumo eléctrico per cápita, se estableció que con 711 MWh anuales, es posible suplir a cerca de 330 usuarios. La venta de energía se estableció con principio en que el valor marginal por kWh debía estar por debajo del valor que EEGSA ofrece, y ser significativamente bajo dentro de lo posible. Así se estableció

un precio iterativo que llevara a la TIR del proyecto al 15.10%, con un valor presente neto para los accionistas de USD235 mil, y una tasa de descuento del 9.65% (ver apéndice J), con el payback al termino del año ocho.

El modelo de inversión propuesto es viable desde la perspectiva financiera analizada, tanto el VPN como la TIR demuestran la factibilidad de la inversión sin inmovilizar el valioso capital de los accionistas (ver apéndice J).

#### **A. Ahorro económico comunitario resultado de la implementación de MH**

La generación anual de la MH alcanza los 711 MWh, de frente a esta generación y con base en las estadísticas de consumo de energía eléctrica per cápita del Banco Mundial (ver apéndice M), la microcentral hidroeléctrica es capaz de suplir a cerca de 330 usuarios en Mixco, quienes perciben un ahorro de Q155.00 al mes, de modo que al cabo de un año la comunidad percibirá un ahorro cerca de Q615 mil. Al término del período de análisis, *ceteris paribus*, el ahorro total asciende a Q15 millones.

A continuación se miden los factores críticos que causan las variaciones más significativas del modelo.

## XI. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

A continuación se presenta el análisis de sensibilidad realizado al comparar las variaciones en el valor presente neto del análisis financiero propuesto (ver apéndices del A al J). Las variables a analizar fueron venta de potencia, costo del capital y unidades vendidas (kWh). Éstas se modelaron mediante cambios porcentuales comparativos dejando constantes el resto de variables del modelo.

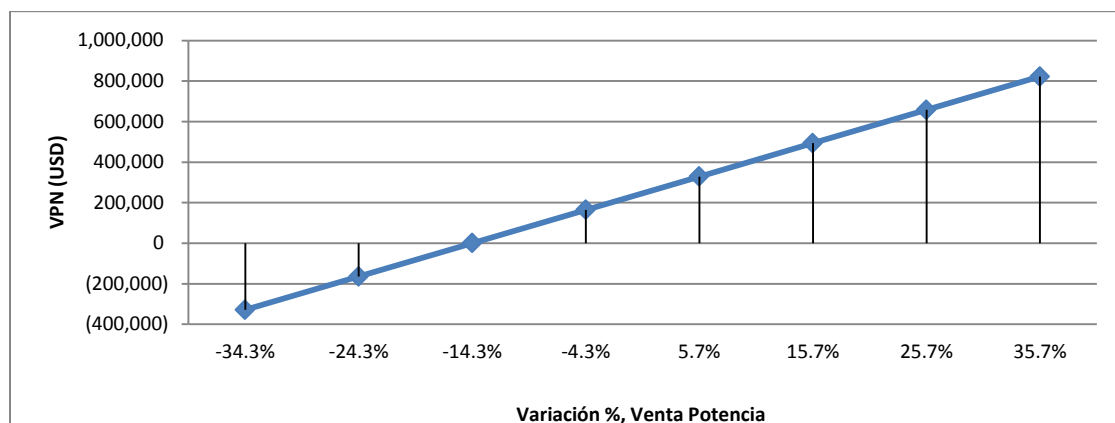
Análisis de sensibilidad de la venta de potencia:

Tabla 11 – Sensibilidad Venta de Potencia

Sensibilidad Venta de Potencia				
Variación	VPN Actual	VPN Nuevo	Diferencia	%
-34.3%	235,263	(328,994)	(564,258)	-240%
-24.3%	235,263	(164,497)	(399,761)	-170%
-14.3%	235,263	0	(235,263)	-100%
-4.3%	235,263	164,497	(70,766)	-30%
5.7%	235,263	328,994	93,731	40%
15.7%	235,263	493,492	258,228	110%
25.7%	235,263	657,989	422,726	180%
35.7%	235,263	822,486	587,223	250%

Fuente: Elaboración propia

Figura 17 – Sensibilidad Venta de Potencia



Fuente: Elaboración propia

El modelo permite una reducción de hasta el 14.3% en el precio por factor de potencia, una reducción por encima de este valor lleva al valor presente neto a negativos comprometiendo la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto en el tiempo. La eficiencia por economías de escala sugiere que cuando la venta de potencia se incremente en 14.0% (por expansión de planta) el VPN se duplicaría.

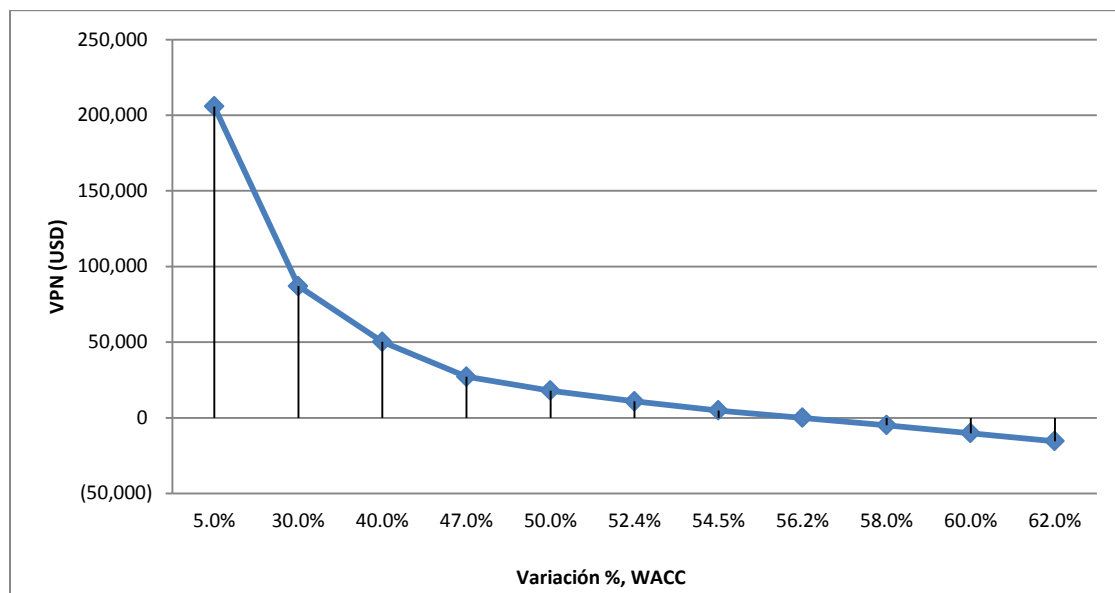
#### Análisis de sensibilidad del costo de capital:

Tabla 12 – Sensibilidad Costo de Capital

Sensibilidad Costo de Capital				
Variación	VPN Actual	VPN Nuevo	Diferencia	%
5.0%	235,263	205,761	(29,503)	-13%
30.0%	235,263	87,006	(148,257)	-63%
40.0%	235,263	50,148	(185,115)	-79%
47.0%	235,263	27,179	(208,084)	-88%
50.0%	235,263	17,974	(217,290)	-92%
52.4%	235,263	10,866	(224,397)	-95%
54.5%	235,263	4,828	(230,436)	-98%
56.2%	235,263	0	(235,263)	-100%
58.0%	235,263	(4,878)	(240,142)	-102%
60.0%	235,263	(10,232)	(245,495)	-104%
62.0%	235,263	(15,451)	(250,714)	-107%

Fuente: Elaboración propia

Figura 18 – Sensibilidad Costo de Capital



Fuente: Elaboración propia

El modelo es relativamente sensible a las variaciones en el promedio ponderado del costo de capital. El VPN se hace cero con un aumento de hasta el 56.2% en el costo del capital, un escenario poco probable. Un delta positivo del 5% en el costo de capital impacta el VPN en -12.5%, llevándolo de USD235 mil a USD206 mil.

#### Análisis de sensibilidad de las unidades vendidas en un año (kWh):

Debido a que el precio al que se ofrece el kWh corresponde a un valor simbólico (un centavo de quetzal por kWh), el modelo puede esperarse no presente una sensibilidad significativa a deltas en la venta de unidades (kWh al año).

