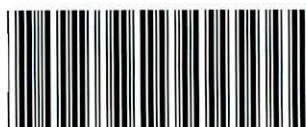


ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



MAESTRIA EJECUTIVA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS PARA EMPRESAS DEL SECTOR ELECTRICO.



DP-01981

PROYECTO:

bioTERMICA S.A.

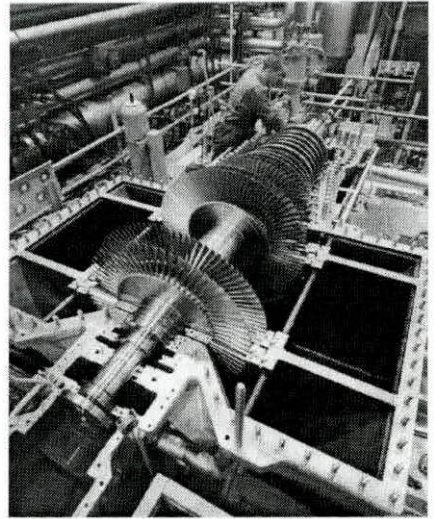
Generadora eléctrica a partir de biomasa

INTEGRANTES:

**ING. JUAN CARLOS LÓPEZ B.
ING. FERNANDO DÁVILA T.
ING. PATRICIO GÓMEZ M.
ARQ. FERNANDO LÓPEZ
ECON. FRANCISCO CAICEDO**

Guayaquil, junio del 2001

Plan de negocio



***bio*TERMICA S.A.**

**Generadora
Eléctrica a partir
de Biomasa**

Contenido

Resumen Ejecutivo	4
1. GENERALIDADES	
1.1. Prefacio	5
1.2. La Tasa de Descuento	5
1.3. Normatividad –LRSE	5
2. ANÁLISIS DE MERCADO	
2.1 Clientes y tamaño del mercado	10
2.2. Competencia	11
2.3. Plan de ventas	11
2.4. Estrategia del precio	12
2.5. Esquemas De Comercialización	12
3. ANÁLISIS TÉCNICO	
3.1 Descripción del Proyecto	12
3.2 Especificaciones Técnicas	12
3.3 Localización seleccionada	13
3.4 Equipamiento	13
3.5 Tiempos y cronogramas de ejecución del Proyecto	13
4. ASPECTOS SOCIETARIOS	13
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	
5.1. Inversión en Activos Fijos	14
5.2. Presupuesto de Ingresos	14
5.3. Depreciación	15
5.4. Presupuesto de gastos O&M y Adm.	15
5.4.1 Materia Prima	15
5.5. Análisis de Costos	15
6. ANÁLISIS FINANCIERO	

6.1.	Flujo de Caja	16	
6.2.	Estado de resultados	16	
7.	OTROS ANÁLISIS		
7.1.	Posibles Estructuras De Financiación	17	
7.2.	Estudio de Impacto Ambiental	17	
8.	EVALUACIÓN	18	
9.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	18	
10.	RIESGOS DEL NEGOCIO	19	

CUADROS

Cuadro No. 1	“Proyección de ventas”	21
Cuadro No. 2	“Presupuesto de ingresos”	23
Cuadro No. 3	“Inversión en activos fijos”	14
Cuadro No. 4	“Análisis de costos”	25
Cuadro No. 5	“Flujo de caja”	27
Cuadro No. 6	“Estado de resultados”	29
Cuadro No. 7	“Flujo de caja neto”	30

ANEXOS

Anexo 1.	Catálogo de generadores del MEM	32
Anexo 2.	Lista de extractoras existentes en el Ecuador	33
Anexo 3.	Atlas eléctrico del área de Santo Domingo	34

APENDICES

Apéndice 1.	Cálculo de la Tasa de Descuento.	CONELEC-CONAM
-------------	----------------------------------	---------------

Resumen Ejecutivo

La nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico, tiende a promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, y a fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos **no convencionales**. **Biotérmica S.A.** se establecerá en Santo Domingo de los Colorados, Ecuador, con el propósito de generar energía eléctrica para el Mercado Eléctrico Mayorista, a partir de biomasa existente en la agroindustria del país. La capacidad del proyecto es de 5.5 MW, produciendo 40,392 MWh por año.

El grupo empresarial promotor está integrado por profesionales de amplia trayectoria en el sector eléctrico del país. La estructura orgánico funcional contará con una Junta General de Accionistas conformada por los propietarios, a saber:

- El socio estratégico extranjero, quien será el proveedor llave en mano del equipo de generación de biomasa.
- El socio estratégico proveedor de la materia prima.
- Otros accionistas locales.

El proyecto en sí presenta aspectos relevantes que lo hacen atractivo, como:

- Diversificación en las fuentes de generación del sistema;
- Sustitución de generación convencional que actualmente usa combustibles fósiles derivados de petróleo;
- Características técnico económicas que configuran el proyecto de producción muy competitivo en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- Adicionalmente a la ventaja de liberar petróleo para exportación, la sustitución de la generación mencionada anteriormente implica la captación de emisiones de carbono asociada a la generación sustituida, con la consiguiente contribución a la lucha mundial contra el efecto invernadero.

Biotérmica S.A. requiere una inversión total de USD 4'800,000. Se prevé calificar al proyecto como merecedor de créditos no reembolsables, provenientes de instituciones internacionales que financian proyectos ecológicos. La contraparte local de estos créditos, en caso de ser necesario, se la hará con aporte de accionistas locales.

La rentabilidad del proyecto de generación eléctrica en un período de 10 años, es del 15%,. Los flujos generados por el proyecto permiten recuperar la inversión en **4,3 años**, y de dar réditos sobre la tasa de descuento, a partir del año **9**.

Para el período de estudio, la Liquidación del Negocio vale 2'440,000 USD, y el Valor Presente Neto vale 22,000 USD.

1. GENERALIDADES

1.1. Prefacio

Las cambiantes condiciones del entorno económico a nivel mundial y del país obligan a las empresas del sector eléctrico a optimizar el uso de los recursos renovables dentro del negocio de la generación.

El Ecuador tiene una superficie de 256 370 km². La población en el año 2000, fue de 12 411 232 habitantes; la inflación en ese año fue de 60,7 %, medida con base al índice de precios al consumidor urbano; y, la tasa de incremento del producto interno bruto con relación al año 1999 decreció en un 7,3 %.

El sector eléctrico ecuatoriano continúa dentro del proceso de modernización. Proceso que deberá estar concluido en el presente año. La nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico delega al sector privado, las actividades de generación y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las actividades de importación y exportación de esta energía. Promueve especialmente la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo.

Esto significa que las actuales empresas de generación en manos del Estado, al privatizarse, deberán competir entre sí y con las nuevas empresas como la nuestra, competencia que obliga a buscar la mejor eficiencia en los sistemas de generación.

1.2. La Tasa De Descuento

Por la trascendencia que este parámetro tiene en el análisis económico financiero del proyecto, se utilizan valores resultantes de aplicar la metodología desarrollada para la valoración de las empresas estatales del sector, dentro de los trabajos llevados por el CONAM y el CONELEC. El documento que contiene tal metodología se incorpora a este documento como Apéndice 1.

Aplicada esta metodología, con coeficiente **Beta .7** correspondiente a riesgo del negocio de generación termoeléctrica en los EE.UU., se ha determinado como **TASA DE DESCUENTO** a aplicarse en el PLAN, la de **14.8 %**.

1.3. Normatividad -LRSE

El sector eléctrico, y en particular la industria de la generación eléctrica se desarrolla dentro del marco legal establecido por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico -LRSE, en ella se establecen algunos principios básicos que a continuación se refieren y que marcarán la participación en el negocio de las unidades propuestas en este Plan de Negocio.

1.3.1 Objetivo:

Establecer la posibilidad legal para establecer una central de generación que utilice biomasa como combustible. Se analiza desde el punto de vista de la Ley General que rige su participación en el mercado y de aquella reglamentación especial que entre otra información establece un precio para la energía y una prioridad de despacho, o de colocación en el mercado.

Nótese que el análisis legal plantea algunas condiciones que hacen el negocio muy atractivo y con bajísimo riesgo de competencia, incluso con otros medios de generación más eficientes, pero que utilizan tecnologías convencionales.

1.3.2 Ley de Régimen del Sector Eléctrico

1.3.2.1 Estructura del sector eléctrico

Únicamente con fines informativos y para ver la ubicación en el sector de nuestra empresa a continuación se presenta la estructura del sector:

- El Consejo Nacional de Electricidad;
- El Centro Nacional de Control de la Energía;
- Las Empresas Eléctricas Concesionarias De Generación;
- La Empresa Eléctrica Concesionaria de Transmisión; y,
- Las Empresas Eléctricas Concesionarias De Distribución Y Comercialización.

Es al CONELEC a quien le corresponde por tanto otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía.

Al CENACE le corresponde ordenar el despacho de los equipos de generación para atender la demanda al mínimo costo marginal horario de corto plazo de todo el parque de generación

Para el resto de actores, siendo obvias las actividades que cumplen en el MEM no se considera necesario expresarlas.

1.3.2.2 Principios básicos

Entre los principios básicos consagrados en la legislación se encuentran la obligación del estado de:

- Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

1.3.2.3 Los nuevos proyectos de generación y la condición de excepción

En la ley se establece una condición excepcional a este tipo de proyectos fundamentados en el principio de que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales. Incluso existe la posibilidad de asignación prioritaria de fondos del FERUM a proyectos de electrificación rural a base de recursos energéticos no convencionales tales como energía solar, eólica, geotérmica, biomasa y otras de similares características.

Adicionalmente el Consejo Nacional de Electrificación ha dictado las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad.

Este principio se consagra cuando se establece que la construcción y operación de los nuevos proyectos de generación, contemplados en el Plan Maestro de Electrificación aprobados por el CONELEC, serán concesionados por el mismo, a través de procesos públicos, en los que podrán participar inversionistas nacionales y/o extranjeros, sea actuando de manera individual o asociados, excepto la construcción y operación de centrales de generación de 50 MW o menos, sea que se destinen a la autogeneración o al servicio público, requerirán solamente de un permiso concedido por el CONELEC, sin necesidad de promoción alguna, por cuanto el permiso no implica el egreso de fondos públicos.

Las personas interesadas en la construcción y operación de este tipo de centrales solicitarán al CONELEC el permiso correspondiente, el que no podrá ser negado sino en los siguientes casos:

- Incumplimiento de las leyes sobre protección del medio ambiente; y,
- Incompatibilidad con las condiciones técnicas señaladas por el CONELEC para el desarrollo de los recursos energéticos del sector eléctrico.

