



01178
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

POSGRADO EN INGENIERIA

MAESTRIA EN ENERGIA

**“ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE COGENERACION CON
BIOMASA EN LA COMUNIDAD INDIGENA DE NUEVO
SAN JUAN PARANGARICUTIRO, MICHOACAN”**

T E S I S

PRESENTADA POR:

ROMULO BENJAMIN GAMIÑO CALVILLO

PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA (AREA ENERGIA)

DIRECTOR DE TESIS:

DR. JAVIER E. AGUILLON MARTINEZ

CD. UNIVERSITARIA, ABRIL DEL 2005

m 343423



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Dedicatoria

A mis padres: Gregorio Gamiño Valencia y Elvira Calvillo González, por todo el amor y apoyo que siempre me han brindado.

A mis hermanos: Ana, Magdalena, Gerardo, Angélica, Antonia, Gregorio y Delfina; quienes a pesar de la distancia me han brindado su apoyo, estímulo y cariño permanente.

A todos mis compañeros y amigos, en especial a José Luis, quien me ha brindado el apoyo moral durante el desarrollo del presente trabajo. La amistad sincera y fraterna perdura por el resto de la vida.

Rómulo Benjamín Gamiño Calvillo

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por brindarme la oportunidad de seguir desarrollándome en el ámbito profesional, con estudios de calidad.

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento al director de esta tesis, el Dr. Javier E. Aguillón Martínez por su invaluable asesoría en la realización de este trabajo.

Agradezco a los miembros del jurado: Dr. Jorge Islas Samperio, Dr. Víctor Rodríguez Padilla, Ing. Augusto Sánchez Cifuentes y Dr. Gabriel León de los Santos; por el tiempo dedicado en la revisión del trabajo, ya que sus observaciones y sugerencias ayudaron en el enriquecimiento conceptual del mismo.

Finalmente, agradezco a todos los profesores de la división de estudio de posgrado de la facultad de ingeniería, por su dedicación y espíritu de educadores.

Rómulo Benjamín Gamiño Calvillo

ÍNDICE

	Página
Introducción	3
1 Cogeneración y biomasa	5
1.1 El concepto de cogeneración	5
1.2 Beneficios de la cogeneración	5
1.3 Clasificación de los sistemas de cogeneración	7
1.4 Desarrollo de la cogeneración en México	10
1.5 Inversión privada en el sector eléctrico de México	10
1.6 La biomasa	14
1.6.1 Tipos de biomasa	15
1.6.2 Fuentes de residuos de madera	15
1.6.3 Valor calorífico de los residuos de madera	16
1.7 Aplicaciones energéticas de la biomasa	18
1.7.1 Ventajas del uso de la biomasa	19
1.7.2 Desventajas del uso de la biomasa	19
1.8 Preparación del combustible a base de residuos de madera	19
1.9 Combustión de los desperdicios de madera	24
1.9.1 Tipos de calderas	25
1.10 Experiencias de plantas de cogeneración con biomasa	26
2 La comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro	28
2.1 Historia de la comunidad indígena	28
2.2 Nuevo San Juan Parangaricutiro	28
2.3 La empresa comunal aprovechamientos forestales	31
2.3.1 Principales áreas de producción	32
2.3.2 Principales productos	33
2.3.3 Datos administrativos de la empresa	34
2.3.4 Datos de producción	34
2.3.5 La biomasa de la planta	35
2.3.6 Energía térmica de la planta	39
2.3.7 Energía eléctrica de la planta	43
3 Estudios de viabilidad técnica	51
3.1 Principales factores que definen la viabilidad de un proyecto	51
3.2 Mapa energético del aserradero	52
3.3 Relación energía térmica/ eléctrica (Q/E)	53
3.4 Evaluación de posibles escenarios de cogeneración	54
3.4.1 Objetivos del análisis	54
3.4.2 Criterios de cálculo	55
3.4.3 Diagramas de las propuestas	56
3.4.4 Resultados obtenidos	57
3.4.5 Ventajas y desventajas de las alternativas	60
3.4.6 Memoria técnica de la propuesta seleccionada	61
3.5 Consumo de energía primaria en la cogeneración	69
3.6 Cogeneración contra un sistema convencional de biomasa	69

	Página
4 Estudios de viabilidad económica	71
4.1 Parámetros económicos del sistema de cogeneración	71
4.1.1 El costo de inversión del sistema instalado	71
4.1.2 Los costos de operación y de mantenimiento	72
4.1.3 El costo de los energéticos consumidos	73
4.1.4 El costo de la energía cogenerada	73
4.2 Análisis financiero	77
4.3 Análisis de rentabilidad	81
4.3.1 Periodo de Recuperación (PR)	81
4.3.2 Valor Presente Neto (VPN)	81
4.3.3 Valor Anual Equivalente (VAE)	81
4.3.4 Tasa Interna de Retorno (TIR)	82
4.3.5 Relación beneficio/ costo	82
4.4 Alternativas de financiamiento	83
4.4.1 Métodos tradicionales	83
4.4.2 Métodos no tradicionales	84
4.4.3 Otras alternativas de financiamiento	85
4.5 Análisis y asignación de riesgos	86
5 Estudio de viabilidad legal	87
5.1 Normatividad en materia de generación eléctrica	87
5.2 Normatividad en materia ambiental	92
5.3 Guía de gestiones para implementar una planta de cogeneración	92
5.3.1 Gestiones en la etapa de implementación	93
5.3.2 Gestiones en la etapa de instalación y construcción	102
5.3.3 Gestiones en la etapa de operación	104
6 Estudio de viabilidad ambiental	106
6.1 Índices de emisión	106
6.1.1 Índices de emisión esperados	107
6.1.2 Índices de emisión reales	108
6.2 Combustión y contaminación ambiental	109
6.3 Control de la contaminación atmosférica	110
6.4 El efecto invernadero	110
6.4.1 Gases de efecto invernadero (GEI)	111
6.4.2 El dióxido de carbono: principales fuentes y sumideros	111
6.4.3 El cambio climático global	112
6.4.4 Efectos del cambio climático	113
6.4.5 El protocolo de Kyoto	114
6.5 La captura de carbono en la comunidad indígena de NSJP	115
6.6 Mercado de emisiones en el sector generador de electricidad	116
Conclusiones	117
Bibliografía	120
Índice de tablas y figuras	123
Lista de símbolos	126
Anexos	127
A. Escenarios del poder calorífico de los residuos de madera	127
B. Consumo de electricidad municipal en Michoacán 2003	128
C. Especificaciones técnicas de los equipos conforme a cotización	131