Como se supuso, el modelo no muestra sensibilidad a las variaciones en las unidades vendidas en un año, expresadas como MWh en los estados de resultados (apéndices A al J). Partiendo de esta premisa la micro-hidroeléctrica se aprovecha de las economías de escala cuando la producción de la planta de tratamiento asciende por encima del valor de análisis propuesto anteriormente. Con deltas negativos de

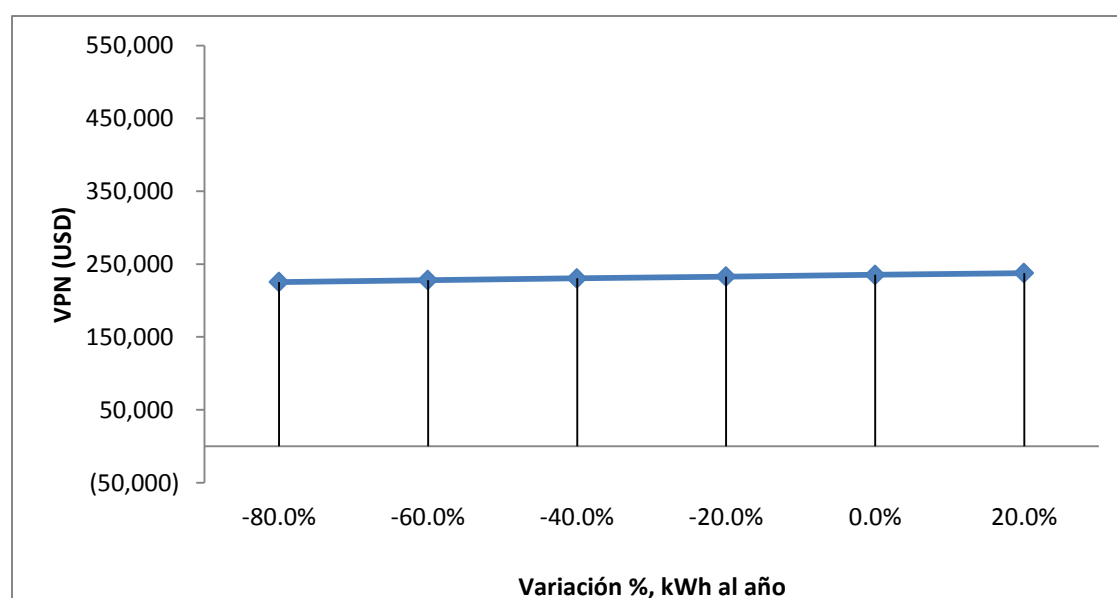
hasta 80%, la variación porcentual en el VPN corresponde a únicamente -4%. El modelo, pues, no es sensible a las variaciones en las unidades vendidas, por lo que la inversión por venta de factor de potencia es segura, y aprovecha el aumento en concepto de producción, como resultado de la economía de escala, para ofrecer más potencia, y aumentar la rentabilidad del proyecto sobre la curva ilustrada en la figura 19.

Tabla 13 – Sensibilidad Unidades Vendidas (kWh al año)

Sensibilidad Unidades Vendidas (kWh al año)				
Variación	VPN Actual	VPN Nuevo	Diferencia	%
-80.0%	235,263	225,419	(9,844)	-4%
-60.0%	235,263	227,880	(7,383)	-3%
-40.0%	235,263	230,341	(4,922)	-2%
-20.0%	235,263	232,802	(2,461)	-1%
0.0%	235,263	235,263	0	0%
20.0%	235,263	237,724	2,461	1%

Fuente: Elaboración propia

Figura 19 – Sensibilidad Unidades Vendidas (kWh al año)



Fuente: Elaboración propia

## XII. CONCLUSIONES

1. Cobrando una tasa fija de Q240.00 al mes por usuario, el proyecto es rentable para los inversionistas y representa un ahorro a la comunidad de Mixco de Q615 mil al año. Para una tasa de descuento del 9.65% se tiene un valor presente neto de USD235 mil, y una tasa interna de retorno del 15.10%. La inversión se recupera en el año ocho.
2. El punto de equilibrio del proyecto se logra cobrando Q205.70 al mes por usuario, haciéndose cero el valor presente neto. Cualquier valor por encima de éste mejora la rentabilidad del proyecto.
3. El modelo financiero no muestra sensibilidad a las variaciones en las unidades vendidas por año. La micro-hidroeléctrica se aprovecha de las economías de escala cuando la producción de la planta de tratamiento asciende por encima del valor de análisis propuesto.
4. El modelo permite una reducción de hasta el 14.3% en el precio por factor de potencia, una reducción por encima de este valor lleva al valor presente neto a negativos comprometiendo la rentabilidad y sostenibilidad del proyecto en el tiempo. La eficiencia por economías de escala sugiere que cuando la venta de potencia se incrementa en 14.0%, por expansión de flujo de planta para un ratio operativo de 56.5919·MGD, el VPN se duplicaría.

### **XIII. RECOMENDACIONES**

1. Se recomienda realizar el análisis de factibilidad de la aplicación de micro-hidroeléctricas en zonas alejadas y con pocos recursos, debido a que el sistema mantiene una eficiencia de distribución óptima, al mismo tiempo que sugiere ahorros significativos en la instalación y generación de energía eléctrica, impulsando el bienestar social y el desarrollo de zonas marginadas.
2. Se recomienda ampliamente la utilización de fuentes renovables de energía, éstas tienen beneficios económicos atractivos y proporcionan una mayor eficiencia y potencial disponibles, disminuyendo los impactos ambientales negativos.
3. La propuesta mercadológica recomendada hace referencia a una tarifa “simbólica” de un centavo de quetzal por kWh en concepto de venta de energía, esto se traduce en un ahorro de Q615 mil por año para la comunidad.
4. Mediante algunas modificaciones, el análisis propuesto podría adaptarse a la evaluación de recuperación de pequeñas centrales hidroeléctricas existentes en el país, y de esta manera optimizar los costos de inversión inicial potenciando la rentabilidad del proyecto.
5. Se recomienda extender el análisis y algoritmos de este modelo para la evaluación de otro tipo de tecnologías de generación de fuentes renovables no convencionales en el país, como la eólica, solar, y aprovechamiento de la biomasa residual, entre otras.

#### XIV. BIBLIOGRAFÍA

- Beer, F.; R. Johnston y E. Eisenberg. 2007. *Mecánica vectorial para ingenieros estática*. Octava edición, McGraw Hill. México. 621 págs.
- Cengel, Y. y J. Cimbala. 2006. *Mecánica de fluidos fundamentos y aplicaciones*. Décima edición, McGraw Hill. México. 929 págs.
- Cengel, Y. y M. Boles. 2009. *Termodinámica*. Sexta edición, McGraw Hill. México. 1008 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2007. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *El mecanismo de desarrollo limpio del Protocolo de Kyoto en Guatemala*. Guatemala. 42 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2007. Ministerio de Energía y Minas y Comisión nacional de energía eléctrica. *Ley general de electricidad*. Guatemala, Dirección General de Energía. 17 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2007. Ministerio de Energía y Minas y Comisión nacional de energía eléctrica. *Reglamento de la Ley general de electricidad*. Guatemala, Dirección General de Energía. 45 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2007. Ministerio de Energía y Minas y Comisión nacional de energía eléctrica. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. Guatemala, Dirección General de Energía. 27 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2009. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Inventario de emisiones de contaminantes criterio del aire*. Guatemala. 912 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2010. Ministerio de Energía y Minas. *Estadísticas energéticas*. Guatemala, Dirección General de Energía. 20 págs.

- Ciudad de Guatemala. 2010. Ministerio de Energía y Minas. *Índice de cobertura eléctrica*. Guatemala, Dirección General de Energía. 10 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2010. Ministerio de Energía y Minas. *Informe balance energético*. Guatemala, Dirección General de Energía. 4 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2011. Administrador del Mercado Mayorista. *Informe estadístico*. Guatemala, Dirección General de Energía. 36 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2011. Instituto Nacional de Estadística Guatemala. *Censo población*. Guatemala.
- Ciudad de Guatemala. 2011. Instituto Nacional de Estadística Guatemala. *Censo habitación*. Guatemala.
- Ciudad de Guatemala. 2011. Ministerio de Energía y Minas. *Capacidad instalada*. Guatemala, Dirección General de Energía. 5 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2011. Ministerio de Energía y Minas. *Guía del subsector eléctrico y de las energías renovables*. Guatemala, Dirección General de Energía. 29 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2011. Ministerio de Energía y Minas. *Matriz de generación eléctrica*. Guatemala, Dirección General de Energía. 3 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2011. Ministerio de Energía y Minas. *Subsector eléctrico de Guatemala*. Guatemala, Dirección General de Energía. 2 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2012. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Boletín de prensa CNEE 04-2012 ajuste tarifario trimestral noviembre 2012 – enero2013*. Guatemala. 2 págs.
- Ciudad de Guatemala. 2012. Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales. *Inventario nacional de emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero*. Guatemala. 35 págs.

*Comportamiento de las principales variables de la política monetaria, cambiaria y crediticia*. 2012. Banco de Guatemala. Ciudad de Guatemala, Guatemala. En línea, consultado el 16 de septiembre en:

[<http://www.banguat.gob.gt/inc/ver.asp?id=vmc/vmc06&e=564>]

Devore, J. 2008. *Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*. Séptima edición, Cengage Learning. México. 723 págs.

España, H. 2008. *Generación distribuida por medio de energías alternas renovables y su influencia en la evolución del sistema eléctrico secundario de distribución tradicional*. Tesis Universidad de San Carlos de Guatemala. Ciudad de Guatemala, Guatemala. Facultad de Ingeniería. 216 págs.

Evans, J. y W. Lindsay. 2008. *Administración y control de la calidad*. Séptima edición, Cengage Learning. México. 783 págs.

Girón, R. 2004. *Consideraciones ambientales para plantas de tratamiento de aguas residuales domésticas utilizando tanques Imhoff en la colonia el tesoro, Mixco*. Tesis Universidad de San Carlos de Guatemala. Ciudad de Guatemala, Guatemala. Facultad de Ingeniería. 177 págs.

Gugler, A. 2011. *Aplicaciones económicas de centrales hidroeléctricas pequeñas*. Ciudad de Guatemala. Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica. 28 págs.

*Guía para el desarrollo de una pequeña central hidroeléctrica*. 2006. Asociación Europea de Pequeñas Hidroeléctricas. Madrid, España. 310 págs.

Hernández, D. 2011. *Actualización de la monografía del municipio de Mixco, del departamento de Guatemala*. Informe de la Universidad de San Carlos de Guatemala. Ciudad de Guatemala, Guatemala. Facultad de Humanidades. 108 págs.