1.3.2.4 Riesgos comerciales previstos en la LRSE

Los generadores explotan sus empresas por su propia cuenta asumiendo los riesgos comerciales inherentes a tal explotación, bajo los principios de transparencia, libre competencia y eficiencia. Sus operaciones se sujetarán a los respectivos contratos de concesión o a los permisos otorgados por el CONELEC, así como a las disposiciones legales y reglamentarias aplicables.

Para asegurar la transparencia y competitividad de las transacciones, los generadores no podrán asociarse entre sí para la negociación de contratos de suministro eléctrico o su cumplimiento. Tampoco podrán celebrar entre sí acuerdos o integrar asociaciones que directa o indirectamente restrinjan la competencia, fijen precios o políticas comunes.

1.3.2.5 Exigencias medio ambientales

En todos los casos los generadores observarán las disposiciones legales relativas a la protección del medio ambiente, esto es: previo a la ejecución de la obra, los proyectos de generación, de energía eléctrica deberán cumplir las normas existentes en el país de preservación del medio ambiente. Para ello deberá contarse con un estudio independiente de evaluación del impacto ambiental, con el objeto de determinar los efectos ambientales, en sus etapas de construcción, operación y retiro; dichos estudios deberán incluir el diseño de los planes de mitigación y/o recuperación de las áreas afectadas y el análisis de costos correspondientes.

1.3.2.6 Mercados y tarifas

La condición de una generación no convencional, le permite al proyecto participar de una manera ventajosa en el mercado ya que no debe acogerse a las normas del Mercado Eléctrico Mayorista, superando aquel principio antes anotado de competencia, para explicar esta ventaja otorgada por el entorno legal más adelante se analiza en detalle lo que establece la regulación 008/00 PRECIOS DE LA ENERGIA PRODUCIDA CON RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

1.3.2.7 Participación en el Mercado precios y condiciones de despacho

Esta condición de excepción de los proyectos que utilizan fuentes renovables no convencionales, a saber: energía eólica, energía solar fotovoltaica, energía proveniente de biomasa - biogás y energía geotérmica; tiene un tratamiento especial en cuanto al precio que se le reconoce en el mercado y la forma en que serán despachados este tipo de generadores.

1.3.3 Precio

La Regulación establece el precio de la energía para centrales de generación con una potencia instalada de hasta 15 MW. Este límite podrá ser reajustado en el futuro, en función del incremento de la potencia instalada del parque generador del MEM.

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son los siguientes:

CENTRALES	PRECIO (cUSD/kWh)
EOLICAS	10.05
FOTOVOLTAICAS	13.65
BIOMASA – BIOGAS	10.23
GEOTERMICAS	8.12

Con el propósito de estabilizar los ingresos por venta de energía, estos precios estarán vigentes por un período de 10 años, a partir de la presente fecha, para las centrales que entren en operación hasta el año 2004.

Para las centrales que se instalen a partir del año 2005, el CONELEC realizará una revisión de los precios de la energía, establecidos en esta Regulación, los que serán aplicables únicamente para las centrales que se construyan a partir de ese año y por un período que el CONELEC lo definirá en esa fecha.

Los precios fijados en esta Regulación son, también, aplicables para el caso de Sistemas no incorporados al S.N.I.

A los precios fijados para la energía medida en el punto de entrega, establecidos en el numeral anterior, se sumará un pago adicional por transporte, únicamente en el caso de requerirse la construcción de una línea de transmisión, para evacuar la energía de la central hasta el punto de conexión con el Sistema. Este pago adicional se lo efectuará si el sistema requerido para la conexión al punto de entrega es construido en su totalidad por el propietario de la central de generación.

El pago adicional por Transporte es de 0.06 cUSD/kWh /km, con un límite máximo de 1.5 cUSD/kWh.

1.3.4 Despacho Preferente.

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al Sistema, hasta el 2% de la totalidad de la energía disponible en el mercado (límite de capacidad instalada establecido en el Art. 21 del Reglamento para el Funcionamiento del MEM). Si dicho límite se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas serán despachadas en orden de mérito económico, con su precio asociado, junto con las centrales convencionales del MEM, y las que estuvieron previamente instaladas, continuarán siendo despachadas de manera obligatoria y preferente.

El despacho preferente y obligatorio se efectuará por central, y los precios de la energía no serán tomados en cuenta para la determinación del costo marginal horario en el MEM.

El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en dicha Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de facturación que se aplica a generadores convencionales.

La factura emitida por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá incluir el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a la energía mensual comprada por aquellos en el MEM.

La energía producida por este tipo de generadores y entregada a un sistema no incorporado, se considerará, para efectos de liquidación, como entregada al MEM y su costo se distribuirá entre todos los agentes, con el procedimiento establecido en el numeral anterior.

Para efectos de las liquidaciones, el CENACE determinará, en conjunto con los generadores no convencionales y distribuidores que no se encuentren incorporados al SNI, el procedimiento necesario para efectuar la liquidación de la energía que entregan y reciben.

2. Análisis de Mercado

2.1. Clientes y tamaño del mercado

El **cliente** principal, será el Mercado Eléctrico Mayorista –MEM-, creado con la nueva Ley de Régimen del Sector Eléctrico, constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado. El Directorio del CONELEC resolvió iniciar el funcionamiento de este Mercado, en forma parcial, a partir de abril de 1999, con la administración técnica y económica del CENACE de las transacciones de potencia y energía eléctricas entre los Agentes del MEM. Este funcionamiento sigue vigente y se está consolidando con las regulaciones complementarias.

El MEM abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebren entre generadores; entre generadores y distribuidores; y, entre generadores y grandes consumidores. Igualmente en este mercado se realizarán las transacciones de exportación o importación de energía y potencia.

Las transacciones en el MEM deben ajustarse a los reglamentos y procedimientos vigentes para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista y para el despacho y operación del Sistema Nacional Interconectado.

En condiciones de operación normal, dada la estructura de la oferta de generación, y por las bases de la normatividad vigente (sistema de costos) la oferta de energía depende fundamentalmente de la hidrología presente en las cuencas explotadas en el país, y del equipamiento y combustible disponibles para generación termoeléctrica.

Sin embargo de que nuestras transacciones se realizarán dentro del MEM, en el mercado ocasional, esto no implica que a futuro, dentro de los planes de comercialización de la compañía se incluyan contratos a plazo, conocidos como PPA's (Power Purchase Agreements), con grandes consumidores, dentro de la normatividad vigente.

En cuanto al **tamaño del mercado**, la demanda mensual de potencia y energía del sistema a nivel de subestación principal utilizada en este informe, corresponde a la proyección efectuada por el CONELEC utilizando los modelos de previsión de demandas disponibles.

Respecto a los índices de crecimiento de la demanda del sector eléctrico se observa que éstos se han visto afectados ostensiblemente debido a la crisis económica presentada durante los tres últimos años.

Para el período de análisis, de acuerdo a los resultados de la proyección de demandas, se espera cierta recuperación, de tal manera que en promedio se alcanzarían las siguientes tasas de crecimiento: 4.8% anual en potencia 5.29%, en energía.

El proyecto cubrirá apenas el 0.4% de la energía disponible en el mercado.

2.2 Competencia

Los competidores del proyecto constituyen los actuales agentes generadores del MEM, que se encuentran listados en el Cuadro del Anexo 1, Catálogo de Unidades Generadoras, dado por el CENACE. Además se prevé a futuro, el ingreso de los siguientes nuevos proyectos al Sistema Nacional, en función de los compromisos y autorizaciones extendidas por el CONELEC:

EDC (combustible gas natural)	Enero 2002
Termoriente (Combustible residuo)	Enero 2003
San Francisco (hidráulica)	Mayo 2005
Mazar (hidráulica)	Octubre 2006
Abitagua (hidráulica)	Octubre 2008
ITT (combustible residuo)	Enero 2009

Se incorpora al estudio, el evidente retraso que vienen sufriendo los Proyectos Termoriente, San Francisco, Mazar, por razones que aún no logran despejarse.

Sin embargo de lo anotado, y por las características de proyecto de energía no convencional, se espera que la competencia sea mínima, aprovechando el período que da la normatividad para el establecimiento de este tipo de proyectos.

2.3. Plan de ventas

El Cuadro No. 1 presenta el plan de ventas de energía activa en forma mensual para el primer año, y en forma anual para los siguientes nueve años. Consiste en 5.5 MW, de potencia efectiva del proyecto, con factor de planta 0.85.

Se han escogido 10 años como el período de análisis del proyecto, en razón de considerarse suficiente tiempo para evaluación del proyecto, y por disponer de información de proyecciones para este período.

Cabe indicar que el período de vida útil, y por tanto de depreciación de los equipos turbovapor, es de 20 años.

2.4. Estrategia del precio

El precio techo del kWh, está impuesto por la normatividad existente. El precio piso lo da la rentabilidad del proyecto, calculado en forma iterativa para VPN=0.

Es así que se han obtenido los siguientes valores:

PRECIO PISO:	10.19 cUSD/kWh
PRECIO TECHO:	10.23 cUSD/kWh

2.5. Esquemas De Comercialización

La capacidad establecida, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes, permiten la identificación de la central objeto del proyecto, como Agente Generador del Mercado Eléctrico Ecuatoriano.

La condición de energía alternativa por usar biomasa, hace a la planta de despacho obligatorio. Sin embargo, las condiciones de competitividad que le confiere la naturaleza del proyecto, permite visualizar la factibilidad de colocar la energía en el mercado a término.

3. Análisis Técnico

3.1. Descripción del proyecto

El proyecto consiste en la generación de energía eléctrica, mediante turbinas a vapor obtenido a partir de combustible biomasa disponible en la agroindustria del país.

3.2. Especificaciones Técnicas

TIPO:	Dos turbinas de vapor.
POTENCIA:	5.5 MW EFECTIVOS.
FACTOR DE PLANTA:	85%, 40,392 MWh/año
MATERIA PRIMA:	44.000 T/AÑO de desechos de palma.
CALDEROS	Tipo lecho fluidizado de última tecnología, con equipo de control de emisiones también de tecnología de punta.
TENSION DE ACOPLAMIENTO:	13.8 kV

3.3. Localización de la Central

Se prevé la ubicación del Proyecto en el área de Santo Domingo de los Colorados, buscando optimizar los siguientes aspectos:

- Optimización del transporte del combustible desde las zonas agrícolas aledañas,
- Factibilidad técnica y legal de disponer de instalaciones para la evacuación de energía,
- Acceso carrozable a las instalaciones,
- Condiciones relevantes del sitio escogido:
La altura del sitio es de 550 msnm.
Temperatura promedio de 24°C.
Humedad relativa promedio de 80%.
- Disponibilidad de agua con características apropiadas para su tratamiento previo a la generación de vapor.