INTRODUCCIÓN

¿Existen elementos de viabilidad técnica, económica, legal y ambiental para el desarrollo de un proyecto de cogeneración con biomasa en México?, ¿Es viable la cogeneración con biomasa en el aserradero “Aprovechamientos Forestales” de la comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro?, ¿Cuál es el potencial aprovechable en residuos forestales que se pueden emplear en el proyecto de cogeneración?

El presente estudio, efectuado en la Coordinación de Ingeniería de Procesos Industriales y Ambientales del Instituto de Ingeniería, evalúa la viabilidad de cogeneración con biomasa a nivel de las necesidades de las empresas forestales, como es el caso del aserradero de la comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro, ubicado en el estado de Michoacán. El estudio muestra que con la cogeneración se pueden aprovechar los residuos biomásicos generados por los aserraderos forestales de México, para cubrir sus propias necesidades de demanda eléctrica y térmica, y en un posible escenario aprovechar la energía que se genere en exceso para venderla.

El aserradero de la comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro, tiene la potencialidad de aprovechar en magnitudes sorprendentes los residuos forestales generadores durante la operación normal de la planta. La comunidad es dueña (en carácter comunal) de una superficie total de 18,318 hectáreas. De la superficie total, aproximadamente 11,000 hectáreas son arboladas. De estas, 10,404 hectáreas están bajo manejo forestal. La Comunidad aprovecha aproximadamente 1,000 hectáreas por año y un volumen promedio anual en madera de 161,000 m³. Más del 75% es de pino, y el resto está dividido entre otros géneros y especies incluyendo oyamel y encino.

La empresa convierte la materia (madera en rollo) en un rango amplio de productos incluyendo madera aserrada de primera y construcción, muebles, molduras, celulosa, brea de resina y aguarrás; la planta esta conformada por 2 aserraderos, 4 estufas de secado, una fábrica de muebles y moldura, una astilladora y una planta de resinas.

De los procesos de transformación que aquí se tienen, se generan 96,701 m³/año en residuos de biomasa entre el aserradero y el bosque, los cuales pueden ser aprovechados para satisfacer las demandas térmicas y eléctricas de la empresa. El volumen de generación en biomasa, fácilmente lo alcanza a cubrir una planta de cogeneración de 2,120 kW eléctricos, con suministros de energía térmica de 4,216 kW; lo cual podría efectuarse empleando un arreglo con turbina de vapor de extracción y condensación.

El desarrollo de la presente tesis se efectúa en seis capítulos. En el capítulo uno se establecen las bases teóricas sobre los conceptos de cogeneración y biomasa; en esta sección se describen los beneficios de la cogeneración, la clasificación de los sistemas de cogeneración, así como el desarrollo de la cogeneración en México. También se muestran los tipos de residuos de biomasa forestal, el valor calorífico y aplicaciones energéticas de estos, así como la preparación previa que requieren ante una operación segura de combustión.

En el capítulo dos se muestra la información recopilada en campo sobre el aserradero “Aprovechamientos Forestales”, misma que es empleada en los análisis de viabilidad. En esta sección se encuentra una breve descripción de la comunidad indígena y del aserradero, se describen las principales áreas de producción y los principales productos; también se ha determinado la capacidad aprovechable de biomasa para la cogeneración, los requerimientos en energía térmica, y las necesidades en energía eléctrica del aserradero.

En el capítulo tres se desarrolla la viabilidad técnica del proyecto, con la cual queda justificada la capacidad de generación térmica y eléctrica del esquema de cogeneración propuesto, así como las condiciones de operación. Se muestra el mapa energético del aserradero, la memoria de cálculo de la propuesta de cogeneración, así como un comparativo del esquema de cogeneración seleccionado contra un sistema separado de generación térmica y eléctrica que emplee igualmente residuos forestales.

En el capítulo cuatro se presenta el análisis de viabilidad económica, en el cual se describen los costos de inversión del sistema, los costos de operación y mantenimiento, y los costos de generación de vapor y electricidad. También se presenta el análisis financiero y de rentabilidad correspondiente.

En el capítulo cinco se establecen los elementos de viabilidad legal del proyecto, se muestran los artículos más importantes sobre la normatividad vigente en materia de generación eléctrica y ambiental, así también se presenta una guía sobre las gestiones que se tienen que realizar durante la etapa de implementación, instalación, construcción y operación del proyecto.

Finalmente, en el capítulo seis se presenta el estudio de viabilidad ambiental, el cual muestra los índices de emisión esperados por la planta de cogeneración, así como la importancia ambiental del proyecto de cogeneración con biomasa ante la emisión de gases de efecto invernadero y ante el protocolo de Kyoto.

1 COGENERACIÓN Y BIOMASA

En términos sencillos, la cogeneración consiste en un proceso por medio del cual se genera al mismo tiempo la electricidad y la energía térmica que requiere una empresa, o cuando se utiliza un tipo de energía disponible (como los residuos de madera de un aserradero) para generar electricidad.