- Hernández, R.; C. Fernández y P. Baptista. 2006. *Metodología de la investigación*. Cuarta edición, McGraw Hill. México. 847 págs.
- Leiva, A.; J. Portillo y J. Saade. 2007. *Desarrollo de una metodología de evaluación para rehabilitación de pequeñas centrales hidroeléctricas*. Tesis Universidad Centroamericana. Antiguo Cuscatlán, El Salvador. Facultad de Ingeniería y Arquitectura. 120 págs.
- Madura, J. 2009. *International Financial Management*. Décima edición, Cengage Learning. Estados Unidos. 443 págs.
- Minicentrales hidroeléctricas*. 2006. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid, España. 175 págs.
- Mora, D. y J. Hurtado. 2004. *Guía para estudios de prefactibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas como parte de sistemas híbridos*. Tesis Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, Colombia. Facultad de Ingeniería. 185 págs.
- Pellecer, M. 2010. *Optimización de portafolio para la compra y venta de energía y potencia eléctrica en Guatemala*. Tesis Universidad de San Carlos de Guatemala. Ciudad de Guatemala, Guatemala. Facultad de Ingeniería. 146 págs.
- Pérez, G. 2008. *Aspectos importantes sobre la electricidad en Guatemala*. Ensayo Universidad Rafael Landívar. Ciudad de Guatemala, Guatemala. Instituto de Agricultura, Recursos Naturales y Ambiente. 5 págs.
- Resnick, B. y C. Eun. 2011. *International Financial Management*. Sexta edición, McGraw Hill. Estados Unidos. 500 págs.
- Salguero, F. 2008. *Propuesta para la implementación de un sistema de gestión de calidad basado en la norma ISO 9001:2000 en la planta de tratamiento de agua Lo de Coy Mixco de Empagua*. Tesis Universidad de San Carlos de

Guatemala. Ciudad de Guatemala, Guatemala. Facultad de Ciencias Económicas. 133 págs.

Smith, R.; W. Angel y M. Gil. *Análisis de inversión en pequeñas centrales hidroeléctricas*. Simposio Politécnico Grancolombiano. Bogotá, Colombia. Hidroenergía. 23 págs.

Warren, C.; J. Reeve y J. Duchac. 2010. *Contabilidad financiera*. Onceava edición, Cengage Learning. México. 789 págs.

Zemansky, S. y Y. Freedman. 2009. *Física universitaria con física moderna*. Decimosegunda edición, Pearson. México. 2 vols.

## **XV. APÉNDICE**

Apéndice A – Estado de Resultados

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>Unidades Vendidas (MW/h)</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>
(+) Ingresos por Venta Potencia		\$ 119,547.17	\$ 125,524.53	\$ 131,800.75	\$ 138,390.79	\$ 145,310.33	\$ 152,575.85	\$ 160,204.64	\$ 168,214.87	\$ 176,625.62	\$ 185,456.90	\$ 194,729.74	\$ 204,466.23
(+) Ingresos por Venta Energía		\$ 894.26	\$ 938.97	\$ 985.92	\$ 1,035.22	\$ 1,086.98	\$ 1,141.33	\$ 1,198.39	\$ 1,258.31	\$ 1,321.23	\$ 1,387.29	\$ 1,456.65	\$ 1,529.49
<b>(+) Ventas Brutas</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 120,441.43</b>	<b>\$ 126,463.50</b>	<b>\$ 132,786.67</b>	<b>\$ 139,426.01</b>	<b>\$ 146,397.31</b>	<b>\$ 153,717.17</b>	<b>\$ 161,403.03</b>	<b>\$ 169,473.18</b>	<b>\$ 177,946.84</b>	<b>\$ 186,844.19</b>	<b>\$ 196,186.40</b>	<b>\$ 205,995.71</b>
(-) ISO													
<b>(+) Ventas Netas</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 120,441.43</b>	<b>\$ 126,463.50</b>	<b>\$ 132,786.67</b>	<b>\$ 139,426.01</b>	<b>\$ 146,397.31</b>	<b>\$ 153,717.17</b>	<b>\$ 161,403.03</b>	<b>\$ 169,473.18</b>	<b>\$ 177,946.84</b>	<b>\$ 186,844.19</b>	<b>\$ 196,186.40</b>	<b>\$ 205,995.71</b>
(-) O&M		\$ (9,994.76)	\$ (10,494.50)	\$ (11,019.22)	\$ (11,570.18)	\$ (12,148.69)	\$ (12,756.13)	\$ (13,393.93)	\$ (14,063.63)	\$ (14,766.81)	\$ (15,505.15)	\$ (16,280.41)	\$ (17,094.43)
<b>(-) Total COGS</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (9,994.76)</b>	<b>\$ (10,494.50)</b>	<b>\$ (11,019.22)</b>	<b>\$ (11,570.18)</b>	<b>\$ (12,148.69)</b>	<b>\$ (12,756.13)</b>	<b>\$ (13,393.93)</b>	<b>\$ (14,063.63)</b>	<b>\$ (14,766.81)</b>	<b>\$ (15,505.15)</b>	<b>\$ (16,280.41)</b>	<b>\$ (17,094.43)</b>
<b>(+) Margen Neto</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 110,446.67</b>	<b>\$ 115,969.00</b>	<b>\$ 121,767.45</b>	<b>\$ 127,855.82</b>	<b>\$ 134,248.62</b>	<b>\$ 140,961.05</b>	<b>\$ 148,009.10</b>	<b>\$ 155,409.55</b>	<b>\$ 163,180.03</b>	<b>\$ 171,339.03</b>	<b>\$ 179,905.98</b>	<b>\$ 188,901.28</b>
(-) Gastos Administrativos		\$ (39,245.28)	\$ (41,207.55)	\$ (43,267.92)	\$ (45,431.32)	\$ (47,702.89)	\$ (50,088.03)	\$ (52,592.43)	\$ (55,222.05)	\$ (57,983.16)	\$ (60,882.31)	\$ (63,926.43)	\$ (67,122.75)
(-) Otros		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<b>(+) EBITDA</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 71,201.39</b>	<b>\$ 74,761.45</b>	<b>\$ 78,499.53</b>	<b>\$ 82,424.50</b>	<b>\$ 86,545.73</b>	<b>\$ 90,873.02</b>	<b>\$ 95,416.67</b>	<b>\$ 100,187.50</b>	<b>\$ 105,196.87</b>	<b>\$ 110,456.72</b>	<b>\$ 115,979.55</b>	<b>\$ 121,778.53</b>
(-) Depreciación		\$ (139,041.02)	\$ (141,126.63)	\$ (143,212.25)	\$ (145,297.86)	\$ (147,383.48)	\$ (149,469.09)	\$ (151,554.70)	\$ (153,640.31)	\$ (155,725.92)	\$ (157,811.53)	\$ (159,897.14)	\$ (161,982.75)
<b>(+) EBIT</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (67,839.63)</b>	<b>\$ (66,365.18)</b>	<b>\$ (64,712.72)</b>	<b>\$ (62,873.36)</b>	<b>\$ (60,837.75)</b>	<b>\$ 80,444.94</b>	<b>\$ 84,988.59</b>	<b>\$ 89,759.42</b>	<b>\$ 94,768.80</b>	<b>\$ 100,028.64</b>	<b>\$ 105,551.48</b>	<b>\$ 111,350.46</b>
(-) Pago Intereses		\$ (24,332.18)	\$ (23,738.64)	\$ (23,103.56)	\$ (22,424.03)	\$ (21,696.92)	\$ (20,918.92)	\$ (20,086.46)	\$ (19,195.73)	\$ (18,242.65)	\$ (17,222.85)	\$ (16,131.66)	\$ (14,964.09)
<b>EBT</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (92,171.81)</b>	<b>\$ (90,103.82)</b>	<b>\$ (87,816.28)</b>	<b>\$ (85,297.39)</b>	<b>\$ (82,534.67)</b>	<b>\$ 59,526.01</b>	<b>\$ 64,902.13</b>	<b>\$ 70,563.69</b>	<b>\$ 76,526.15</b>	<b>\$ 82,805.80</b>	<b>\$ 89,419.82</b>	<b>\$ 96,386.36</b>
(-) ISR		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ (13,733.05)	\$ (14,419.70)
<b>Utilidad Neta</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (92,171.81)</b>	<b>\$ (90,103.82)</b>	<b>\$ (87,816.28)</b>	<b>\$ (85,297.39)</b>	<b>\$ (82,534.67)</b>	<b>\$ 59,526.01</b>	<b>\$ 64,902.13</b>	<b>\$ 70,563.69</b>	<b>\$ 76,526.15</b>	<b>\$ 82,805.80</b>	<b>\$ 89,419.82</b>	<b>\$ 96,386.36</b>