El sitio escogido para la central se ubica a 500 m de las orillas del río Toachi. Para la producción de vapor se utilizará agua del Río Toachi previamente tratada.

3.4. Equipamiento

En principio se han identificado como factibles de adquisición e implantación inmediatas, sistemas compuestos de turbinas a vapor con sus respectivos condensadores y generadores, de potencia total efectiva de planta de 5.5 MW, con pocas horas de operación.

Se completará el equipamiento con la dotación de un caldero de lecho fluidizado, de alta eficiencia en la combustión de biomasa, y elevado control de emisiones de gases de escape.

Incluye también la construcción de un patio de transformación y maniobras para evacuar a 69 kV la generación proveniente de las turbinas. En el Anexo No. 3 se muestra el Atlas Eléctrico de la zona de Santo Domingo, lugar donde se interconectará el proyecto al Sistema Nacional.

3.5. Tiempos Y Cronogramas De Ejecución Del Proyecto

Se prevé la firma del financiamiento para septiembre del 2001, el inicio de las obras para enero del 2002, las operaciones de prueba para enero del 2003, y la operación comercial para marzo del 2003.

4. Aspectos Societarios

Se constituirá una nueva empresa de responsabilidad ilimitada, cuya razón social es Biotérmica S.A. Los socios capitalistas no tendrán vinculación laboral con la empresa.

5. Análisis Económico

5.1. Inversión en activos fijos

CUADRO No.3
PRESUPUESTO DE INVERSION EN ACTIVOS FIJOS
Miles de USD

DESCRIPCION	VALORES PARCIALES	VALOR TOTAL
TERRENO	40	120
EDIFICIO	80	
EQUIPAMIENTO		4,550
EQUIPOS TURBOVAPOR	3,500	
CALDERO LECHO FLUIDIZADO	250	
OTROS EQUIPOS	300	
OBRAS CIVILES, MECANICAS Y ELECTRICAS	300	
INGENIERIA Y DESARROLLO	200	
TRANSMISION		
TRANSFORMADOR 6 MVA 13,8-69 kV	80	
2 POSICIONES	50	
1 km LINEA A 69 kV	40	
EQUIPOS SUBESTACION Y LINEA		130
INVERSIONES DEPRECIABLES		4,680
TOTAL INVERSION EN ACTIVOS FIJOS		4,800

No se consideran rubros importantes en el segmento Capital de Trabajo, en comparación con la inversión en activos fijos.

5.2. Presupuesto de Ingresos

El Cuadro No. 2, recoge la información detallada de las ventas por producto. Igualmente indica los efectos tributarios (IVA e impuesto a la renta) y determina los procesos de recuperación de cartera, ingresos efectivos y cuentas por cobrar en cada uno de los períodos considerados.

5.3. Depreciación

Los equipos turbovapor, se deprecian a 20 años por línea recta. No se consideran activos amortizables en el proyecto.

BIBLIOTECA ESPAE
ESPOL

5.4. Presupuesto de Gastos de Operación

Los gastos de operación, están compuestos por compra de biomasa, su transporte, compra de lubricantes, insumos químicos, y seguros.

El Cuadro No. 4, presenta estos datos, incluyendo los incrementos por inflación.

5.4.1. Materia Prima

Se prevé la utilización como combustible los desechos de la producción de la agroindustria de las zonas de Santo Domingo, Quevedo, y Quinindé, fundamentalmente los de palma africana cuya naturaleza oleaginosa le confiere un elevado poder calórico que lo hace apto para combustible en la producción de vapor. Se ha enfocado el estudio de entre las materias orgánicas disponibles en el país, a los desechos de la extracción de aceite rojo y aceite de palmiste de la palma africana, por encontrarse un gran volumen disponible en la agroindustria del país. Esto no deja de lado el aprovechamiento de otras materias como son la cáscara de arroz, trigo, cebada, bagazo de la caña de azúcar, y los desechos orgánicos en general que se pueden obtener de la recolección de basura de centros poblados

Investigaciones de campo, arrojan los siguientes resultados:

Existen 2500 productores y 41 extractoras de aceite. En el Anexo No. 2, se presenta el listado de las extractoras existentes en el Ecuador.

En el año 1999, se registraron 140,000 hectáreas cultivadas, con tendencia creciente del 5%. Pichincha representa el 30% de la producción, le siguen Esmeraldas con 24%, Los Ríos con 20%, Napo 12 % y Sucumbios 9%.

Es el rubro más importante dentro del proyecto, pues su correcta apreciación permite dimensionar adecuadamente el proyecto.

5.5. Análisis de costos

El cuadro No. 4 Presenta la separación, año por año, de los costos fijos y los variables y muestra demás, el costo total anual.

Para la estimación de los costos de la biomasa, se ha relacionado su precio por el poder calórico, con los de combustibles convencionales usados en generación térmica, partiendo de precios para el sector eléctrico ecuatoriano de febrero del 2001:

Bunker	22.55	USD/BBL
Diesel	39.1	USD/BBL
Gas Natural	20.3	USD/BBL

Se incrementan por un coeficiente de 0.4% acumulativo anual, según escenario de referencia de los EEUU (DOE).

Con estos resultados se ha calculado el punto de equilibrio contable en términos de MWh a venderse en cada año. Se observa que **desde el segundo año** se esta por encima del punto de equilibrio contable, **es decir que hay utilidades desde este momento**. Sin embargo en el año nueve, el precio de venta ya no alcanza a cubrir los costos, por lo que desde este año, el proyecto deja de tener rentabilidad.

6. Análisis Financiero

6.1. Flujo de caja

El cuadro No. 5, presenta el Flujo de Caja del proyecto. Con el nivel de ventas proyectado, el negocio no presenta dificultades de Tesorería, y se ha incluido una distribución de excedente a los socios del 54% de las utilidades netas, luego de las reservas legales.

Como puede apreciarse, con la nueva inversión prevista de USD 4'800.000, el proyecto se mantiene en buena situación de liquidez.

6.2. Estado de resultados

El cuadro No. 6, presenta el estado de resultados, durante los diez años en que se han hecho proyecciones. Como se ve, desde el primero hasta el octavo año genera utilidades.

7. Otros análisis

La compañía no tiene dificultades en aspectos legales, sociales o de valores personales. Todos los procesos de contratación y operación se implementarán según la normatividad legal. Se ha previsto en las proyecciones financieras el cumplimiento riguroso de todas las obligaciones tributarias y obligaciones laborales.

La nueva empresa se registrará ate la Superintendencia de Compañías y cumplirá rigurosamente todas las obligaciones derivadas de ello.

La compañía cumplirá con el trámite ante el CONELEC, a fin de obtener su permiso para la generación.

7.1 Posibles Estructuras De Financiación

- Busca de socio estratégico en la Asociación de Cultivadores de palma Africana ANCUPA, que mantienen un Departamento para Desarrollo de nuevos Proyectos.
- A través de la CAF, que mantiene el Programa Latinoamericano del Carbono, que financia el desarrollo de proyectos de reducción de emisiones o fijaciones de carbono verificables. Los índices estimados para el proyecto en relación con la captación de carbono, confieren al proyecto capacidad de captación de financiamiento en el marco de las acciones mundiales tendientes al control del efecto invernadero.
- Inversionistas privados, nacionales o extranjeros

7.2. Estudio de Impacto Ambiental

El Estado Ecuatoriano, reconoce a las personas el derecho a vivir en un ambiente libre de contaminación, ecológicamente equilibrado, garantizando así un desarrollo sustentable.

En tal virtud, es de fundamental importancia en el desarrollo de todas las actividades relativas a la generación, transmisión; y, distribución y comercialización de energía eléctrica, la conservación de la naturaleza y la protección del medio ambiente, en estricto apego a la legislación ecuatoriana vigente.

Por lo tanto, es obligación de los organismos e instituciones interesadas en desarrollar actividades en el sector, realizar para cada proyecto, un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) conteniendo su respectivo Plan de Manejo Ambiental (PMA).

En los estudios, se deberán cuantificar las distintas emisiones hacia el aire y su consecuente dispersión hacia el agua, el suelo y el subsuelo del área circundante, en función de las normas pertinentes.

En vista que el proyecto de generación de energía eléctrica es mayor de 1 MW, se deberá presentar el EIA, e incluir la evaluación de las posibles afectaciones respecto del terreno, el medio biótico, la atmósfera y las edificaciones, dentro de la franja de seguridad, de conformidad con las normas aplicables.

LA CAPTACION DE EMISIONES

En relación con la captación de emisiones de gases de efecto invernadero (Carbono) , el análisis global del Proyecto arroja las siguientes estimaciones:

Energía a generar	41	GWH / año
Emisión de carbono captada	9,117	Tc / año
Emisión de carbono captada durante la		

Vida útil del Proyecto (20 años):

273,513 Tc

INVERSION ESPECIFICA

17.55 USD / Tc captada

Además se fomenta el cultivo de la Palma Africana, la misma que puede secuestrar hasta 15 Ton de CO₂ de la atmósfera, por hectárea sembrada, contribuyendo así a disminuir el efecto invernadero.

8. EVALUACIÓN

El cuadro No. 7 presenta el **FLUJO DE CAJA TOTALMENTE NETO** del proyecto.