En México, los aserraderos han considerado los residuos de madera (biomasa) como un subproducto engorroso de la operación de aserrio, con su consiguiente eliminación para relleno de terrenos o incinerándolos. Sin embargo, estos dos destinos se han convertido últimamente en problemas ambientales y, combinado con el aumento de los costos energéticos, ha hecho que se busquen alternativas para emplear los residuos forestales como fuente alternativa de combustible.

A diferencia de la mayor parte de las otras industrias, las forestales tienen la ventaja de poder utilizar sus residuos para contribuir a cubrir sus necesidades energéticas. En el tratamiento mecánico de la madera, la mayor parte de sus necesidades de energía térmica pueden atenderse con los residuos disponibles; es más, la industria del aserrio tiene las posibilidades de producir un excedente de calor y electricidad y, por lo tanto podría también, en las zonas rurales, suministrar energía para las necesidades de la comunidad.

En esta sección se plantea mostrar las características técnicas de la cogeneración y de la biomasa. Se presentan los fundamentos más importantes de la cogeneración, y se muestra la relación que guarda con el aprovechamiento de la biomasa forestal.

1.1 EL CONCEPTO DE COGENERACIÓN

Para efectos legales en México, los procesos de cogeneración quedan definidos en el artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

En el reglamento de la Ley mencionada en su artículo 103 puntualiza que se entiende por cogeneración a la:

- I.- Producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas.
- II.- Producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate.
- III.- Producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

1.2 BENEFICIOS DE LA COGENERACIÓN

En los sistemas de cogeneración, la energía empleada para generar la energía eléctrica y térmica es mucho menor a la utilizada en los sistemas convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado, es decir, que de un 100% de energía contenida en el combustible, en una termoeléctrica convencional sólo 33% se convierte en energía eléctrica, el resto, se pierde a través del condensador, los gases de escape, las pérdidas mecánicas y las pérdidas eléctricas por transformación y transmisión.

En los sistemas de cogeneración se llega a aprovechar hasta un 71,5 % de la energía contenida en el combustible para la generación de energía eléctrica y calor al proceso. Lo anterior se puede observar en los diagramas que se muestran en la figura 1-1. Los ahorros de energía primaria que se alcanzan con la cogeneración son hasta del 32%.

Sistema convencional

Electricidad de la cia. eléctrica y producción de calor de la propia industria

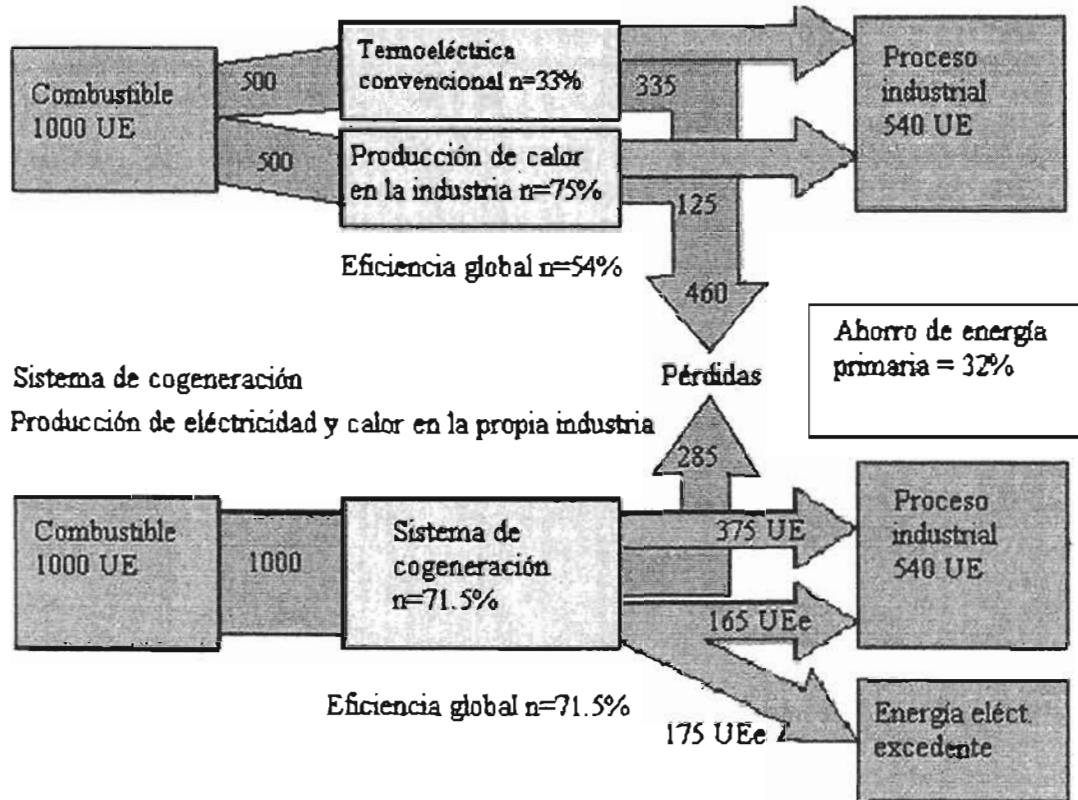


Figura 1-1: Cogeneración contra sistema convencional a base de gas natural
(Prospectiva del sector eléctrico 2003-2012)

En términos generales, los beneficios potenciales de la cogeneración industrial son ampliamente reconocidos. Estos se pueden enfocar desde el punto de vista de los intereses nacionales como los intereses de la propia industria:

1. Ahorros de energía primaria: Incrementando la capacidad de cogeneración en la industria, puede ayudar a reducir el consumo de combustibles que actualmente se usan en las plantas de generación de potencia.
2. Incremento de la eficiencia de distribución: Las pérdidas por transformación y distribución disminuyen al tener a los sistemas generadores ubicados en los centros de consumo.
3. Difiere las inversiones requeridas en ampliar la capacidad instalada en el país.
4. Con los sistemas de cogeneración industrial se disminuye el crecimiento de la demanda, por lo que el crecimiento de la oferta se puede realizar más lentamente, lo que implica disminuir la velocidad de construcción de nuevas plantas generadoras.
5. Reduce emisiones globales: Al disminuir globalmente el uso de energía primaria, produce que las emisiones derivadas de la combustión de combustibles fósiles disminuya.
6. Reducción de los costos de energía: Al utilizar el calor para la generación de potencia, los costos de la compra de energía eléctrica disminuyen considerablemente. Se ha estimado que la reducción en la facturación energética total puede alcanzar hasta un 50%.
7. Más confiabilidad en el suministro de energía: Generando su propia energía, en su propia planta, le da más confiabilidad y autosuficiencia a su suministro de energía.
8. Mejora en la calidad de la energía suministrada: Se puede corregir inmediatamente cualquier desviación, fuera de lo normal, del voltaje o la frecuencia.

A pesar de las grandes y muchas ventajas que tiene la utilización de la cogeneración, existen una serie de inconvenientes que se necesitan tomar en consideración antes de decidir la realización de un proyecto en específico. Los principales de estos son:

1. Los sistemas de cogeneración requieren de una inversión substancial, que muchas compañías no están en disposición de erogar por tratarse de un proyecto que no incrementa su capacidad de producción, aunque sea altamente favorable.
2. Los sistemas de cogeneración pueden llegar a ser complejos en su diseño, instalación y operación.
3. En algunos proyectos su economía puede ser muy sensible a los costos de energía eléctrica y de los combustibles, los cuales son impredecibles, aunque la tendencia normal es hacia la alza, por lo menos en el mediano plazo.

1.3 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE COGENERACIÓN

Una clasificación generalmente empleada para los sistemas de cogeneración, es la que se basa en el tipo de primotor empleado para generar la energía eléctrica, con la cual se tiene:

- **Cogeneración con turbinas de vapor**

En este sistema la energía mecánica se produce por la turbina mediante la expansión del vapor de alta presión, generado en una caldera. Las turbinas de vapor se dividen en tres tipos: a contrapresión, de extracción condensación, y de condensación. En la figura 1-2 se muestran estos esquemas.

Las turbinas de contrapresión tienen como principal característica que cuando el vapor sale de la turbina se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como la torre de enfriamiento.

En la turbina de extracción/ condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida al condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador.

En las turbinas de condensación, la salida de vapor expandido en la turbina pasa al condensador a una presión, normalmente, inferior a la presión atmosférica. Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4/1 o mayor.

Estos esquemas de cogeneración tienen entre sus principales ventajas y desventajas las siguientes:

Ventajas	Desventajas
Capacidades de 500 kW a 100 MW o más	Altos costos de inversión
Eficiencia global del sistema alta	Tiempo de arranque lento
Alta seguridad de operación	Baja relación E/Q (15%)
Vida útil larga (25 años)	

Tabla 1-1: Ventajas y desventajas de la cogeneración con turbinas de vapor (82)

Para la selección de un sistema de cogeneración con turbinas de vapor, se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

1. Cuando la carga de vapor está por arriba de 10 t/h y las demandas en potencias eléctricas por arriba de 500 kW se recomiendan estos esquemas de cogeneración; por debajo de estos valores la generación de vapor a alta presión lo hace incosteable.
2. No es posible el empleo de turbinas de vapor en procesos de secado que requieren gases calientes en directo.
3. No es conveniente utilizar turbinas de vapor en procesos que requieren vapor de alta o muy alta presión.
4. Los rendimientos de las turbinas de vapor son menores que los de las turbinas de gas y los motores alternativos de la misma potencia.
5. Pueden manejar casi cualquier tipo de combustible.

▪ **Cogeneración con turbina de gas**

En este sistema el combustible es quemado en una cámara de combustión, de la cual los gases generados son introducidos a la turbina, para convertirse en energía mecánica, la que podrá ser transformada en energía eléctrica usando un alternador. Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650° C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a los procesos de combustión posteriores, ya que tienen un contenido de oxígeno de alrededor del 15% al 16%, y debido a su alta temperatura suelen ser empleados a su vez, para producir otro fluido caliente como vapor, aire, o agua.

Este tipo de tecnología (ver esquema en la figura 1-2) encuentra su mejor utilización cuando se requieren potencias eléctricas constantes y vapor a mediana o alta presión, ya que las temperaturas típicas de los gases de salida fluctúan entre 720 K y 790 K. Son apropiadas sólo cuando se emplean gases residuales, gaseosos y destilados; no siendo convenientes cuando se requiere de aprovechar residuos de biomasa de forma directa. Tiene entre sus principales ventajas y desventajas las siguientes:

Ventajas	Desventajas
Amplia gama de capacidades (500 kW hasta 265 MW) Altas eficiencias de conversión de energía térmica Eficiencias de conversión a energía eléctrica del 27% Alcanza eficiencias globales arriba del 80% Alta seguridad de operación y bajo costo de inversión Tiempo corto de arranque y requiere de poco espacio	Baja eficiencia en carga parcial Vida útil relativamente baja Limitantes en el combustible usado

Tabla 1-2: Ventajas y desventajas de la cogeneración con turbinas de gas (82)

▪ **Ciclo combinado**

A este sistema se le caracteriza por que emplea una turbina de gas y una turbina de vapor. En este sistema los gases producidos en la combustión de la turbina de gas, se emplean para producir vapor a alta presión a través de una caldera de recuperación, para posteriormente alimentar a la turbina de vapor, sea de contrapresión o extracción-condensación y producir por segunda vez energía eléctrica, utilizando el vapor a la salida de la turbina o de las extracciones directamente en los procesos.