	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
<b>Unidades Vendidas (MW/h)</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>	<b>710.94</b>
(+) Ingresos por Venta Potencia	\$ 214,689.54	\$ 225,424.02	\$ 236,695.22	\$ 248,529.98	\$ 260,956.48	\$ 274,004.30	\$ 287,704.52	\$ 302,089.74	\$ 317,194.23	\$ 333,053.94	\$ 349,706.64	\$ 367,191.97	\$ 385,551.57
(+) Ingresos por Venta Energía	\$ 1,605.96	\$ 1,686.26	\$ 1,770.57	\$ 1,859.10	\$ 1,952.05	\$ 2,049.66	\$ 2,152.14	\$ 2,259.75	\$ 2,372.73	\$ 2,491.37	\$ 2,615.94	\$ 2,746.74	\$ 2,884.07
<b>(+) Ventas Brutas</b>	<b>\$ 216,295.50</b>	<b>\$ 227,110.28</b>	<b>\$ 238,465.79</b>	<b>\$ 250,389.08</b>	<b>\$ 262,908.53</b>	<b>\$ 276,053.96</b>	<b>\$ 289,856.66</b>	<b>\$ 304,349.49</b>	<b>\$ 319,566.96</b>	<b>\$ 335,545.31</b>	<b>\$ 352,322.58</b>	<b>\$ 369,938.71</b>	<b>\$ 388,435.64</b>
(-) ISO													
<b>(+) Ventas Netas</b>	<b>\$ 216,295.50</b>	<b>\$ 227,110.28</b>	<b>\$ 238,465.79</b>	<b>\$ 250,389.08</b>	<b>\$ 262,908.53</b>	<b>\$ 276,053.96</b>	<b>\$ 289,856.66</b>	<b>\$ 304,349.49</b>	<b>\$ 319,566.96</b>	<b>\$ 335,545.31</b>	<b>\$ 352,322.58</b>	<b>\$ 369,938.71</b>	<b>\$ 388,435.64</b>
(-) O&M	\$ (17,949.15)	\$ (18,846.61)	\$ (19,788.94)	\$ (20,778.39)	\$ (21,817.31)	\$ (22,908.17)	\$ (24,053.58)	\$ (25,256.26)	\$ (26,519.07)	\$ (27,845.03)	\$ (29,237.28)	\$ (30,699.14)	\$ (32,234.10)
<b>(-) Total COGS</b>	<b>\$ (17,949.15)</b>	<b>\$ (18,846.61)</b>	<b>\$ (19,788.94)</b>	<b>\$ (20,778.39)</b>	<b>\$ (21,817.31)</b>	<b>\$ (22,908.17)</b>	<b>\$ (24,053.58)</b>	<b>\$ (25,256.26)</b>	<b>\$ (26,519.07)</b>	<b>\$ (27,845.03)</b>	<b>\$ (29,237.28)</b>	<b>\$ (30,699.14)</b>	<b>\$ (32,234.10)</b>
<b>(+) Margen Neto</b>	<b>\$ 198,346.35</b>	<b>\$ 208,263.67</b>	<b>\$ 218,676.85</b>	<b>\$ 229,610.69</b>	<b>\$ 241,091.23</b>	<b>\$ 253,145.79</b>	<b>\$ 265,803.08</b>	<b>\$ 279,093.23</b>	<b>\$ 293,047.89</b>	<b>\$ 307,700.29</b>	<b>\$ 323,085.30</b>	<b>\$ 339,239.56</b>	<b>\$ 356,201.54</b>
(-) Gastos Administrativos	\$ (70,478.89)	\$ (74,002.83)	\$ (77,702.98)	\$ (81,588.12)	\$ (85,667.53)	\$ (89,950.91)	\$ (94,448.45)	\$ (99,170.88)	\$ (104,129.42)	\$ (109,335.89)	\$ (114,802.68)	\$ (120,542.82)	\$ (126,569.96)
(-) Otros	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<b>(+) EBITDA</b>	<b>\$ 127,867.46</b>	<b>\$ 134,260.83</b>	<b>\$ 140,973.87</b>	<b>\$ 148,022.57</b>	<b>\$ 155,423.69</b>	<b>\$ 163,194.88</b>	<b>\$ 171,354.62</b>	<b>\$ 179,922.35</b>	<b>\$ 188,918.47</b>	<b>\$ 198,364.40</b>	<b>\$ 208,282.62</b>	<b>\$ 218,696.75</b>	<b>\$ 229,631.58</b>
(-) Depreciación	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)
<b>(+) EBIT</b>	<b>\$ 117,439.38</b>	<b>\$ 123,832.75</b>	<b>\$ 130,545.80</b>	<b>\$ 137,594.49</b>	<b>\$ 144,995.62</b>	<b>\$ 152,766.80</b>	<b>\$ 160,926.55</b>	<b>\$ 169,494.28</b>	<b>\$ 178,490.40</b>	<b>\$ 187,936.32</b>	<b>\$ 197,854.54</b>	<b>\$ 208,268.67</b>	<b>\$ 219,203.51</b>
(-) Pago Intereses	\$ (13,714.79)	\$ (12,378.04)	\$ (10,947.72)	\$ (9,417.27)	\$ (7,779.70)	\$ (6,027.49)	\$ (4,152.63)	\$ (2,146.53)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
<b>EBT</b>	<b>\$ 103,724.59</b>	<b>\$ 111,454.71</b>	<b>\$ 119,598.08</b>	<b>\$ 128,177.22</b>	<b>\$ 137,215.92</b>	<b>\$ 146,739.31</b>	<b>\$ 156,773.92</b>	<b>\$ 167,347.75</b>	<b>\$ 178,490.40</b>	<b>\$ 189,936.32</b>	<b>\$ 197,854.54</b>	<b>\$ 208,268.67</b>	<b>\$ 219,203.51</b>
(-) ISR	\$ (15,140.69)	\$ (15,897.72)	\$ (16,692.61)	\$ (17,527.24)	\$ (18,403.60)	\$ (19,323.78)	\$ (20,289.97)	\$ (21,304.46)	\$ (22,369.69)	\$ (23,488.17)	\$ (24,662.58)	\$ (25,895.71)	\$ (27,190.50)
<b>Utilidad Neta</b>	<b>\$ 88,583.91</b>	<b>\$ 95,556.99</b>	<b>\$ 102,905.47</b>	<b>\$ 110,649.98</b>	<b>\$ 118,812.32</b>	<b>\$ 127,415.53</b>	<b>\$ 136,483.95</b>	<b>\$ 146,043.29</b>	<b>\$ 156,120.71</b>	<b>\$ 166,448.15</b>	<b>\$ 177,191.96</b>	<b>\$ 188,372.96</b>	<b>\$ 199,013.01</b>

Fuente: Elaboración propia

Apéndice B – Balance General Años 0 a 10

<b>Activo Circulante</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Caja y Bancos	\$ -	\$ 38,390.16	\$ 69,912.32	\$ 105,172.55	\$ 144,357.76	\$ 187,664.19	\$ 235,297.91	\$ 287,475.28	\$ 344,423.48	\$ 406,381.06	\$ 473,598.48
Cuentas por Cobrar											
Inventarios											
Activos Financieros CP											
<b>Total Activo Circulante</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 38,390.16</b>	<b>\$ 69,912.32</b>	<b>\$ 105,172.55</b>	<b>\$ 144,357.76</b>	<b>\$ 187,664.19</b>	<b>\$ 235,297.91</b>	<b>\$ 287,475.28</b>	<b>\$ 344,423.48</b>	<b>\$ 406,381.06</b>	<b>\$ 473,598.48</b>
<b>Activo Fijo</b>											
PPYE Neto	\$ 695,205.08	\$ 556,164.06	\$ 425,465.51	\$ 292,681.34	\$ 157,811.55	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15
Propiedades de Inversión											
Activos Financieros LP											
Otros Activos											
<b>Total Activo Fijo</b>	<b>\$ 695,205.08</b>	<b>\$ 556,164.06</b>	<b>\$ 425,465.51</b>	<b>\$ 292,681.34</b>	<b>\$ 157,811.55</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>
<b>Total Activos</b>	<b>\$ 695,205.08</b>	<b>\$ 594,554.23</b>	<b>\$ 495,377.83</b>	<b>\$ 397,853.89</b>	<b>\$ 302,169.31</b>	<b>\$ 208,520.34</b>	<b>\$ 256,154.06</b>	<b>\$ 308,331.43</b>	<b>\$ 365,279.63</b>	<b>\$ 427,237.21</b>	<b>\$ 494,454.63</b>
<b>Pasivo Circulante</b>											
Cuentas por pagar											
Crédito Revolvente CP											
Préstamos Bancarios CP											
<b>Total Pasivo Circulante</b>											
<b>Pasivo Fijo</b>											
Préstamos Bancarios LP	\$ 347,602.54	\$ 339,123.50	\$ 330,050.92	\$ 320,343.26	\$ 309,956.07	\$ 298,841.78	\$ 286,949.48	\$ 274,224.72	\$ 260,609.23	\$ 246,040.66	\$ 230,452.28
Obligaciones Financieras (CP, LP)											
Indemnizaciones (CP, LP)											
Provisiones											
Otros Pasivos											
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>\$ 347,602.54</b>	<b>\$ 339,123.50</b>	<b>\$ 330,050.92</b>	<b>\$ 320,343.26</b>	<b>\$ 309,956.07</b>	<b>\$ 298,841.78</b>	<b>\$ 286,949.48</b>	<b>\$ 274,224.72</b>	<b>\$ 260,609.23</b>	<b>\$ 246,040.66</b>	<b>\$ 230,452.28</b>
<b>Total Pasivo</b>	<b>\$ 347,602.54</b>	<b>\$ 339,123.50</b>	<b>\$ 330,050.92</b>	<b>\$ 320,343.26</b>	<b>\$ 309,956.07</b>	<b>\$ 298,841.78</b>	<b>\$ 286,949.48</b>	<b>\$ 274,224.72</b>	<b>\$ 260,609.23</b>	<b>\$ 246,040.66</b>	<b>\$ 230,452.28</b>
<b>Patrimonio</b>											
Utilidad Neta	\$ -	\$ (92,171.81)	\$ (90,103.82)	\$ (87,816.28)	\$ (85,297.39)	\$ (82,534.67)	\$ 59,526.01	\$ 64,902.13	\$ 70,563.69	\$ 76,526.15	\$ 82,805.80
COMMON STOCK	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54
Dividendos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Retenido Periodo	\$ -	\$ (92,171.81)	\$ (90,103.82)	\$ (87,816.28)	\$ (85,297.39)	\$ (82,534.67)	\$ 59,526.01	\$ 64,902.13	\$ 70,563.69	\$ 76,526.15	\$ 82,805.80
Utilidades/Perdidas Retenidas	\$ -	\$ (92,171.81)	\$ (182,275.63)	\$ (270,091.91)	\$ (355,389.30)	\$ (437,923.97)	\$ (378,397.96)	\$ (313,495.83)	\$ (242,932.14)	\$ (166,405.99)	\$ (83,600.19)
<b>Total Patrimonio</b>	<b>\$ 347,602.54</b>	<b>\$ 255,430.73</b>	<b>\$ 165,326.91</b>	<b>\$ 77,510.63</b>	<b>\$ (7,786.76)</b>	<b>\$ (90,321.43)</b>	<b>\$ (30,795.42)</b>	<b>\$ 34,106.71</b>	<b>\$ 104,670.40</b>	<b>\$ 181,196.55</b>	<b>\$ 264,002.35</b>