En el análisis se considera una TASA DE DESCUENTO del 14.8 % obtenida según se indicó en el numeral 1.2., y un Precio de venta de 10,23 cUSD/kWh

La TASA INTERNA DE RETORNO TIR resultante, es del 14.93 %;

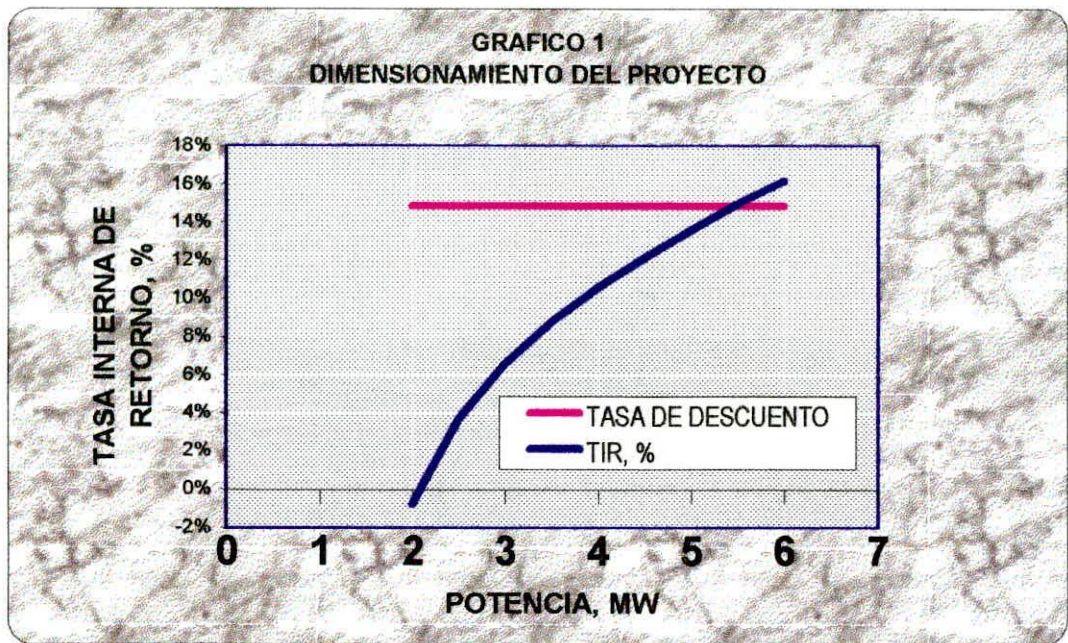
Los flujos generados por el proyecto permiten recuperar la inversión de los USD 4'800,000 en **4,3 años**, y de dar réditos SOBRE LA TASA DE DESCUENTO, a partir del año **9**.

Para el período de estudio, la Liquidación del Negocio vale 2'440,000 USD, y el VALOR PRESENTE NETO vale 22,000 USD.

En consecuencia, **EL PROYECTO ES ECONÓMICAMENTE FACTIBLE.**

9. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En el Gráfico 1, se presenta el análisis de sensibilidad de la TIR frente al dimensionamiento del proyecto, en MW, para el precio de venta de la energía para este tipo de proyectos fijado por el Estado a través del CONELEC. Se puede observar que bajo la potencia de 5.5 MW, se obtienen tasas internas de retorno inferiores a la tasa de descuento establecida en 14.8 %. Para potencias mayores, la inversión es menor por MW y arroja valores para la TIR, más altos. Pero por otro lado, existe la restricción de la disponibilidad de biomasa para la operación de proyectos de mayor potencia a igual factor de planta. Esto significa que la potencia de 5.5 MW corresponde a la dimensión del proyecto que hace rentable y posible su operación.



10. RIESGOS DEL NEGOCIO

Se ha identificado como riesgo del proyecto, el abastecimiento continuo de combustible biomasa, el cual se minimizará mediante convenios con las procesadoras agroindustriales del país.

Otro riesgo, quizás el más grande de este negocio, es la actual crisis del sector eléctrico motivada por una política tarifaria inadecuada, que incide directamente en la capacidad de pago del Mercado Eléctrico Mayorista. Se espera que el proceso de modernización del Sector Eléctrico cambie en el corto plazo esta situación, mediante la privatización principalmente de las Empresas Eléctricas de Distribución, que son los agentes del MEM, que mantienen altas cuentas por pagar en el mercado. Cuando estas empresas estén en capacidad de cubrir sus compromisos con el Mercado, el sector de la producción eléctrica se volverá atractivo para la inversión privada.

En el futuro, el riesgo de mercado está asociado con la entrada de nuevos competidores extranjeros al mercado nacional, pero aquí la estructura óptima de costos obtenida de la operación altamente eficiente de la planta, es una gran ventaja.



**“Generadora eléctrica
a partir de biomasa”**

CUADROS

bio TERMICA S.A.

CUADRO No. 1 Hoja 1 de 2

PROYECCION DE VENTAS (Miles de USD)

HIDROLOGIA MEDIA

	INGRESOS	1er. TRIMESTRE					2do. TRIMESTRE					3er. TRIMESTRE					4to. TRIMESTRE				
		1Mes	2Mes	3Mes	4Mes	5Mes	6Mes	7Mes	8Mes	9Mes	10Mes	11Mes	12Mes								
POTENCIA ACTIVA REMUNERABLE	MW																				
POTENCIA REACTIVA	MVAR																				
TOTAL ENERGIA ACTIVA	MWh	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366	3366				
TOTAL ENERGIA REACTIVA	MVARh																				
PRECIO DE PPPO	\$kWh-mes	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52	4.52				
PRECIO POTENCIA REACTIVA	\$kVAR-mes																				
PRECIO DE VENTA ENERGIA	USD/MWh	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3	102.3				
PRECIO DE VENTA ENERGIA REACTIVA	USD/MVARh																				
VENTA DE POTENCIA	Miles USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
VENTA DE ENERGIA	Miles USD	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344				
VALOR DE VENTAS TOTAL	Miles USD	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344				
DESCUENTOS	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
VALOR NETO DE VENTAS	Miles USD	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344	344				
POLITICA DE CARTERA	DIAS	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30				
% VENTAS DE CONTADO	%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%				
VALOR VENTAS DE CONTADO	Miles USD	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138				
% VENTA A PLAZOS	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%				
VALOR VENTAS A PLAZOS	Miles USD	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207				

bio TERMICA S.A.

PROYECCION DE VENTAS (Miles de USD)

HIDROLOGIA MEDIA

INGRESOS		AÑO 1	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
POTENCIA ACTIVA REMUNERABLE	MW										
POTENCIA REACTIVA	MVAR										
TOTAL ENERGIA ACTIVA	MWh	40.392	40.392	40.392	40.392	40.392	40.392	40.392	40.392	40.392	40.392
TOTAL ENERGIA REACTIVA	MVARh										
PRECIO DE PRPD	\$/kWh-mes	54,2	67,9	67,9	67,9	67,9	67,9	67,9	67,9	67,9	67,9
PRECIO POTENCIA REACTIVA	\$/KVAR-mes										
PRECIO DE VENTA ENERGIA	USD/MWh	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3	102,3
PRECIO DE VENTA ENERGIA REACTIVA	USD/MVARh										
VENTA DE POTENCIA	Miles USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
VENTA DE ENERGIA	Miles USD	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132
VALOR DE VENTAS TOTAL	Miles USD	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132
DESCUENTOS	%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VALOR NETO DE VENTAS	Miles USD	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132
POLITICA DE CARTERA	DIAS	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
% VENTAS DE CONTADO	%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
VALOR VENTAS DE CONTADO	Miles USD	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653
%VENTA A PLAZOS	%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
VALOR VENTAS A PLAZOS	Miles USD	2.479	2.479	2.479	2.479	2.479	2.479	2.479	2.479	2.479	2.479

PRESUPUESTO DE INGRESOS (Miles USD)

PRODUCTO	1er. TRIMESTRE				2do. TRIMESTRE				3er. TRIMESTRE				4to. TRIMESTRE			
	1Mes	2Mes	3Mes		4mes	5mes	6Mes		7mes	8Mes	9Mes	10Mes	11Mes	12Mes		
1.- POTENCIA ACTIVA REMUNERABLE																
CANTIDAD A VENDER	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0		
PRECIO DE VENTA UNITARIO	5	5	5		5	5	5		5	5	5	5	5	5		
VENTA TOTAL	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0		
2.- POTENCIA REACTIVA REMUNERABLE																
CANTIDAD A VENDER	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0		
PRECIO DE VENTA UNITARIO	0,000	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000		
VENTA TOTAL	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0		
3-ENERGIA ACTIVA																
CANTIDAD A VENDER	3	3	3		3	3	3		3	3	3	3	3	3		
PRECIO DE VENTA UNITARIO	102	102	102		102	102	102		102	102	102	102	102	102		
VENTA TOTAL	344	344	344		344	344	344		344	344	344	344	344	344		
4-ENERGIA REACTIVA																
CANTIDAD A VENDER																
PRECIO DE VENTA UNITARIO																
VENTA TOTAL																
	12%															
	↓															
VENTAS BRUTAS	344	344	344		344	344	344		344	344	344	344	344	344		
IVA	41	41	41		41	41	41		41	41	41	41	41	41		
RETEFUENTE 1%	3	3	3		3	3	3		3	3	3	3	3	3		
VENTAS NETAS	382	382	382		382	382	382		382	382	382	382	382	382		
VENTAS AL CONTADO 0%	244	244	244		244	244	244		244	244	244	244	244	244		
VENTAS A PLAZOS 100%	138	138	138		138	138	138		138	138	138	138	138	138		
RECUPERACION DE CARTERA	0	138	138		138	138	138		138	138	138	138	138	138		
INGRESOS EFECTIVOS	244	382	382		382	382	382		382	382	382	382	382	382		
CUENTAS POR COBRAR	138	138	138		138	138	138		138	138	138	138	138	138		

[illegible]