Un esquema de ciclo combinado (ver figura 1-2) se aplica en procesos donde la razón potencial/calor es alta. Su mejor rango de utilización es cuando se tienen cargas muy variables de vapor y se requiere generar una potencia en firme; como puede ser vender una potencia en firme con la turbina de gas y darle seguimiento a su carga con la turbina de vapor apoyada en la de gas.

Entre las principales ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración ciclo combinado son:

Ventajas	Desventajas
Mediano costo de inversión Consumo medio de agua de enfriamiento Alta eficiencia térmica Operación muy flexible con turbina de vapor Alta producción de electricidad con relación al vapor Baja emisión de contaminantes Permite variaciones grandes de vapor al proceso Tiempo de arranque corto en la parte de turbogas	Limitantes en el combustible usado Vida útil menor respecto a centrales

Tabla 1-3: Ventajas y desventajas de la cogeneración con un ciclo combinado (82)

▪ **Motores de combustión interna**

Este sistema arroja la mayor generación eléctrica por unidad de combustible consumido, alrededor del 34% al 40%, aunque los gases residuales son a baja temperatura: 200 a 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas. Con los gases residuales, se puede producir vapor de baja presión (alrededor de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 °C a 100 °C.

Este tipo de tecnología encuentra su mejor utilización cuando se emplea en operaciones con cargas eléctricas parciales, a diferencia de las turbinas. Aunque esto no es una gran ventaja en los sistemas de cogeneración. Para su empleo es necesario utilizar como combustible los gases residuales, gaseosos ó destilados. En la figura 1-2 se muestra este esquema de cogeneración.

Entre las principales ventajas y desventajas de los sistemas de cogeneración a base de motor alternativo son:

Ventajas	Desventajas
Alta eficiencia de producción eléctrica (hasta 40%)	Altos costos de mantenimiento
Eficiencia global del sistema del orden del 70%	Baja temperatura en la energía térmica
Bajo costo de inversión	
Vida útil larga (25 años)	
Capacidades desde 15 kW a mayores de 20 MW	
Alta eficiencia a baja carga	
Consumo medio de agua de enfriamiento	
Requiere de poco espacio para su instalación	

Tabla 1-4: Ventajas y desventajas de la cogeneración con motores alternativos (82)

Los esquemas de cogeneración descritos con anterioridad se ilustran a continuación:

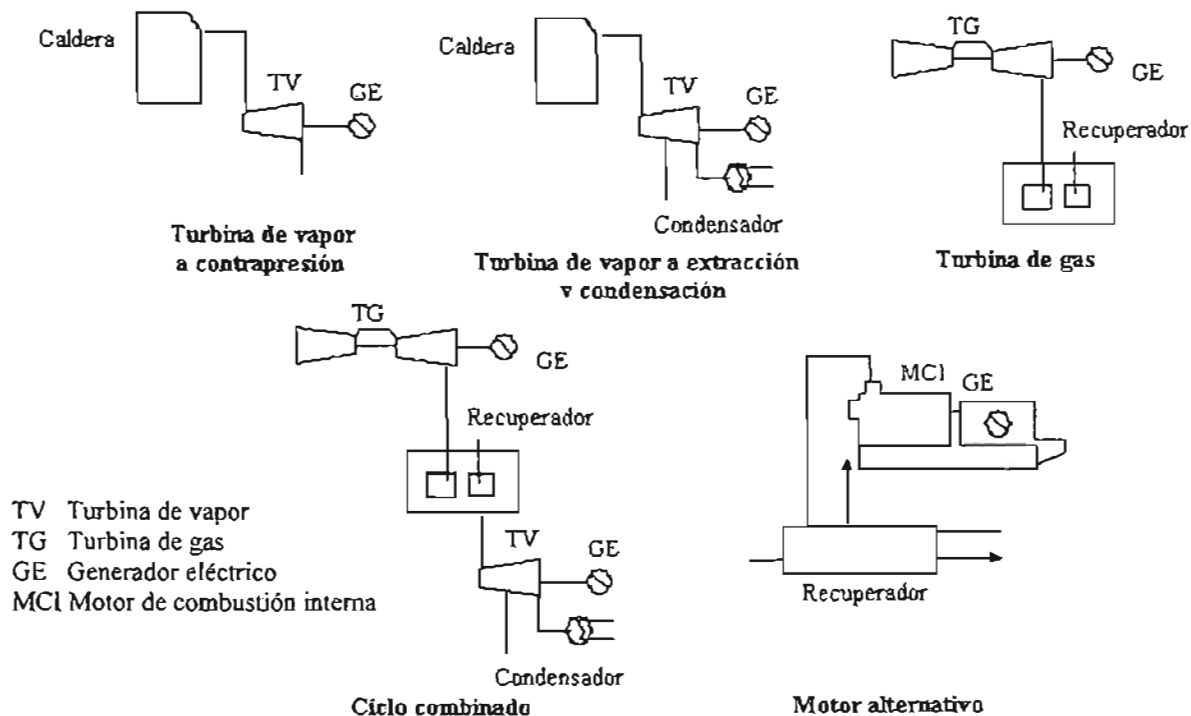


Figura 1-2: Esquemas de cogeneración

1.4 DESARROLLO DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO

El desarrollo de cogeneración no es nuevo, algunas plantas industriales lo han usado desde los ochentas, inclusive en nuestro país. Ante las ventajas evidentes de los sistemas de cogeneración nos preguntamos sobre el por qué hasta ahora se inicia su aplicación y también su divulgación. Por un lado, el bajo costo de los combustibles y el crecimiento de las redes de distribución hicieron que las compañías suministradoras bajaran sus precios y aumentaran su confiabilidad, con lo cual la cogeneración en la gran mayoría de los casos dejó de ser un negocio rentable, y por el otro no hubo un desarrollo tecnológico al parejo de las plantas industriales. Los mismos factores de costo que desalentaron su crecimiento son los que actualmente están haciendo que se impulse su uso, dentro del esquema de los programas de ahorro de energía. Esto también ha impulsado un alto desarrollo tecnológico permitiendo que se tengan sistemas más eficientes.