Fuente: Elaboración propia

Apéndice C – Balance General Años 11 a 20

<b>Activo Circulante</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Caja y Bancos	\$ 532,605.69	\$ 596,725.22	\$ 666,212.70	\$ 741,336.51	\$ 822,378.48	\$ 909,634.52	\$ 1,003,415.32	\$ 1,104,047.12	\$ 1,211,872.48	\$ 1,327,251.08
Cuentas por Cobrar										
Inventarios										
Activos Financieros CP										
<b>Total Activo Circulante</b>	<b>\$ 532,605.69</b>	<b>\$ 596,725.22</b>	<b>\$ 666,212.70</b>	<b>\$ 741,336.51</b>	<b>\$ 822,378.48</b>	<b>\$ 909,634.52</b>	<b>\$ 1,003,415.32</b>	<b>\$ 1,104,047.12</b>	<b>\$ 1,211,872.48</b>	<b>\$ 1,327,251.08</b>

<b>Activo Fijo</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
PPYE Neto	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15
Propiedades de Inversión										
Activos Financieros LP										
Otros Activos										
<b>Total Activo Fijo</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>

<b>Total Activos</b>	<b>\$ 553,461.84</b>	<b>\$ 617,581.37</b>	<b>\$ 687,068.85</b>	<b>\$ 762,192.67</b>	<b>\$ 843,234.64</b>	<b>\$ 930,490.67</b>	<b>\$ 1,024,271.47</b>	<b>\$ 1,124,903.27</b>	<b>\$ 1,232,728.63</b>	<b>\$ 1,348,107.23</b>
----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------

<b>Pasivo Circulante</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Cuentas por pagar										
Crédito Revolvente CP										
Préstamos Bancarios CP										
<b>Total Pasivo Circulante</b>										

<b>Pasivo Fijo</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Préstamos Bancarios LP	\$ 213,772.72	\$ 195,925.59	\$ 176,829.16	\$ 156,395.98	\$ 134,532.48	\$ 111,138.54	\$ 86,107.01	\$ 59,323.28	\$ 30,664.69	\$ 0.00
Obligaciones Financieras (CP, LP)										
Indemnizaciones (CP, LP)										
Provisiones										
Otros Pasivos										
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>\$ 213,772.72</b>	<b>\$ 195,925.59</b>	<b>\$ 176,829.16</b>	<b>\$ 156,395.98</b>	<b>\$ 134,532.48</b>	<b>\$ 111,138.54</b>	<b>\$ 86,107.01</b>	<b>\$ 59,323.28</b>	<b>\$ 30,664.69</b>	<b>\$ 0.00</b>

<b>Total Pasivo</b>	<b>\$ 213,772.72</b>	<b>\$ 195,925.59</b>	<b>\$ 176,829.16</b>	<b>\$ 156,395.98</b>	<b>\$ 134,532.48</b>	<b>\$ 111,138.54</b>	<b>\$ 86,107.01</b>	<b>\$ 59,323.28</b>	<b>\$ 30,664.69</b>	<b>\$ 0.00</b>
---------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	---------------------	---------------------	---------------------	----------------

<b>Patrimonio</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Utilidad Neta	\$ 75,686.77	\$ 81,966.66	\$ 88,583.91	\$ 95,556.99	\$ 102,905.47	\$ 110,649.98	\$ 118,812.32	\$ 127,415.53	\$ 136,483.95	\$ 146,043.29
COMMON STOCK	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54
Dividendos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Retenido Periodo	\$ 75,686.77	\$ 81,966.66	\$ 88,583.91	\$ 95,556.99	\$ 102,905.47	\$ 110,649.98	\$ 118,812.32	\$ 127,415.53	\$ 136,483.95	\$ 146,043.29
Utilidades/Perdidas Retenidas	\$ (7,913.42)	\$ 74,053.24	\$ 162,637.15	\$ 258,194.14	\$ 361,099.61	\$ 471,749.60	\$ 590,561.92	\$ 717,977.45	\$ 854,461.40	\$ 1,000,504.69
<b>Total Patrimonio</b>	<b>\$ 339,689.12</b>	<b>\$ 421,655.78</b>	<b>\$ 510,239.69</b>	<b>\$ 605,796.68</b>	<b>\$ 708,702.15</b>	<b>\$ 819,352.13</b>	<b>\$ 938,164.46</b>	<b>\$ 1,065,579.99</b>	<b>\$ 1,202,063.94</b>	<b>\$ 1,348,107.23</b>

Fuente: Elaboración propia

Apéndice D – Balance General Años 21 a 25

<b>Activo Circulante</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
Caja y Bancos	\$ 1,483,371.78	\$ 1,647,819.93	\$ 1,821,011.89	\$ 2,003,384.85	\$ 2,195,397.86
Cuentas por Cobrar					
Inventarios					
Activos Financieros CP					
<b>Total Activo Circulante</b>	<b>\$ 1,483,371.78</b>	<b>\$ 1,647,819.93</b>	<b>\$ 1,821,011.89</b>	<b>\$ 2,003,384.85</b>	<b>\$ 2,195,397.86</b>

<b>Activo Fijo</b>					
PPYE Neto	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15
Propiedades de Inversión					
Activos Financieros LP					
Otros Activos					
<b>Total Activo Fijo</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>	<b>\$ 20,856.15</b>

<b>Total Activos</b>	<b>\$ 1,504,227.94</b>	<b>\$ 1,668,676.08</b>	<b>\$ 1,841,868.04</b>	<b>\$ 2,024,241.00</b>	<b>\$ 2,216,254.01</b>
----------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------	------------------------

<b>Pasivo Circulante</b>					
Cuentas por pagar					
Crédito Revolvente CP					
Préstamos Bancarios CP					
<b>Total Pasivo Circulante</b>					

<b>Pasivo Fijo</b>					
Préstamos Bancarios LP					
Obligaciones Financieras (CP, LP)					
Indemnizaciones (CP, LP)					
Provisiones					
Otros Pasivos					
<b>Total Pasivo No Corriente</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>

<b>Total Pasivo</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>
---------------------	-------------	-------------	-------------	-------------	-------------

<b>Patrimonio</b>					
Utilidad Neta	\$ 156,120.71	\$ 164,448.15	\$ 173,191.96	\$ 182,372.96	\$ 192,013.01
COMMON STOCK	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54	\$ 347,602.54
Dividendos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Retenido Periodo	\$ 156,120.71	\$ 164,448.15	\$ 173,191.96	\$ 182,372.96	\$ 192,013.01
Utilidades/Perdidas Retenidas	\$ 1,156,625.40	\$ 1,321,073.54	\$ 1,494,265.50	\$ 1,676,638.46	\$ 1,868,651.47
<b>Total Patrimonio</b>	<b>\$ 1,504,227.94</b>	<b>\$ 1,668,676.08</b>	<b>\$ 1,841,868.04</b>	<b>\$ 2,024,241.00</b>	<b>\$ 2,216,254.01</b>

Fuente: Elaboración propia

Apéndice E – Depreciación Años 0 a 10

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Propiedad Planta y Equipo	\$ 695,205.08	\$ 695,205.08	\$ 705,633.15	\$ 716,061.23	\$ 726,489.31	\$ 736,917.38	\$ 747,345.46	\$ 757,773.53	\$ 768,201.61	\$ 778,629.69	\$ 789,057.76
Investment as % of Plant											
CapEx	\$ 695,205.08	\$ -	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08
Depreciacion Año 1		\$ 139,041.02	\$ 139,041.02	\$ 139,041.02	\$ 139,041.02	\$ 139,041.02					
Depreciacion Año 2			\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62				
Depreciacion Año 3				\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62			
Depreciacion Año 4					\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62		
Depreciacion Año 5						\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	
Depreciacion Año 6							\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 7								\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 8									\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 9										\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 10											\$ 2,085.62
Depreciacion Año 11											
Depreciacion Año 12											
Depreciacion Año 13											
Depreciacion Año 14											
Depreciacion Año 15											
Depreciacion Año 16											
Depreciacion Año 17											
Depreciacion Año 18											
Depreciacion Año 19											
Depreciacion Año 20											
Depreciacion Año 21											
Depreciacion Año 22											
Depreciacion Año 23											
Depreciacion Año 24											
Depreciacion Año 25											
Depreciacion Periodo	\$ -	\$ 139,041.02	\$ 141,126.63	\$ 143,212.25	\$ 145,297.86	\$ 147,383.48	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08
Depreciacion Acumulada	\$ -	\$ 139,041.02	\$ 280,167.65	\$ 423,379.89	\$ 568,677.75	\$ 716,061.23	\$ 726,489.31	\$ 736,917.38	\$ 747,345.46	\$ 757,773.53	\$ 768,201.61
Valor en Libros	\$ 695,205.08	\$ 556,164.06	\$ 425,465.51	\$ 292,681.34	\$ 157,811.55	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15