	1Mes	2Mes	3Mes	4Mes	5Mes	6Mes	7Mes	8Mes	9Mes	10Mes	11Mes	12Mes
COSTOS FIJOS												
MANO DE OBRA	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
VIARIOS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
COSTOS LEGALES DE CONSTITUCION	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
SEGUROS BIENES	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
GENEAL Y CONELEC	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
DEPRECIACION EQUIPOS	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
TOTAL COSTOS FIJOS	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42	42
COSTOS VARIABLES												
GENERACION BRUTA (GB)												
A: COSTO POR COMBUSTIBLE CC												
PRECIO CASCARA	USD/Kg	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
PRECIO FIBRA	USD/Kg	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06
PRECIO TALLO	USD/Kg	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
RENDIMIENTO CASCARA	MMWh/Kg	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
RENDIMIENTO FIBRA	MMWh/Kg	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
RENDIMIENTO TALLO	MMWh/Kg	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
PERCENTAJE CASCARA	%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
PERCENTAJE FIBRA	%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%
PERCENTAJE TALLO	%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Costo por combustible	Miles/USD	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174	174
B: COSTO TRANSP COMBUST. CTC												
PRECIO TRANSPORTE	USD/Kg	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015	0.015
Costo por transporte combustible	Miles/USD	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48
C: COSTO LUBRICANTES, QUIMICOS Y OTROS CLYO												
Precio aceites lubricantes	USD/Gal	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27	4.27
Consumo aceites lubricante	Gal/H	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Generacion por hora por turbina	MMWh	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000
Precio agua desmineralizada mas quimico	USD/Gal	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Consumo agua desmineralizada mas quimico	Gal/H	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Costo por lubricantes, quimicos y otros	Miles/USD	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
D: COSTO ENERGIA SS.AA. CEE												
% consumo de sueldos	%	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Costo de energia electrica para SS.AA.	Miles/USD	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
E: COSTOS DE MANTENIMIENTO												
RPTM-Valor de los repuestos para un ciclo	USD/ciclo	157,143	157,143	157,143	157,143	157,143	157,143	157,143	157,143	157,143	157,143	157,143
OMM-Valor de otros insumos por ciclo	USD/ciclo	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000
MOAM-mano de obra adicional	USD/CICLO	139,286	139,286	139,286	139,286	139,286	139,286	139,286	139,286	139,286	139,286	139,286
CMM- Costos por mantenimiento	Miles/USD	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
COSTO VARIABLE DE PRODUCCION = A+B+C+D+E	Miles/USD	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227
COSTO TOTAL												
IVA	12%	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269	269
RETEFuENTE 1%		24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
COSTO TOTAL DE PRODUCCION		296	296	296	296	296	296	296	296	296	296	296
PAGO DE CONTADO 30%		156	156	156	156	156	156	156	156	156	156	156
PAGO A PLAZOS 50%		135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
PAGOS VENCIDOS		0	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
EGRESOS EFECTIVOS		156	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
CUENTAS POR PAGAR		135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
COSTO PROMEDIO ENERGIA	USD/MMWh	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080
COSTO VAR UNIT ENERGIA PROM	USD/MMWh	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068	0.068
PRECIO PROMEDIO UNITARIO	USD/MMWh											
MARGEN UNITARIO PROMEDIO	USD/MMWh											
PUNTO DE EQUILIBRIO	MMWh											
REQUERIMIENTOS CAPITAL DE TRABAJO												

	ANO 1	ANO 2	ANO 3	ANO 4	ANO 5	ANO 6	ANO 7	ANO 8	ANO 9	ANO 10
COSTOS FIJOS										
MANO DE OBRA	146	167	184	203	223	245	270	297	326	359
VIARIOS	6	7	8	8	9	10	11	12	13	15
COSTOS LEGALES DE CONSTITUCION	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEGUROS BIENES	73	77	81	85	89	94	98	103	109	114
CENACE Y CONELEC	29	31	32	34	36	37	39	41	43	45
DEPRECIACION EQUIPOS	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
TOTAL COSTOS FIJOS	504	522	545	570	597	626	659	693	732	773
COSTOS VARIABLES										
GENERACION BRUTA (GB)										
A: CORTO POR COMBUSTIBLE CC										
PRECIO CASCARA	USD/kg	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
PRECIO FIERA	USD/kg	0.06	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07
PRECIO TALLO	USD/kg	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
RENDIMIENTO CASCARA	kg/kWh	2	2	2	2	2	2	2	2	2
RENDIMIENTO FIERA	kg/kWh	1	1	1	1	1	1	1	1	1
RENDIMIENTO TALLO	kg/kWh	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PORCENTAJE CASCARA	%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%	35%
PORCENTAJE FIERA	%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%	31%
PORCENTAJE TALLO	%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%	34%
Costo por combustible	Miles/USD	2.084	2.062	2.100	2.109	2.117	2.126	2.134	2.151	2.160
B: COSTO TRANSP. COMBUST. CTC										
PRECIO TRANSPORTE	USD/kg	0.015	0.018	0.020	0.022	0.024	0.026	0.029	0.032	0.036
Costo por transporte combustible	Miles/USD	577	663	730	803	883	971	1.068	1.175	1.293
C: COSTO LUBRICANTES, QUIMICOS Y OTROS CLYO										
Precio aceites lubricantes	USD/Gal	4.27	4.91	5.41	5.95	6.54	7.20	7.91	8.71	9.58
Consumo aceite lubricante	Gal/kWh	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Generacion por hora por turbina	kWh	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000	17,000
Precio agua desmineralizada mas quimico	USD/Gal	0.04	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07	0.08	0.09	0.10
Consumo agua desmineralizada mas quimico	Gal/kWh	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Costo por lubricantes, quimicos y otros	Miles/USD	8	9	10	11	12	13	14	16	19
D: COSTO ENERGIA SS-AA, CEE										
% consumo de auxiliares	%	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
Costo de energia electrica para SS-AA	Miles/USD	22	23	23	24	25	26	27	28	30
E: COSTOS DE MANTENIMIENTO										
RPTM=Valor de las repuestas para un ciclo	USD/ciclo	157,143	165,000	173,250	181,913	191,008	200,559	210,586	221,116	232,172
CMI=Valor de otros insumos por ciclo	USD/ciclo	75,000	78,750	82,688	86,822	91,163	95,721	100,507	105,533	110,809
MOAM=mano de obra adicional	USD/ciclo	139,286	160,179	176,196	193,816	213,198	234,517	257,969	283,766	312,143
CM= Costos por mantenimiento	Miles/USD	37	40	43	46	49	53	56	60	65
COSTO VARIABLE DE PRODUCCION = A+B+C+D+E	Miles/USD	2.727	2.827	2.906	2.992	3.086	3.188	3.300	3.421	3.555
COSTO TOTAL										
IVA	12%	3.231	3.349	3.451	3.562	3.683	3.814	3.958	4.115	4.286
RETENENTE 1%		284	287	291	295	300	305	310	316	322
COSTO TOTAL DE PRODUCCION		3.547	3.670	3.777	3.893	4.019	4.157	4.308	4.472	4.651
PAGO DE CONTADO 98%		1.867	1.928	1.982	2.041	2.104	2.174	2.250	2.332	2.422
PAGO A PLAZOS 98%		1.616	1.675	1.725	1.781	1.841	1.907	1.979	2.057	2.143
PAGOS VENCIDOS		1.481	1.535	1.582	1.633	1.688	1.748	1.814	1.886	1.964
EGRESOS EFECTIVOS		3.348	3.463	3.564	3.673	3.792	3.922	4.064	4.218	4.387
CUENTAS POR PAGAR		135	140	144	148	153	159	165	171	179
COSTO PROMEDIO ENERGIA	USD/kWh	0.080	0.083	0.085	0.088	0.091	0.094	0.098	0.102	0.106
COSTO VAR UNIT ENERGIA PROM	USD/kWh	0.068	0.070	0.072	0.074	0.076	0.079	0.082	0.085	0.088
PRECIO PROMEDIO UNITARIO	USD/kWh	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102	0.102
MARGEN UNITARIO PROMEDIO	USD/kWh	0.035	0.032	0.030	0.028	0.026	0.023	0.021	0.018	0.014
PUNTO DE EQUILIBRIO	kWh	14,497	16,162	17,965	20,190	23,044	26,800	31,948	38,414	51,165
REQUERIMIENTOS CAPITAL DE TRABAJO		22	24	25	27	30	32	35	38	41
										44

ITEM	1er. TRIMESTRE			2do. TRIMESTRE			3er. TRIMESTRE			4to. TRIMESTRE			Mes 11	Mes 12
	Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10			
CAJA INICIAL	0	96	95	228	314	448	534	668	754	888	974	1.107	1.194	
Más : INGRESOS POR VENTAS DE CONTADO		244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	244	
Más : INGRESOS POR RECUPERACION DE CARTERA	0	0	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	138	
TOTAL DISPONIBLE	0	341	477	610	697	830	917	1.050	1.136	1.270	1.356	1.490	1.576	
Menos : INVERSIONES EN ACTIVOS FIJOS	4.800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Menos : EGRESOS POR COMPRA DE MATERIA PRIMA	0	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	227	
Menos : EGRESOS POR MANO DE OBRA	0	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	
Menos : EGRESOS POR GASTOS DE FABRICACION	0	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Varios	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Seguro	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	
Menos : EGRESOS POR PAGO DE IMPUESTOS	10	0	3	50	3	50	3	50	3	50	3	50	3	
Escritura de Constitución	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Iva	0	0	0	47	0	47	0	47	0	47	0	47	0	
Relafuente	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
Impuesto de Renta	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL EGRESOS	4.810	246	249	296	249	296	249	296	249	296	249	296	249	
NETO DISPONIBLE	-4.810	95	228	314	448	534	668	754	888	974	1.107	1.194	1.327	
Más : Aporte de Socios	4.906	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Distribucion de Excedentes														
CAJA FINAL	96	95	228	314	448	534	668	754	888	974	1.107	1.194	1.327	

bio TERMICA S.A.

CUADRO No. 5 Hoja 2 de 2
FLUJO DE CAJA (Miles de USD)

ITEM	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
CAJA INICIAL	96	1.354	2.274	2.691	3.094	3.474	3.829	4.157	4.455	4.722
Más : INGRESOS POR VENTAS DE CONTADO	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934	2.934
Más : INGRESOS POR RECUPERACION DE CARTERA	1.515	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653	1.653
TOTAL DISPONIBLE	4.545	5.941	6.860	7.278	7.680	8.060	8.415	8.743	9.042	9.308
Menos : INVERSIONES EN ACTIVOS FIJOS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Menos : EGRESOS POR COMPRA DE MATERIA PRIMA	2.727	2.827	2.906	2.992	3.086	3.188	3.300	3.421	3.555	3.700
Menos : EGRESOS POR MANO DE OBRA	146	167	184	203	223	245	270	297	326	359
Menos : EGRESOS POR GASTOS DE FABRICACION	79	84	89	93	98	104	110	116	122	129
Varios	6	7	8	8	9	10	11	12	13	15
Seguro	73	77	81	85	89	94	98	103	109	114
Menos : EGRESOS POR PAGO DE IMPUESTOS	239	182	630	574	521	462	398	328	252	169
Escritura de Constitución	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Iva	236	150	205	201	197	192	187	181	175	169
Retefuente	3	32	33	35	36	37	38	40	41	43
Impuesto de Renta	0	0	391	339	288	233	173	107	36	-43
TOTAL EGRESOS	3.191	3.261	3.809	3.862	3.928	3.999	4.077	4.162	4.255	4.356
NETO DISPONIBLE	1.354	2.680	3.052	3.415	3.753	4.061	4.339	4.582	4.787	4.952
Más : Aporte de Socios	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Distribucion de Excedentes		406	361	322	279	233	182	126	66	-1
CAJA FINAL	1.354	2.274	2.691	3.094	3.474	3.829	4.157	4.455	4.722	4.953