Al cierre del mes de junio del año 2004 la CFE, incluyendo los productores independientes de energía, cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 44,787.71 MW, de los cuales: 7,264.90 MW son de los productores independientes (de los cuales, el 6% corresponde a la cogeneración), 9,363.82 MW son de hidroeléctricas, 23,232.44 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE que consumen hidrocarburos; 2,600.00 MW a carboeléctricas; 959.50 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoelectrica y 2.18 MW a la eoloeléctrica. En la siguiente gráfica se muestra la contribución de los productores independientes de energía eléctrica (PIE'S) en la capacidad efectiva de generación en México.

Capacidad efectiva de energía eléctrica en México 2004 (MW)

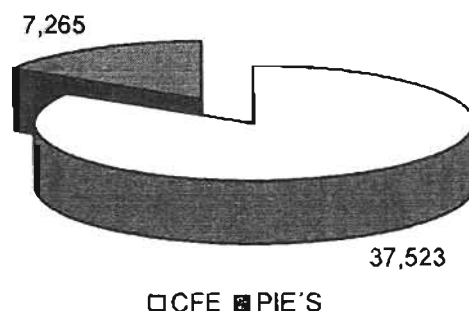


Figura 1-3: Capacidad efectiva de generación de electricidad en México, Junio 2004
(<http://www.cfe.gob.mx/www2/QueEsCFE/informacion/Generacion>)

1.5 INVERSIÓN PRIVADA EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE MÉXICO

▪ Permisos autorizados y capacidad de generación

Hasta Febrero del 2005 existían 277 “permisionarios” autorizados para generar o comercializar en el caso de los importadores de electricidad en México bajo las distintas modalidades permitidas por el marco legal vigente. La capacidad agregada de generación instalada de todos los permisionarios es de 21,218 MW. De esta capacidad, 12,557 MW corresponden a productores independientes de energía [PIEs]; 4,730 MW a auto productores [AUTO]; 2,117 MW a exportadores [EXP]; 1,630 MW a cogeneradores [COG] y sólo 184 MW, o menos del 1 por ciento es energía eléctrica importada [IMP].

Consecuentemente, el ámbito dónde se desenvuelve plenamente el capital privado en la generación corresponde principalmente a 277 permisionarios de los cuáles 190 son auto productores, 34 cogeneradores, 5 exportadores, 27 importadores y 21 son productores independientes de energía (PIEs), figura 1-4.

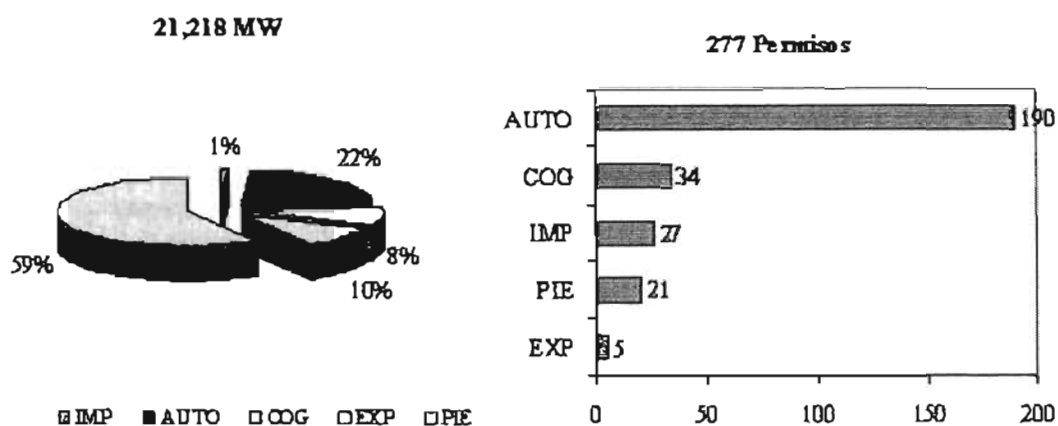


Figura 1-4: Capacidad de generación eléctrica del sector privado autorizada, Febrero 2005 (<http://www.cre.gob.mx/estadisticas>)

Cabe mencionar que los datos que se presentan en la figura 1-4 dan una imagen instantánea de la situación en el mes de Febrero del 2005. Los permisos se encuentran en diferentes estados de desarrollo y, en realidad, del total de los permisos, 242 de ellos se encuentran en operación y representan el 88 por ciento de la capacidad autorizada. Por otra parte, existen 31 proyectos en construcción, que a su vez, representan el 11 por ciento de la capacidad autorizada actualmente. El resto comprende 3 permisos “inactivos” que representan el 1 por ciento de la capacidad autorizada.

▪ Capacidad de inversión

La inversión total consignada en los permisos asciende a 13.598 mil millones de dólares americanos [MMUS\$], de los cuáles 6.9 MMUS\$ (50.8 por ciento del total) corresponden a la producción independiente, 4.2 MMUS\$ (30.7 por ciento del total) corresponden a proyectos de autoabastecimiento, 1.1 MMUS\$ (8 por ciento del total) corresponden a la exportación de energía, 1.4 MMUS\$ (10.3 por ciento del total) corresponden a la cogeneración, y el resto correspondiente al 0.13 por ciento de la inversión total corresponde al a importación de energía eléctrica.