Fuente: Elaboración propia

Apéndice F – Depreciación Años 11 a 20

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Propiedad Planta y Equipo	\$ 799,485.84	\$ 809,913.91	\$ 820,341.99	\$ 830,770.07	\$ 841,198.14	\$ 851,626.22	\$ 862,054.30	\$ 872,482.37	\$ 882,910.45	\$ 893,338.52
Investment as % of Plant										
CapEx	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08
Depreciacion Año 1										
Depreciacion Año 2										
Depreciacion Año 3										
Depreciacion Año 4										
Depreciacion Año 5										
Depreciacion Año 6										
Depreciacion Año 7	\$ 2,085.62									
Depreciacion Año 8	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62								
Depreciacion Año 9	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62							
Depreciacion Año 10	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62						
Depreciacion Año 11	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62					
Depreciacion Año 12		\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62				
Depreciacion Año 13			\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62			
Depreciacion Año 14				\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62		
Depreciacion Año 15					\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	
Depreciacion Año 16						\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 17							\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 18								\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 19									\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 20										\$ 2,085.62
Depreciacion Año 21										
Depreciacion Año 22										
Depreciacion Año 23										
Depreciacion Año 24										
Depreciacion Año 25										
Depreciacion Periodo	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08
Depreciacion Acumulada	\$ 778,629.69	\$ 789,057.76	\$ 799,485.84	\$ 809,913.91	\$ 820,341.99	\$ 830,770.07	\$ 841,198.14	\$ 851,626.22	\$ 862,054.30	\$ 872,482.37
Valor en Libros	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15

Fuente: Elaboración propia

Apéndice G – Depreciación Años 21 a 25

	21	22	23	24	25
Propiedad Planta y Equipo	\$ 903,766.60	\$ 914,194.68	\$ 924,622.75	\$ 935,050.83	\$ 945,478.90
Investment as % of Plant					
CapEx	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08
Depreciacion Año 1					
Depreciacion Año 2					
Depreciacion Año 3					
Depreciacion Año 4					
Depreciacion Año 5					
Depreciacion Año 6					
Depreciacion Año 7					
Depreciacion Año 8					
Depreciacion Año 9					
Depreciacion Año 10					
Depreciacion Año 11					
Depreciacion Año 12					
Depreciacion Año 13					
Depreciacion Año 14					
Depreciacion Año 15					
Depreciacion Año 16					
Depreciacion Año 17	\$ 2,085.62				
Depreciacion Año 18	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62			
Depreciacion Año 19	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62		
Depreciacion Año 20	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	
Depreciacion Año 21	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 22		\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 23			\$ 2,085.62	\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 24				\$ 2,085.62	\$ 2,085.62
Depreciacion Año 25					\$ 2,085.62
Depreciacion Período	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08
Depreciacion Acumulada	\$ 882,910.45	\$ 893,338.52	\$ 903,766.60	\$ 914,194.68	\$ 924,622.75
Valor en Libros	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15	\$ 20,856.15

Fuente: Elaboración propia

## Apéndice H – Flujo de Caja Años 0 a 10

<b>Actividades de Operación</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Utilidad Neta	\$ -	\$ (92,171.81)	\$ (90,103.82)	\$ (87,816.28)	\$ (85,297.39)	\$ (82,534.67)	\$ 59,526.01	\$ 64,902.13	\$ 70,563.69	\$ 76,526.15	\$ 82,805.80
Intereses	\$ -	\$ 24,332.18	\$ 23,738.64	\$ 23,103.56	\$ 22,424.03	\$ 21,696.92	\$ 20,918.92	\$ 20,086.46	\$ 19,195.73	\$ 18,242.65	\$ 17,222.85
Depreciación y Amortización	\$ -	\$ 139,041.02	\$ 141,126.63	\$ 143,212.25	\$ 145,297.86	\$ 147,383.48	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08
Cambio en Capital de Trabajo											
Cambio en Otras Cuentas de Balance											
<b>Efectivo generado por Actividades de Operación</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 71,201.39</b>	<b>\$ 74,761.45</b>	<b>\$ 78,499.53</b>	<b>\$ 82,424.50</b>	<b>\$ 86,545.73</b>	<b>\$ 90,873.02</b>	<b>\$ 95,416.67</b>	<b>\$ 100,187.50</b>	<b>\$ 105,196.87</b>	<b>\$ 110,456.72</b>
<b>Actividades de Inversión</b>											
CAPEX	\$ (695,205.08)	\$ -	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)
Otros de Inversión											
<b>Efectivo generado por Actividades de Inversión</b>	<b>\$ (695,205.08)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>
<b>Efectivo disponible para Actividades de Financiamiento</b>	<b>\$ (695,205.08)</b>	<b>\$ 71,201.39</b>	<b>\$ 64,333.38</b>	<b>\$ 68,071.45</b>	<b>\$ 71,996.43</b>	<b>\$ 76,117.65</b>	<b>\$ 80,444.94</b>	<b>\$ 84,988.59</b>	<b>\$ 89,759.42</b>	<b>\$ 94,768.80</b>	<b>\$ 100,028.64</b>
<b>Actividades de Financiamiento</b>											
Aportes de Capital	\$ 347,602.54										
Deuda Nueva	\$ 347,602.54										
Amortizaciones a préstamo	\$ -	\$ (8,479.04)	\$ (9,072.58)	\$ (9,707.66)	\$ (10,387.19)	\$ (11,114.30)	\$ (11,892.30)	\$ (12,724.76)	\$ (13,615.49)	\$ (14,568.57)	\$ (15,588.37)
Gastos por Intereses	\$ -	\$ (24,332.18)	\$ (23,738.64)	\$ (23,103.56)	\$ (22,424.03)	\$ (21,696.92)	\$ (20,918.92)	\$ (20,086.46)	\$ (19,195.73)	\$ (18,242.65)	\$ (17,222.85)
Dividendos											
<b>Efectivo disponible por Actividades de Financiamiento</b>	<b>\$ 695,205.08</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>
<b>Balance de Caja</b>											
Cambio Neto en Caja	\$ -	\$ 38,390.16	\$ 31,522.16	\$ 35,260.23	\$ 39,185.21	\$ 43,306.43	\$ 47,633.72	\$ 52,177.37	\$ 56,948.20	\$ 61,957.58	\$ 67,217.42
Saldo Inicial de Caja	\$ -	\$ -	\$ 38,390.16	\$ 69,912.32	\$ 105,172.55	\$ 144,357.76	\$ 187,664.19	\$ 235,297.91	\$ 287,475.28	\$ 344,423.48	\$ 406,381.06
Saldo Final de Caja	\$ -	\$ 38,390.16	\$ 69,912.32	\$ 105,172.55	\$ 144,357.76	\$ 187,664.19	\$ 235,297.91	\$ 287,475.28	\$ 344,423.48	\$ 406,381.06	\$ 473,598.48

Fuente: Elaboración propia

## Apéndice I – Flujo de Caja Años 11 a 20

<b>Actividades de Operacion</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
Utilidad Neta	\$ 75,686.77	\$ 81,966.66	\$ 88,583.91	\$ 95,556.99	\$ 102,905.47	\$ 110,649.98	\$ 118,812.32	\$ 127,415.53	\$ 136,483.95	\$ 146,043.29
Intereses	\$ 16,131.66	\$ 14,964.09	\$ 13,714.79	\$ 12,378.04	\$ 10,947.72	\$ 9,417.27	\$ 7,779.70	\$ 6,027.49	\$ 4,152.63	\$ 2,146.53
Depreciación y Amortización	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08
Cambio en Capital de Trabajo										
Cambio en Otras Cuentas de Balance										
<b>Efectivo generado por Actividades de Operación</b>	<b>\$ 102,246.51</b>	<b>\$ 107,358.83</b>	<b>\$ 112,726.77</b>	<b>\$ 118,363.11</b>	<b>\$ 124,281.27</b>	<b>\$ 130,495.33</b>	<b>\$ 137,020.10</b>	<b>\$ 143,871.10</b>	<b>\$ 151,064.66</b>	<b>\$ 158,617.89</b>
<b>Actividades de Inversión</b>										
CAPEX	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)
Otros de Inversión										
<b>Efectivo generado por Actividades de Inversión</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>
<b>Efectivo disponible para Actividades de Financiamiento</b>	<b>\$ 91,818.43</b>	<b>\$ 96,930.76</b>	<b>\$ 102,298.70</b>	<b>\$ 107,935.04</b>	<b>\$ 113,853.19</b>	<b>\$ 120,067.25</b>	<b>\$ 126,592.02</b>	<b>\$ 133,443.03</b>	<b>\$ 140,636.58</b>	<b>\$ 148,189.81</b>
<b>Actividades de Financiamiento</b>										
Aportes de Capital										
Deuda Nueva										
Amortizaciones a préstamo	\$ (16,679.56)	\$ (17,847.13)	\$ (19,096.43)	\$ (20,433.18)	\$ (21,863.50)	\$ (23,393.95)	\$ (25,031.52)	\$ (26,783.73)	\$ (28,658.59)	\$ (30,664.69)
Gastos por Intereses	\$ (16,131.66)	\$ (14,964.09)	\$ (13,714.79)	\$ (12,378.04)	\$ (10,947.72)	\$ (9,417.27)	\$ (7,779.70)	\$ (6,027.49)	\$ (4,152.63)	\$ (2,146.53)
Dividendos										
<b>Efectivo disponible por Actividades de Financiamiento</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>	<b>\$ (32,811.22)</b>
<b>Balance de Caja</b>										
Cambio Neto en Caja	\$ 59,007.21	\$ 64,119.53	\$ 69,487.48	\$ 75,123.81	\$ 81,041.97	\$ 87,256.03	\$ 93,780.80	\$ 100,631.80	\$ 107,825.36	\$ 115,378.59
Saldo Inicial de Caja	\$ 473,598.48	\$ 532,605.69	\$ 596,725.22	\$ 666,212.70	\$ 741,336.51	\$ 822,378.48	\$ 909,634.52	\$ 1,003,415.32	\$ 1,104,047.12	\$ 1,211,872.48
Saldo Final de Caja	\$ 532,605.69	\$ 596,725.22	\$ 666,212.70	\$ 741,336.51	\$ 822,378.48	\$ 909,634.52	\$ 1,003,415.32	\$ 1,104,047.12	\$ 1,211,872.48	\$ 1,327,251.08