ITEM	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
VENTAS NETAS	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132	4.132
Menos: Compra de Materia prima	2.727	2.827	2.906	2.992	3.086	3.188	3.300	3.421	3.555	3.700
Menos: Costo mano de Obra	146	167	184	203	223	245	270	297	326	359
Menos: Gastos de Fabricación	256	247	248	248	249	250	251	252	253	255
UTILIDAD GRAVABLE	1.004	891	794	689	574	449	312	162	-2	-182
Menos: Impuesto de Renta	251	223	199	172	144	112	78	40	-1	-45
UTILIDAD NETA	753	668	596	517	431	337	234	121	-2	-136

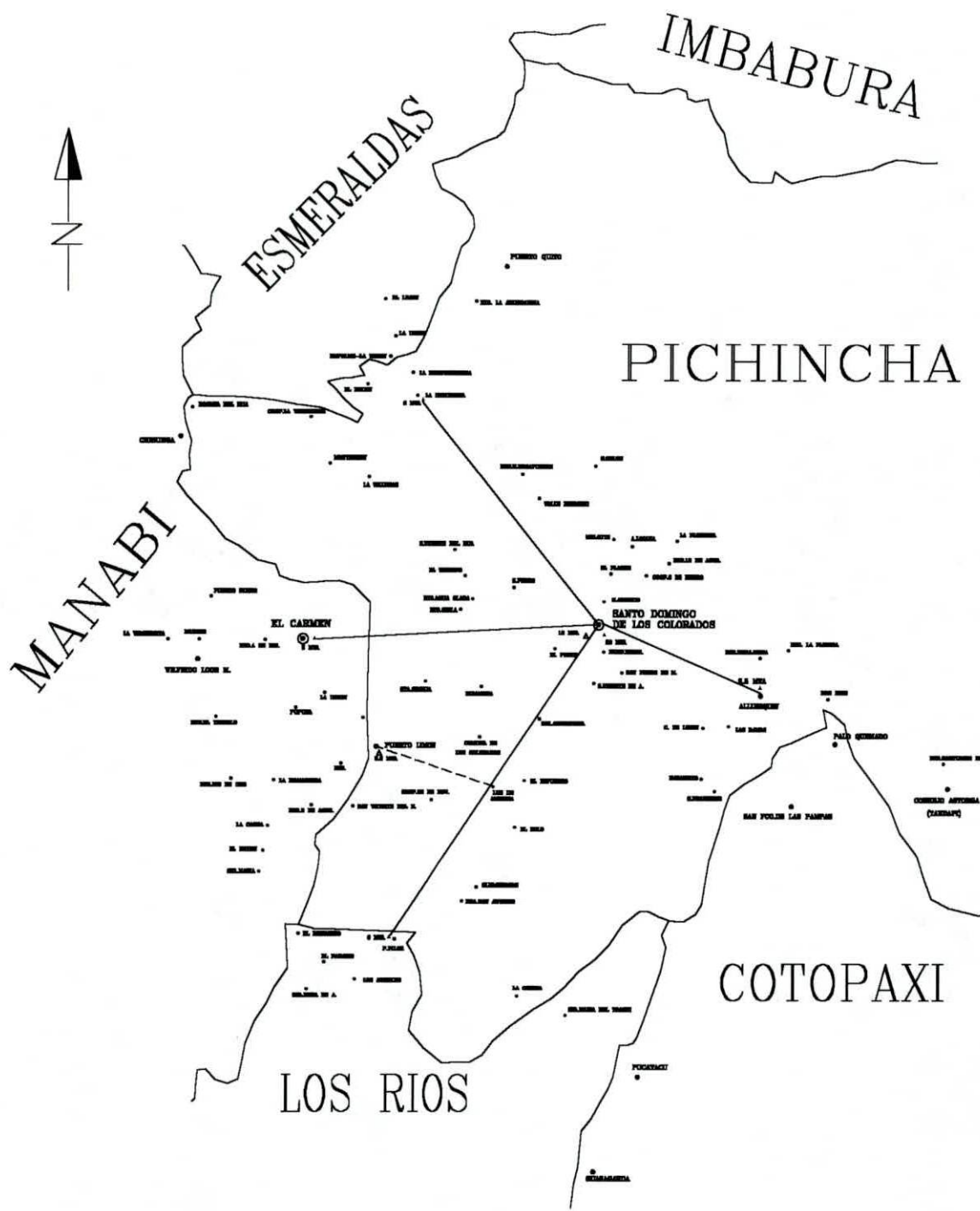
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
UTILIDAD BRUTA	0	1.004	891	794	689	574	449	312	162	-2	-182
Más: Depreciación	0	240	240	240	240	240	240	240	240	240	240
1. FLUJO DE FONDOS NETO DEL PERIODO		1.244	1.131	1.034	929	814	689	552	402	238	58
Inversiones en Activos Fijos del Periodo	4.800	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversiones en Capital de Trabajo	106	0	0	0	0	0	0	0	0	-62	0
2. INVERSIONES NETAS DEL PERIODO	4.906	0	0	0	0	0	0	0	0	-62	0
3. LIQUIDACION DEL NEGOCIO											2.444
4. (=1-2+3) FLUJOS DE CAJA TOTALMENTE NETOS	-4.906	1.244	1.131	1.034	929	814	689	552	402	299	2.503
TASA DE DESCUENTO	14,8%										
TASA INTERNA DE RETORNO	14,93%										
VALOR PRESENTE NETO	22										
BALANCE DE PROYECTO	-4.906	-4.389	-3.907	-3.451	-3.033	-2.668	-2.373	-2.173	-2.093	-2.103	88
PERIODO DE PAGO DESCONTADO	9,0										
PAY-BACK		-3.663	-2.532	-1.497	-568	246	935	1.487	1.888	2.188	4.690
PERIODO DE RECUPERACION, AÑOS	4,3										

**“Generadora eléctrica
a partir de biomasa”**

ANEXOS Y APENDICES

EXTRACTORAS EXISTENTES EN EL ECUADOR

#	EXTRACTORA	UBICACION	REPRESENTANTE GERENTE	DIRECCION DOMICILIARIA	CIUDAD	TELEFONOS	CAPAC. TTP/H
1	AGRICOLA LA CONCORDIA	QUININDE KM. 43 ✓	SR. LUIS MUÑOZ B.	GASOLINERA LA CONCORDIA	LA CONCORDIA	S/N	3.00
2	AGROPECUARIAS	QUEVEDO KM. 52	ING. MATHIAS BAUMANN	AV. CORUÑA # 1224 (EDIF. AUSTRIA)	QUITO	503-456/243-865/569-343	8.00
3	AGROPECUARIO	QUEVEDO KM. 51.-LOS ANGELES KM 16	SR. VINICIO LUZURJAGA	QUEVEDO KM. 51.-LOS ANGELES KM 16	SANTO DOMINGO	759-937	8.00
4	AGROPECUARIA	QUININDE KM. 81	SR. OLIVER LUZURJAGA	KM. 1.5 VIA QUININDE - STO. DOMINGO	QUININDE	06-736-344/5 736-212	12.00
5	AMERICANA DE DESARROLLO	EL TRIUNFO.- GUAYAS	SR. JUAN VIVER MORALES	KM. 10 1/2 VIA DAULE - OLITRASA	GUAYAS	250-440 252-227	3.00
6	ATAHUALPA	MONTERREY	ING. RAMIRO ARMIJOS	PSJE. IBARRA Y STA. PAISACA - EDIF. GOMEZ	QUITO	572-515 (fax 224-663)	4.00
7	CHAUPE	QUEVEDO KM. 54	ING. FEDERICO MALO	AV. REPUBLICA D'SALVADOR - ED. GOMEZ # 5716	QUITO	240-443 - 465-044	7.00
8	DANAYMA	QUININDE KM. 46 ✓	ING. ALFREDO DAVILA	PIC VALDIVIESO 300 Y ECO. DE IZAZAGA	QUITO	457-219 - 240-741 (FAX)	9.00
9	EL PLACER	QUININDE KM. 44 ✓	SR. AUGUSTO ROJAS	AV. SIMON PLATA TORRES	LA CONCORDIA	752-214	6.00
10	EPACEN	QUININDE KM. 08 ✓	ING. CESAR LOPEZ	AV. 6 DE DICIEMBRE Y COLON	QUITO	540-752 525-757	9.00
11	ETESA	QUEVEDO KM. 65	ING. XAVIER ZURITA	GASPAR DE VILLARCEL Y AMARONAS (GALLERIA)	QUITO	447-129	9.00
12	EXTRAPAL	QUEVEDO KM. 26 -	ING. CESAR LOPEZ	KM. 1.5 VIA QUININDE - STO. DOMINGO	QUITO	502-656	9.00
13	LA JOYA	QUININDE KM. 82 LA SEXTA KM. 26	SR. JORGE DAVALOS	LUXENBURGO 143 Y HOLANDA	QUININDE	06-736-344/5 736-212	5.00
14	LA MERCEZ	QUININDE KM. 28 ✓	ING. MARIO ALAMORA	AV. GONZALEZ SUAREZ # 860 ED. ATALAYA 10 PISO	QUITO	463-972 / 09-463-132	9.00
15	LA SEXTA	QUININDE KM. 60	SR. FRANCISCO EGAS	KM. 1 VIA STO. DOMINGO A QUININDE	SANTO DOMINGO	523-149 360-076	6.00
16	N A P O L E S	QUININDE KM. 32 ✓	SR. EDWARD EVANS	EL CONDADO - NO. 740	QUITO	570-177 / 750-73-693	6.00
17	OLASAGUAS DEL ECUADOR	QUININDE KM. 36 -	ING. FRANCISCO MONTALVO	AV. 6 DE DICIEMBRE NO. 3068 Y WINNER	QUITO	490-433 491-890	6.00
18	OLASAGUAS S.A.	QUEVEDO KM. 38 -	ING. CARLOS BEDACH S.	LA "Y" MORISAESE	QUITO	501-249 510-471	9.00
19	OLESA	QUEVEDO KM. 36 -	SRA. PATRICIA ANDRAZE	AV. 10 DE AGOSTO 8919.- IND. ALIS	QUITO	430-777 431-806	13.00
20	PALCIN S. A.	QUININDE KM. 82 MALINPIA KM. 1.5	ING. ALAIN DURAND	VIA MALINPIA KM. 1.5 (LA GORGONA)	QUININDE	406-536 406-545	6.00
21	PALMAGRO	QUEVEDO KM. 50	SR. JOSE TAPIA	REINA VICTORIA NO. 1539 Y COLON (PISO 15)	QUITO	06-736-083/736-445/543-229	10.00
22	PALMERAS DE LOS ANDES	QUININDE KM. 75	ING. HECTOR REINOSO	PARIS 341 E ISLA FLOREANA	QUITO	567-196	12.00
23	PALMERAS DEL ECUADOR	EL ORIENTE.- SHUSHUFINDI	ING. SALOMON GUIT	PARIS 341 E ISLA FLOREANA	QUITO	439-668 / 459-036	30.00
24	PALMEX	PLAN PILOTO	ING. ANIBAL PACHECO	AV. QUITO.-EDIF. COOP. SAN FRANCISCO DE ASIS	SANTO DOMINGO	439-668 / 459-036	10.00
25	PALMISA	QUEVEDO KM. 62	SR. FERNANDO ORTEGA	PRIMERO DE MAYO 1105 Y CARCHI	QUITO	512-170 750-075	12.00
26	PALMORIENTE	EL ORIENTE.- EL COCA	SR. RUBEN ORDOÑEZ	ALFALLANA # 289 (ED. TINTERA)	QUININDE	285-192/3 753062	13.00
27	PALMORIENTE	PLAN PILOTO	ING. RODRIGO YEBE	VANUCAY 125 MUTUALISTA PICHINCHA	QUITO	568-822 al 827	31.00
28	PALMORIENTE	EL ORIENTE.D19	ING. ERNESTO MARTINEZ	AV. COLON 148 Y 9 DE OCTUBRE. EDIF. PAGO PISO PISO	SANTO DOMINGO	750-483-757-361/ 09-555-811	8.00
29	PALMORIENTE	QUEVEDO KM. 46 ✓	SR. PATRICIO EGAS	AV. NUTU Y AMALONAS (ED. BCO. FREWESERA)	QUITO	520-862 / 543-860	8.00
30	PALMORIENTE	QUEVEDO KM. 55	SR. ESTEBAN CHU WU	PROGRESO Y 7 DE OCTUBRE.-ED. COMITAT. FEVIM	QUITO	462-284/ 461-164/725-216	10.00
31	PALMORIENTE	QUEVEDO KM. 41 -	SR. JAIME GONZALEZ A.	CALLE FALCANGA ENTRANDO POR AV. NUTU	QUEVEDO	751-974	10.00
32	PALMORIENTE	MONTERREY	SR. MARLANO CEDEÑO	CALLE FALCANGA ENTRANDO POR AV. NUTU	SANTO DOMINGO	MANTA 920-052/454 - 922-344	7.00
33	PALMORIENTE	QUEVEDO KM. 99.- EL VERGEL	SR. JUVEN CASANOVA	CALLE FALCANGA ENTRANDO POR AV. NUTU	SANTO DOMINGO	754-452 - 753-606	7.00
34	PALMORIENTE	PLAN PILOTO ✓	SR. EDUARDO GRANDA S.	KM. 1 VIA LA CONCORDIA - STO. DOMINGO	SANTO DOMINGO	750-569	15.00
35	PALMORIENTE	QUEVEDO KM. 46 -	SR. ALAIN DURAND	AV. AMERICA Y VILALBA.- TELEFONICAS	LA CONCORDIA	522-571 235-892-725134	9.00
36	PALMORIENTE	LA INDEPENDENCIA KM. 4.5 ✓	ING. ALAIN DURAND	AV. 10 DE AGOSTO 8919.- IND. ALIS	QUITO	456-211 - 751-573	15.00
37	PALMORIENTE	QUININDE KM. 29 ✓	SR. FIERRE HITI	AV. NUTU Y AMALONAS (EDIF. BCO. FREWESERA)	QUITO	755-177 - 454-127	3.00
38	PALMORIENTE	QUININDE KM. 34 ✓	ING. JAIME ALAMORA	LUXENBURGO 143 Y HOLANDA	QUITO	462-284 461-164	9.00
39	PALMORIENTE	QUININDE KM. 70	SR. MILTON TORRES	AV. SIMON PLATA TORRES	QUITO	464-746 / 725-340/725-341	9.00
40	PALMORIENTE	VICRE	EC. RODRIGO BEDACH	AV. 6 DE DICIEMBRE # 3068 Y WINNER	LA CONCORDIA	501-249 510-471	16.00