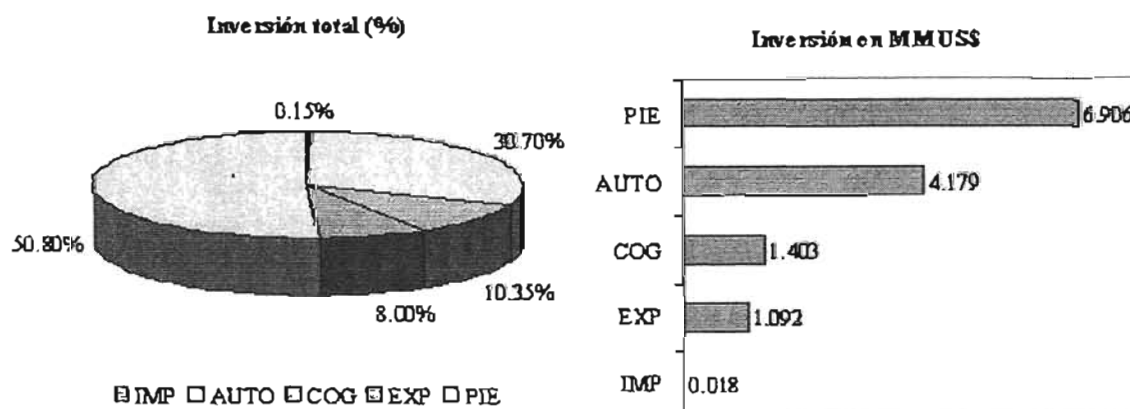


Figura 1-5: Inversión del sector privado en capacidad de generación de electricidad, Febrero 2005 (<http://www.cre.gob.mx/estadisticas>)

Según diversas opiniones, al menos 90 por ciento del total del capital invertido en la generación de energía eléctrica por parte del sector privado proviene de fuentes de financiamiento internacionales. El análisis puntual de los permisos de generación otorgados por la CRE no permite dilucidar el origen del capital por país, ya que muchas de las compañías se integran como “Sociedades Anónimas” incorporadas y establecidas legalmente en México. En los permisos otorgados por la CRE, aun cuando se consigna el monto de capital aportado al proyecto de generación, no se especifica el origen del mismo. En particular, en las modalidades de PIE y EXP que sumadas aportan casi el 70 por ciento de la capacidad total de generación autorizada, la presencia del capital extranjero es prácticamente absoluta. El capital nacional, tiende a ser más visible en las modalidades de cogeneración o auto producción (dónde destacarían Pemex y algunas empresas nacionales).

En un informe reciente de la **Comisión para la Cooperación Ambiental** sobre la inversión del sector privado en la generación eléctrica en México¹ se cita como “Anexo 2” una lista publicada por la California Energy Commission que contiene una selección de 32 proyectos de PIEs en México, y hace inferencia sobre el origen del capital aplicado a la generación de energía eléctrica en México para el mercado nacional y la exportación, correspondiendo según se muestra en la figura 1-6 a que sólo el 1% del origen de la capacidad instalada por parte de los PIEs y exportadores en la generación de electricidad es de México, 4% Canadá, 19% Francia, 20% Japón, 26% España y 30% EUA.

Origen de la capacidad instalada por parte de los PIEs y Exportadores en la generación de electricidad

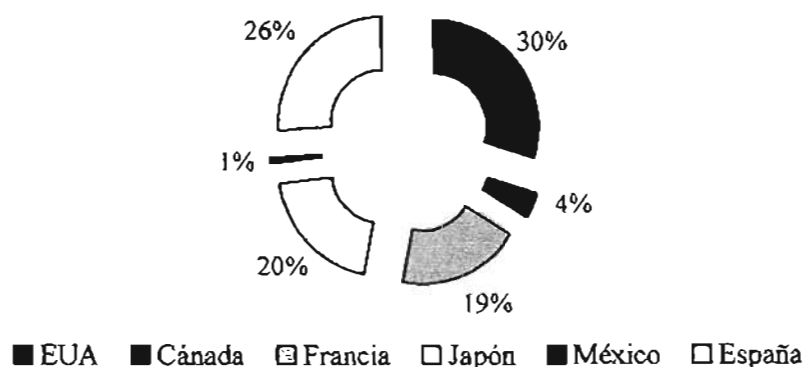


Figura 1-6: Origen de la capacidad instalada por parte de los PIE's y exportadores
(Fuente: California Energy Comisión)

▪ **Relaciones entre tecnología de generación, capacidad, combustible e inversión**

Las autoridades regulatorias mexicanas han definido 9 tecnologías básicas entre los permisionarios. A nivel agregado, el ciclo combinado es la tecnología que aporta una mayor capacidad de generación con 15,713 MW, seguida se encuentra la turbina de vapor y la turbina de gas, con 2,005 MW y 1,252 MW, respectivamente. En términos de las tecnologías que utilizan energías renovables directamente (agua y viento), sólo se tiene una producción de 977 MW. Por otra parte, en términos de capacidad de generación, la tecnología dominante con 74 por ciento de la capacidad autorizada, resulta la de ciclo combinado.

¹ Ver: Private investment in Mexico's electricity sector. California Energy Comisión.

En cuanto a los combustibles o energéticos primarios, el listado de permisos de la CRE consigna básicamente los siguientes: renovables (viento, agua, bagazo de caña y biogás); petrolíferos (combustóleo, diesel y coque de petróleo); carbón y coque de carbón; gas natural (GN); gas natural con otros (plantas duales) y otros (combinaciones diversas de energéticos diferentes al GN en plantas duales o híbridas). La mayor parte de los permisionarios han seleccionado al GN como el combustible de preferencia.

En la figura 1-7 se ilustra, por una parte, la noción de que la tecnología predominante de selección por parte del sector privado es la de ciclo combinado (CC) seguida por la de turbina de vapor (TV); juntas engloban un poco más del 83 por ciento de la capacidad de generación autorizada actualmente. Por otra parte, la gráfica de la derecha muestra la generación eléctrica estimada en GWh/año de los permisos otorgados vigentes por tipo de energético (Febrero 2005).