Fuente: Elaboración propia

## Apéndice J – Flujo de Caja Años 21 a 25

<b>Actividades de Operación</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>
Utilidad Neta	\$ 156,120.71	\$ 164,448.15	\$ 173,191.96	\$ 182,372.96	\$ 192,013.01
Intereses	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Depreciación y Amortización	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08	\$ 10,428.08
Cambio en Capital de Trabajo					
Cambio en Otras Cuentas de Balance					
<b>Efectivo generado por Actividades de Operación</b>	<b>\$ 166,548.78</b>	<b>\$ 174,876.22</b>	<b>\$ 183,620.03</b>	<b>\$ 192,801.04</b>	<b>\$ 202,441.09</b>
<b>Actividades de Inversión</b>					
CAPEX	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)	\$ (10,428.08)
Otros de Inversión					
<b>Efectivo generado por Actividades de Inversión</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>	<b>\$ (10,428.08)</b>
<b>Efectivo disponible para Actividades de Financiamiento</b>	<b>\$ 156,120.71</b>	<b>\$ 164,448.15</b>	<b>\$ 173,191.96</b>	<b>\$ 182,372.96</b>	<b>\$ 192,013.01</b>
<b>Actividades de Financiamiento</b>					
Aportes de Capital					
Deuda Nueva					
Amortizaciones a préstamo					
Gastos por Intereses	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Dividendos					
<b>Efectivo disponible por Actividades de Financiamiento</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ -</b>
<b>Balance de Caja</b>					
Cambio Neto en Caja	\$ 156,120.71	\$ 164,448.15	\$ 173,191.96	\$ 182,372.96	\$ 192,013.01
Saldo Inicial de Caja	\$ 1,327,251.08	\$ 1,483,371.78	\$ 1,647,819.93	\$ 1,821,011.89	\$ 2,003,384.85
Saldo Final de Caja	\$ 1,483,371.78	\$ 1,647,819.93	\$ 1,821,011.89	\$ 2,003,384.85	\$ 2,195,397.86

### Flujo de caja de los accionistas

Tasa de descuento	9.65%
VPN	\$ 235,263
TIR	15.10%

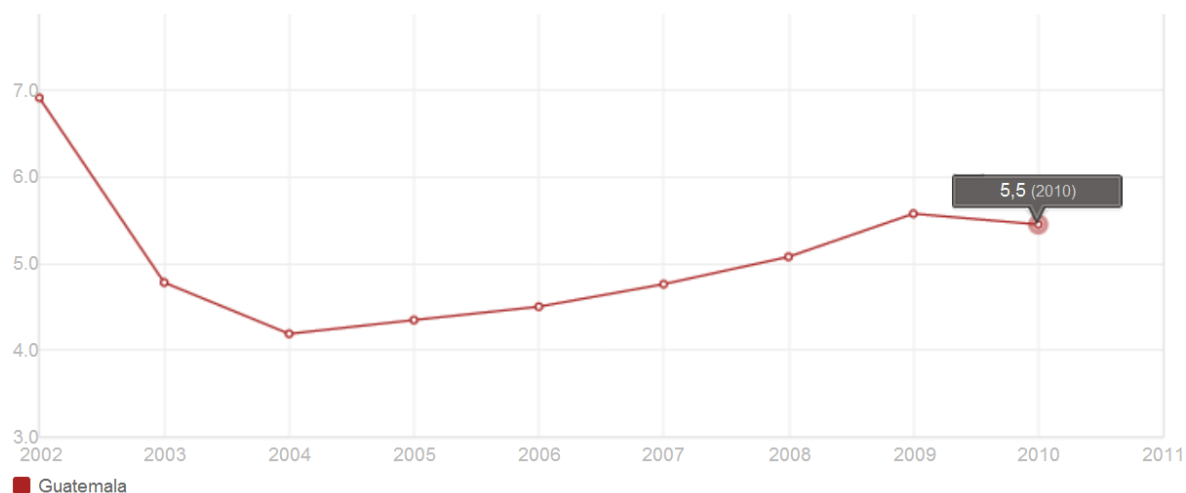
Fuente: Elaboración propia

Apéndice K – Comportamiento de las principales variables de la Política Monetaria, Cambiaria y Crediticia

VII. OTRAS VARIABLES	SITUACIÓN AL		
	31/12/2011	30/08/2012	06/09/2012
<b>A. OTRAS TASAS DE INTERÉS (%)</b>			
<b>1. Tasas de Interés, Promedio Ponderado, del Sistema Bancario (M/N)</b>			
<b>a) Tasas Activas</b>			
i) Préstamos	13.57	13.55	13.57
ii) Documentos Descontados	8.83	8.52	8.49
iii) Activa Total 1/	13.51	13.49	13.50
<b>b) Tasas Pasivas</b>			
i) Depósitos de Ahorro	1.75	1.78	1.80
ii) Depósitos a Plazo	7.27	7.37	7.38
iii) Pasiva sobre Depósitos	5.18	5.33	5.34
iv) Obligaciones Financieras	7.55	7.68	7.68
v) Pasiva total 2/	5.19	5.34	5.35
<b>2. Tasas de Interés, Promedio Ponderado, del Sistema Bancario (M/E)</b>			
<b>a) Tasas Activas</b>			
i) Préstamos	6.71	6.59	6.59
ii) Documentos Descontados	6.24	6.38	6.37
iii) Activa Total 3/	6.70	6.59	6.58
<b>b) Tasas Pasivas</b>			
i) Depósitos de Ahorro	1.35	1.33	1.37
ii) Depósitos a Plazo	3.43	3.57	3.57
iii) Pasiva sobre Depósitos	2.66	2.68	2.70
iv) Obligaciones Financieras	4.44	3.89	4.41
v) Pasiva total 4/	2.67	2.69	2.71
<b>3. Tasa de Interés Promedio Ponderado de las OEM</b>	6.99	6.80	6.84
<b>4. Tasa de Interés Líder</b>	5.50	5.00	5.00
<b>B. TIPO DE CAMBIO</b>			
<b>1. Nominal (Promedio de Compra y Venta) (Q. por US\$)</b>			
Variación interanual (%) (+ = depreciación)	7.81083	7.93508	8.00717
Variación con respecto Dic. anterior (%) (+ = depreciación)	-2.53	1.19	1.57
	-2.53	1.59	2.51
<b>2. ITCER (Base diciembre de 2000 = 100)</b>			
Nivel	31/12/2011	30/06/2012	31/07/2012
	144.0	144.4	145.4
Variación interanual (%) (+ = depreciación)	-5.8	-3.9	-3.4
Variación con respecto Dic. anterior (%) (+ = depreciación)	-5.8	-0.2	-1.0
<b>C. INFLACIÓN EN EE.UU.</b>			
Acumulada (%)	31/12/2011	30/06/2012	31/07/2012
	2.96	1.69	1.52
Ritmo (%)	2.96	1.66	1.41