SIMBOLOGIA

————	LINEA DE FERROVIA
- - - - -	LINEA DE CARRETERA
■	CIUDAD DE IMPORTANCIA NACIONAL
●	CIUDAD DE IMPORTANCIA REGIONAL
○	CIUDAD DE IMPORTANCIA LOCAL
△	CIUDAD DE IMPORTANCIA LOCAL
+	CIUDAD DE IMPORTANCIA LOCAL

INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION
 QUITO - ECUADOR
PLAN NACIONAL DE DISTRIBUCION
ATLAS ELECTICO DEL ECUADOR
 EMPRESA ELECTRICA
SANTO DOMINGO HOJA 1/100000

1:50,000	1:100,000
1:200,000	1:500,000

APÉNDICE 1

DETERMINACIÓN DE LA TASA DE COSTO DE CAPITAL PARA EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

1. Introducción

Este apéndice describe la metodología utilizada para determinar la tasa de costo de capital de las empresas de distribución eléctrica de Ecuador, así como los resultados que se obtuvieron al aplicar esta metodología a la información entregada por el CONAM.

2. Aspectos Conceptuales y Metodológicos

2.1 Generalidades

Los países que aplican tarificación económica de servicios monopólicos utilizan la tasa de costo de capital de los activos, sin considerar la estructura de endeudamiento de la empresa⁵. Se ha estimado conveniente entregar a continuación antecedentes y consideraciones que respaldan este criterio.

2.2 El Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC)

El costo promedio ponderado de capital (Weighted Average Cost of Capital – WACC-) es una tasa de descuento tal, que si se obtiene el valor presente del negocio descontando los flujos de caja nominales de una empresa endeuda, sin considerar el pago de intereses en ellos, se debiera llegar al mismo resultado que al sumar el valor presente de los flujos que ven los accionistas y los acreedores, los cuales en definitiva determinan el valor de mercado de la empresa.

El costo promedio ponderado de capital viene dado por la siguiente expresión:

$$WACC = R_A = (1-T) * R_D * \frac{D}{A} + R_E * \frac{E}{A}$$

donde R_E es igual a:

⁵ A vía de ejemplo se tienen las normas legales que regulan tarifas eléctricas en El Salvador, en República Dominicana, en Panamá y en Guatemala. En el caso de Chile este criterio está contemplado en las normas legales que regulan los servicios de telecomunicaciones y de suministro de agua potable.

$$R_E = R_F + R_{PAÍS} + \beta_E^*(R_M - R_F)$$

- R_A = Costo promedio ponderado de capital. Corresponde a la tasa de descuento con la cual se descuentan los flujos de caja de la empresa sin considerar el efecto endeudamiento de manera explícita.
- R_D = Tasa de interés de la deuda para ese el nivel de endeudamiento (D/A).
- R_E = Costo de capital de las acciones de la empresa para un nivel de deuda igual a D/A
- T = Tasa de impuestos. En el caso de Ecuador, un porcentaje de los ingresos netos del negocio (esto es después del pago de intereses de la deuda) va directamente a los trabajadores, y por lo tanto para efectos de determinar el valor económico del negocio, la tasa de impuesto corresponde a: $(1 - T_C)^*(1 - T_A)$,
donde: T_C = Tasa de impuesto corporativo.
 T_A = Porcentaje de los ingreso que va a los trabajadores.
- A = Valor de mercado de los activos (Deuda + *Equity*)
- D = Valor de mercado de la deuda.
- E = Valor de mercado de las acciones de la empresa (*Equity*)
- R_F = Tasa libre de riesgo a la cual tienen acceso los inversionistas (en este caso es la tasa libre de riesgos de Estados Unidos).
- $R_{País}$ = Tasa de descuento asociada al *riesgo país*.
- R_M = Premio por riesgo de mercado (en este caso es el premio por riesgo de mercado Estados Unidos).
- R_F = Riesgo que soportan los accionistas de una empresa cuyo nivel de endeudamiento corresponde a (D/A)%.

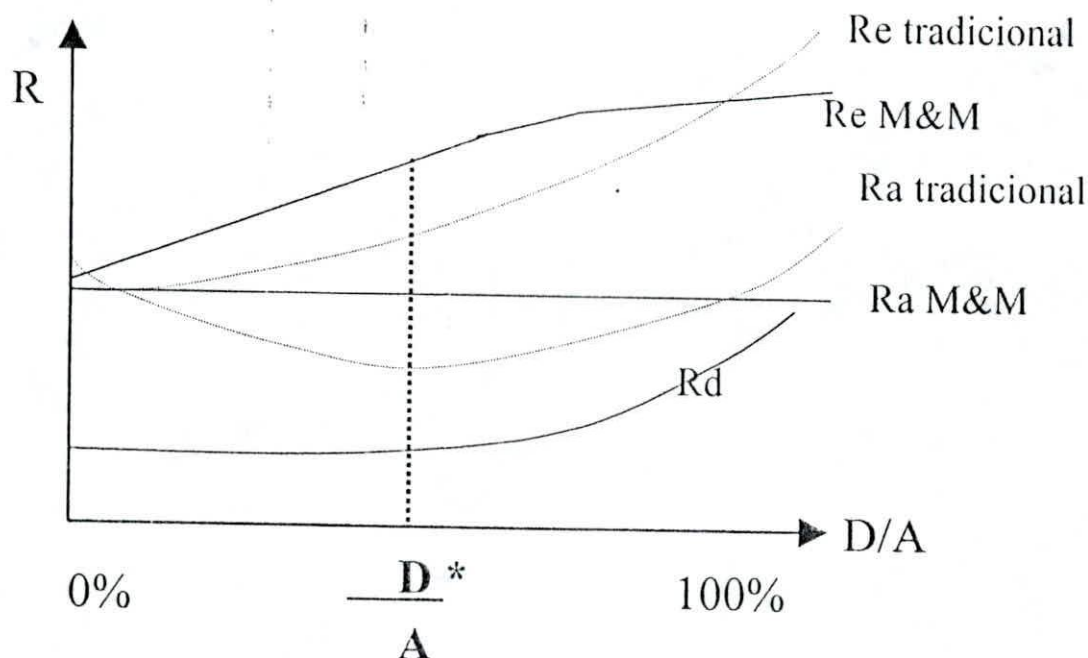
2.3 La Tasa de Costo de los Activos en el Caso en que no hay Impuestos

En el caso que no hay impuestos, la expresión de R_A queda:

$$R_A = R_D * D/A + R_E * E/A$$

Si en esta fórmula la tasa de obtención de deuda R_D es inferior a la tasa exigida por los accionistas R_E , la tasa R_A sería mas baja cuanto mayor fuera el nivel de endeudamiento D/A. La anterior afirmación, es errónea, por cuanto asume que el riesgo de la empresa es independiente del nivel de endeudamiento. Lo que ocurre en la realidad es que tanto R_D como R_E varían con el nivel de endeudamiento, en el sentido que a mayor nivel de endeudamiento es mayor el costo directo e indirecto de los créditos, como asimismo el retorno exigido por los inversionistas. El grado en que se mueven ambas variables es objeto de discusión, existiendo un enfoque tradicional, que señala que existiría un nivel de endeudamiento óptimo, para el cual se obtendría el R_A mínimo, y el enfoque propuesto por los

economistas Modigliani y Miller, que señala que R_A es constante, e independiente del nivel de endeudamiento⁶.



2.4 Caso en que hay impuestos

En el caso en que hay impuestos, el tener deuda lleva asociado el beneficio tributario equivalente a que la empresa no paga la proporción de intereses igual a la tasa de impuesto. A pesar de este beneficio, se mantiene la discusión entre los economistas en cuanto a si existe un nivel de endeudamiento óptimo que lleve a una cierta tasa R_A de costo de los activos mínima y, de existir, cual sería su efecto en términos de cuanto menor sería este R_A mínimo con respecto al de una empresa no endeudada, es decir, cuanto menor es R_A respecto del R_E correspondiente a deuda cero.

2.5 Consideraciones Adicionales y Criterio Recomendado por el Consultor

Adicionalmente a los aspectos presentados anteriormente, debe tenerse presente que incluir el nivel de endeudamiento en el cálculo de la tasa de descuento implica

⁶ Este enfoque es citado en los textos sobre la base del documento "The cost of capital, corporation finance and the theory of investment", F. Modigliani and M. H. Miller, American Economic Review, 48: 261-297, June 1958.

analizar por el regulador el nivel de endeudamiento que alcanzará la empresa, la tasa de interés de los créditos a los que la empresa puede acceder y la tasa de retorno que los inversionistas le exigirían para ese nivel de deuda. La obtención de estos parámetros no es sencilla, existiendo un grado de discrecionalidad en ello, lo que introduce riesgo en la fijación de las tarifas. Siendo discutible la importancia del efecto del endeudamiento en el valor de la tasa de descuento, el consultor recomienda calcular como tasa de costo de los activos aquella correspondiente a una empresa sin deuda. Esto es:

$$R_A = R_E = R_F + R_{PAÍS} + \beta_E * (R_M - R_F)$$

3. Cálculo de la Tasa de Descuento

La tasa de descuento se calculó con el criterio recomendado, utilizando los siguientes antecedentes proporcionados por el CONAM:

a) Premio por riesgo de mercado

El premio por riesgo de mercado histórico en los Estados Unidos ha sido de un 7,4%, es decir, $R_M - R_F = 7,4\%$ ⁷. La razón de considerar el premio por riesgo en los Estados Unidos es que dentro de la fórmula del CAPM ya se ha incluido el riesgo asociado a Ecuador de manera explícita, por lo que no resulta lógico volver a considerarlo en el premio por riesgo (cosa que uno haría al utilizar el premio por riesgo de mercado de Ecuador).

b) Tasa libre de riesgo y premio por el riesgo país.

La tasa libre de riesgo que debe utilizarse corresponde a la tasa de retorno pagada por los bonos del tesoro norteamericano (US Treasury Bond). El último valor del cual se tiene información es un 5,99%⁸. Así, $R_F = 5,99\%$.

El premio por riesgo país se determinó como la diferencia entre la tasa de retorno exigida a los bonos de deuda soberana de Ecuador y el retorno de los bonos del tesoro norteamericano.

El CONAM proporcionó las serie de valores observados para la tasa stripped yield en el período 27 de marzo de 1998 – 1º junio de 1999. No obstante, dado que desde agosto de 1998 el retorno exigido a estos bonos ha subido fuertemente y se ha puesto inestable, se ha considerado pertinente considerar las tasas observadas durante el período *marzo 1998 – agosto 1998* para el cálculo de un riesgo país representativo de largo plazo. El valor obtenido así para el riesgo país cambia diariamente, pero en promedio es cercano al 6,89%.

⁷ Fuente: Informe "Sector Eléctrico Ecuatoriano", K&M Engineering and consulting corporation.

⁸ Fuente: Microsoft Money Central: www.msn.com

c) Riesgo asociado a las acciones de compañías de distribución

Para determinar el beta del equity (riesgo de los accionistas) asociado a las empresas distribuidoras, se utilizó como fuente de información antecedentes de betas de un conjunto de empresas distribuidoras de energía eléctrica en los Estados Unidos. Hay que tener presente que en ese país las empresas eléctricas están integradas verticalmente, por lo que las empresas que distribuyen energía eléctrica además tienen generación propia y redes de transmisión propias (utilities). Desde este punto de vista, el riesgo de estos negocios no es exactamente igual al riesgo de una compañía que sólo se dedique a la distribución, ya que el riesgo de las empresas norteamericanas corresponde a una combinación del riesgo de 3 negocios: generación, transmisión y distribución.

Desde esta perspectiva, el beta determinado es diferente al que teóricamente se debiese ocupar para valorar económicamente una empresa que sólo se dedica a la distribución. Sin embargo, dado que la tasa de descuento que se utilice para determinar las tarifas en distribución, también se ocupará para determinar las tarifas en generación y transmisión, no es del todo incorrecto el procedimiento, ya que se estaría determinando una tasa de descuento promedio. Ahora bien, podría pensarse que de los tres negocios eléctricos (generación, transmisión y distribución) el más riesgoso es el negocio de generación, ya que eventualmente es el único que se enfrenta a la posibilidad de competencia directa (llegada de una nueva tecnología, etc), pues en el caso de la transmisión y distribución ambos negocios reciben una tasa de retorno sobre activos definida por ley y normalmente sus zonas de concesión no disminuyen a través del tiempo. Sin embargo, en el caso de Estados Unidos, la generación de cada empresa se utiliza normalmente para abastecer sus propias empresas distribuidoras, por lo que el riesgo típico del negocio de generación disminuye. En este sentido, el beta de las utilities norteamericanas no debiese ser tan distinto al de una empresa extranjera que sólo se dedica a la distribución.

El procedimiento para determinar el beta aplicable al modelo CAPM y determinar así una tasa de descuento sin considerar el apalancamiento financiero, fue básicamente partir del beta informado para distintas utilities y desapalancarlo a partir de los valores económicos de deuda y patrimonio de esas empresas⁹. Para esto se utilizó una tasa marginal de impuesto del 48%. El resultado que se obtuvo fue un β igual a 0,22.

La siguiente tabla presenta los betas de distintas empresas norteamericanas, así como otros antecedentes utilizados para determinar el beta desapalancado.

⁹ $\beta \text{ sin deuda} = \beta \text{ con deuda} / (1 + D/E \cdot (1-T))$

EMPRESA	País	β con deuda	Valor mercado Equity (MMUS\$)	Valor mercado Deuda (MMUS\$)	Valor mercado Activos (MMUS\$)	D/A	E/A	T	β sin deuda
Carolina Power & Light Company	USA	0.20	5,715	2,709	8,424	32.2%	67.8%	48%	0.16
Allienergy Energy	USA	0.50	3,812	2,226	6,038	36.9%	63.1%	48%	0.38
Bangor Hydro-Electric Company	USA	0.60	124	207	331	62.5%	37.5%	48%	0.32
Central and South West Corporation	USA	0.20	4,731	3,800	8,531	44.5%	55.5%	48%	0.14
Pennsylvania Power & Light	USA	0.30	4,159	2,829	6,988	40.5%	59.5%	48%	0.22
El Paso Electric Company	USA	0.70	584	850	1,434	59.3%	40.7%	48%	0.40
DTE Energy Company	USA	0.20	5,358	4,072	9,429	43.2%	56.8%	48%	0.14
Entergy	USA	0.30	7,513	6,436	13,949	46.1%	53.9%	48%	0.21
Kansas city Power&Light	USA	0.20	1,478	693	2,172	31.9%	68.1%	48%	0.16
Central Vermont Public Service Corp.	USA	0.80	155	106	261	40.7%	59.3%	48%	0.59
Cleco Corporation	USA	0.10	737	360	1,096	32.8%	67.2%	48%	0.08
DQE Inc.	USA	0.50	2,796	1,271	4,067	31.3%	68.7%	48%	0.40
Eastern Utilities Associates	USA	0.50	609	301	910	33.0%	67.0%	48%	0.40
Edison International	USA	0.30	8,268	9,606	17,874	53.7%	46.3%	48%	0.19
First Energy	USA	0.10	6,039	6,129	12,169	50.4%	49.6%	48%	0.07
Green Mountain Power Corporation	USA	0.10	56	94	150	62.8%	37.2%	48%	0.05
Hawaiian Electric Industries Inc.	USA	0.20	1,114	992	2,106	47.1%	52.9%	48%	0.14
Maine Public Service Company	USA	0.20	30	45	76	59.9%	40.1%	48%	0.11
Northeast Utilities	USA	0.40	2,399	3,235	5,634	57.4%	42.6%	48%	0.24
Northern States Power Company	USA	0.30	3,374	2,164	5,538	39.1%	60.9%	48%	0.22
OGE Energy Corp.	USA	0.10	1,746	934	2,679	34.8%	65.2%	48%	0.08
UniSource Energy Corp.	USA	0.50	376	2,000	2,376	84.2%	15.8%	48%	0.13
United Illuminating Company	USA	0.30	695	516	1,200	43.0%	57.0%	48%	0.22
β PROMEDIO									0.22

Fuente: Microsoft Money Central - Standard&Poors

d) Inflación externa relevante

Es necesario indicar, que para efectos de reflejar los retornos exigidos en términos reales, se descontó una tasa de inflación proyectada igual al 3% anual.

e) Tasa de costo de capital real

Con los valores calculados anteriormente, se obtuvo una tasa de costo de capital o tasa de descuento real, igual al **11,2%** (corresponde al promedio simple de las tasas de descuentos calculadas con distintos premios por riesgo país: marzo-agosto 1998). El siguiente gráfico resume los valores de la tasa de riesgo país, la tasa de descuento nominal y la tasa de descuento real resultante.

Tasa de costo de capital