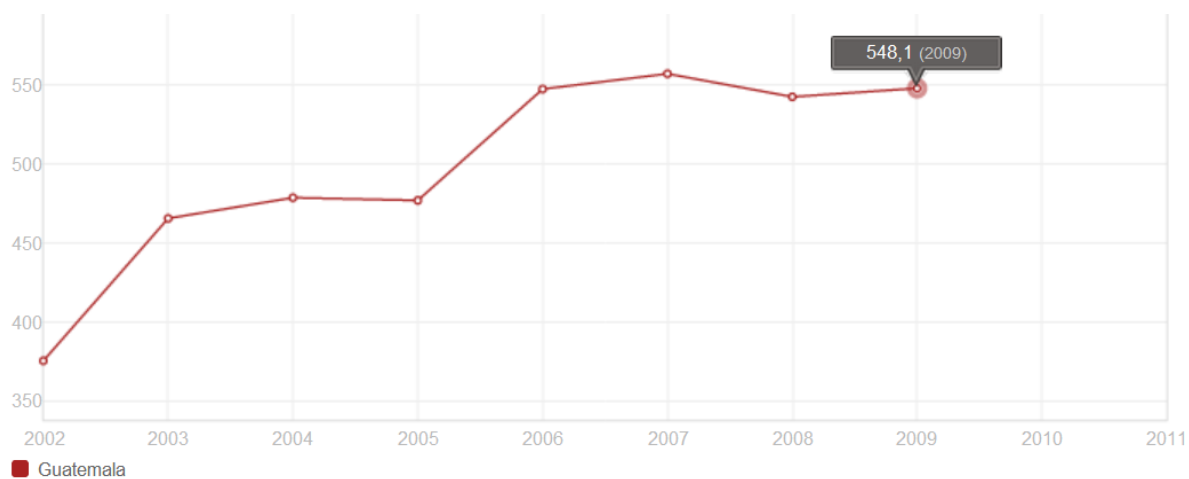
Fuente: BANGUAT, 2012

### Apéndice L – Comportamiento de la tasa de interés de los depósitos (%), Guatemala



Fuente: Banco Mundial – Fondo Monetario Internacional

### Apéndice M – Comportamiento del consumo de energía eléctrica (kWh per cápita)



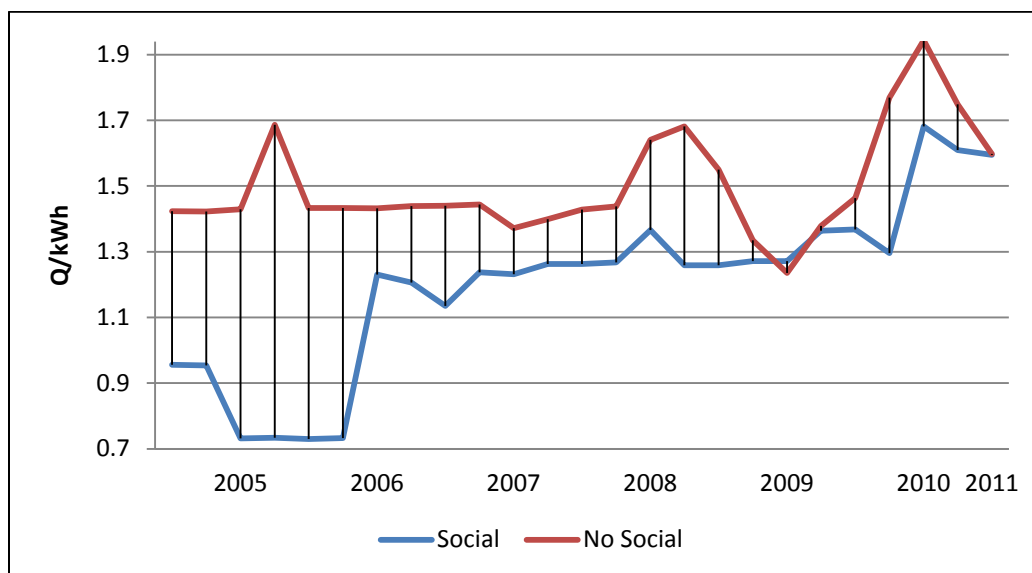
Fuente: Banco Mundial – Agencia Internacional de la Energía

Apéndice N – Tarifas de energía eléctrica en Guatemala (Quetzales por kWh)

Período	Tarifa Solidaria kWh		EEGSA		DEOCSA		DEORSA		Promedio	
	0 – 50	51 - 100	Social	No Social	Social	No Social	Social	No Social	Social	No Social
Ene 05 - Ene 05			0.9556	1.4228	0.7627	1.1805	0.7858	1.1891	0.8347	1.2641
Feb 05 - Abr 05			0.9533	1.4227	0.7628	1.1801	0.7859	1.1838	0.8340	1.2622
May 05 - Jul 05			0.7318	1.4289	0.7293	1.1766	0.7318	1.1839	0.7310	1.2631
Ago 05 - Oct 05			0.7341	1.6864	0.7188	1.1743	0.7312	1.1822	0.7280	1.3476
Nov 05 - Ene 06			0.7299	1.4326	0.7156	1.1743	0.7213	1.1817	0.7223	1.2629
Feb 06 - Abr 06			0.7329	1.4326	0.7178	1.2045	0.7204	1.2246	0.7237	1.2872
May 06 - Jul 06			1.2309	1.4318	1.21	1.6608	1.2102	1.6266	1.2170	1.5731
Ago 06 - Oct 06			1.2061	1.4384	1.196	1.6448	1.1907	1.6234	1.1976	1.5689
Nov 06 - Ene 07			1.1352	1.4399	1.0841	1.5775	1.053	1.5839	1.0908	1.5338
Feb 07 - Abr 07			1.2372	1.4438	1.2488	1.5772	1.2478	1.6416	1.2446	1.5542
May 07 - Jul 07			1.2313	1.3712	1.157	1.485	1.1721	1.412	1.1868	1.4227
Ago 07 - Oct 07			1.2623	1.399	1.1529	1.5217	1.1367	1.4846	1.1840	1.4684
Nov 07 - Ene 08			1.2623	1.4286	1.2467	1.6048	1.2321	1.594	1.2470	1.5425
Feb 08 - Abr 08	0.5000	0.7500	1.2674	1.438	1.255	1.6437	1.2006	1.664	1.2410	1.5819
May 08 - Jul 08	0.5000	0.7500	1.3659	1.6403	1.375	1.8586	1.3894	1.9599	1.3768	1.8196
Ago 08 - Oct 08	0.5000	0.7500	1.2591	1.6816	1.3047	1.7987	1.2707	1.8926	1.2782	1.7910
Nov 08 - Ene 09	0.5000	0.7500	1.2588	1.5498	1.2941	1.7634	1.2616	1.8555	1.2715	1.7229
Feb 09 - Abr 09	0.5000	0.7500	1.271	1.335	1.3942	1.7299	1.3989	1.8299	1.3547	1.6316
May 09 - Jul 09	0.5000	0.7500	1.2711	1.235	1.3942	1.5491	1.399	1.5546	1.3548	1.4462
Ago 09 - Oct 09	0.5000	0.7500	1.3638	1.3784	1.4203	1.5526	1.4495	1.5729	1.4112	1.5013
Nov 09 - Ene 10	0.5000	0.7500	1.3678	1.4637	1.4208	1.6469	1.48	1.6781	1.4229	1.5962
Feb 10 - Abr 10	0.5000	0.7500	1.2961	1.7694	1.378	1.8406	1.4593	1.8392	1.3778	1.8164
May 10 - Jul 10	0.5000	0.7500	1.681	1.9438	1.7807	1.9675	1.8226	1.9934	1.7614	1.9682
Ago 10 - Oct 10	0.5000	0.7500	1.6092	1.7483	1.7139	1.8274	1.7473	1.9059	1.6901	1.8272
Nov 10 - Ene 11	0.5000	0.7500	1.5946	1.5978	1.7089	1.7787	1.7193	1.8586	1.6743	1.7450

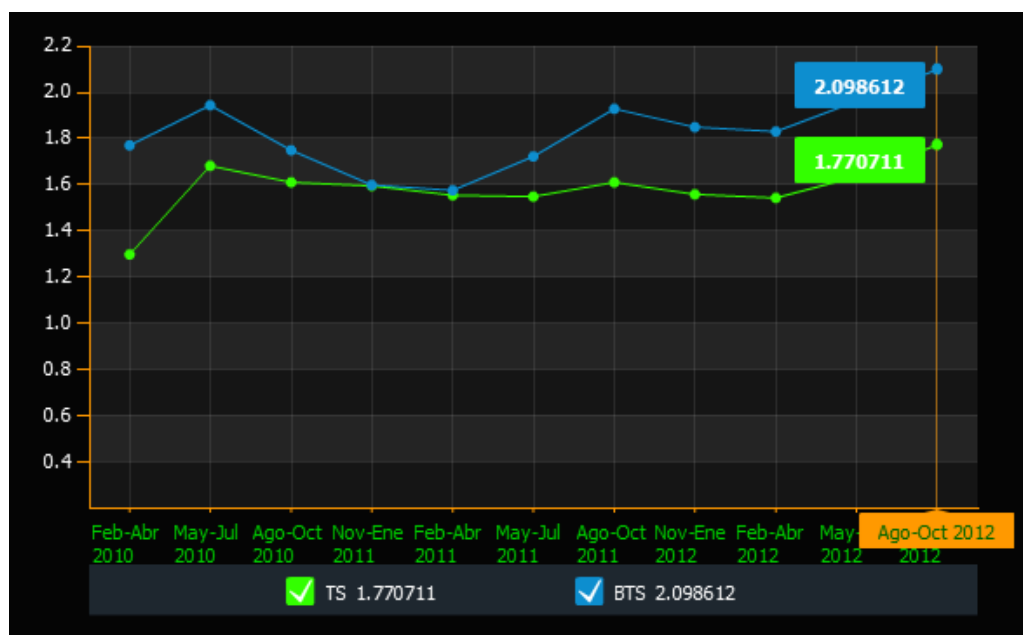
Fuente: CNEE, 2012

## Apéndice O – Evolución de las tarifas de energía eléctrica, EEGSA



Fuente: CNEE, 2012

Apéndice P – Variación histórica de tarifas a octubre 2012 (Q/kWh) – EEGSA



Fuente: CNEE, 2012

Apéndice Q – Encuesta, fuente: elaboración propia

Encuesta de consumo eléctrico en Mixco

---

¿Cuánto paga de electricidad al mes?

Alrededor de (seleccione una):

- |                                  |                                  |   |
|----------------------------------|----------------------------------|---|
| <input type="checkbox"/> Q250.00 | <input type="checkbox"/> Q400.00 | <input type="checkbox"/> Q500.00        |
| <input type="checkbox"/> Q350.00 | <input type="checkbox"/> Q450.00 | <input type="checkbox"/> Más de Q500.00 |

¿Conoce de qué manera se realiza el cálculo mensual de su factura de electricidad y los rubros que la conforman?

- Sí
- No

¿Le interesa la propuesta de pagar una cuota fija de electricidad al mes en vez de continuar con la metodología actual de la Empresa Eléctrica en la que le cobran Q1.92 por kWh consumido?

- Sí
- No

Comentarios: \_\_\_\_\_

---

¡Gracias por su participación!