Tecnología	Capacidad en MW por tipo de tecnología (Febrero 2005)	Tipo de energético	Generación en GWh/año por tipo de energético (Febrero 2005)
Turbo-expansor	15	Licor negro	60
Importación	170	Reacción exotérmica	64
Turbina hidráulica	184	Biogás	155
Combustión interna	376	Gas de coque	221
Lecho fluidizado	708	Gas dulce	242
Eoloeléctrica	793	Bagazo de caña	313
Turbina de gas	1,252	Agua	789
Turbina de vapor	2,005	Diesel	1,195
Ciclo combinado	15,713	Carbón	1,261
Total	21,216	Viento	3,072
		Coque	3,600
		Combustóleo	4,773
		Gas natural	121,602
		Total	137,347

Tabla 1-5: Capacidad autorizada por tecnología de generación y tipo de energético, Febrero 2005 (<http://www.cre.gob.mx/estadisticas>)

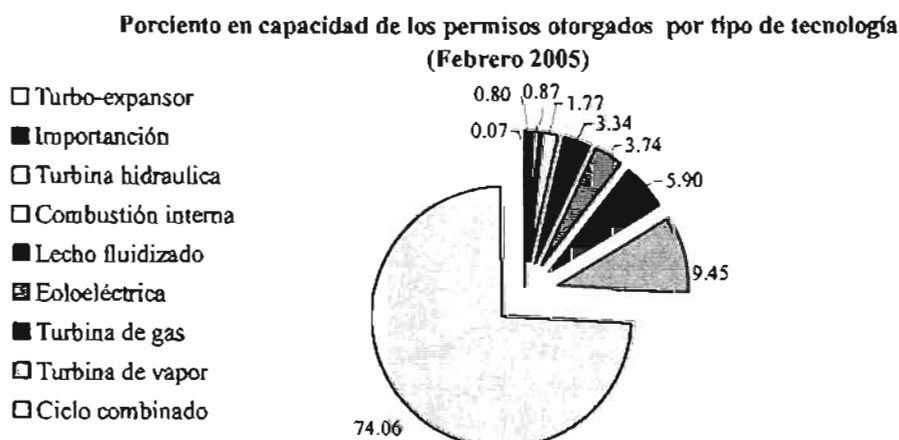


Figura 1-7: Por ciento en capacidad por tecnología de generación de electricidad, Febrero 2005 (<http://www.cre.gob.mx/estadisticas>)

Finalmente, en la tabla 1-6 se da cuenta del monto de inversión aplicado a los distintos energéticos primarios y la mezcla de éstos contemplada en la capacidad de generación autorizada hasta Noviembre del 2002. En congruencia con la selección de tecnología (CC), casi el 70 por ciento de la inversión parece orientado por el gas natural. El resto de la inversión se destinará a tecnologías que utilizarán combustibles fósiles con poco más de 20 por ciento y sólo un 9 por ciento se basa en energías renovables (ER).

Energético	Inversión (MUS\$)	Capacidad autorizada (MW)
Renovables	905	829
Viento	675	601
Agua	173	169
Bagazo	48	48
Biogás	9	11
Petrolíferos	660	791
Combustóleo	316	361
Diesel	84	170
Coque/ petróleo	260	260
Carbón	559	448
Carbón	234	198
Coque	325	250
Gas natural	7,297	15,320
GN y otros	728	1,247
Otros	408	572
Total	10,557	19,207

Tabla 1-6: Inversión y capacidad de generación para el sector privado (Miguel G. Breceda-Lapeyre, Noviembre 2002)

Se puede afirmar que la mezcla de energéticos destinada al parque de generación de energía eléctrica del sector privado en México, se integra básicamente con combustibles fósiles (96 por ciento, de los cuales el 69% corresponde a la tecnología del gas natural) y un marginal 4 por ciento con energías renovables (dentro de las cuales no se incluye a la biomasa forestal).

1.6 LA BIOMASA

La biomasa es la energía solar convertida por la vegetación en materia orgánica; esa energía la podemos recuperar por combustión directa o transformando la materia orgánica en otros combustibles.

El término biomasa se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía; o las provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz), del aserradero (podas, ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos urbanos (aguas negras, basura orgánica y otros).

1.6.1 TIPOS DE BIOMASA

Existen diferentes tipos o fuentes de biomasa que pueden ser utilizados para suministrar la demanda de energía de una instalación, una de las clasificaciones más generalmente aceptada es la siguiente:

- **Biomasa natural:** Es la que se produce espontáneamente en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana. Los recursos generados en las podas naturales de un bosque constituyen un ejemplo de este tipo de biomasa.
- **Biomasa residual seca:** Se incluyen en este grupo los subproductos sólidos no utilizados en las actividades agrícolas, en las forestales y en los procesos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera y que, por tanto, son considerados residuos. Este es el grupo que en la actualidad presenta un mayor interés desde el punto de vista del aprovechamiento industrial. Algunos ejemplos de este tipo de biomasa son la cáscara de almendra, las podas de frutales, el aserrín, entre otros.
- **Biomasa residual húmeda:** Son los vertidos denominados biodegradables, es decir, las aguas residuales urbanas e industriales y los residuos ganaderos (principalmente purines).
- **Cultivos energéticos:** Son cultivos realizados con la única finalidad de producir biomasa transformable en combustible. Algunos ejemplos son el cardo, el girasol cuando se destina a la producción de biocarburantes, la soja, entre otros.
- **Biocarburantes:** Corresponde a toda la biomasa que se caracteriza por ser rica en azúcares.

1.6.2 FUENTES DE RESIDUOS DE MADERA

Los residuos que provienen de la industria de productos forestales pueden dividirse en dos clases:

- Los que proceden de la recolección y extracción de trozas de los montes (bosque).
- Los que generan las propias industrias forestales durante el proceso de fabricación de madera.

Fuente	Tipo de residuo
Operaciones forestales	Ramas, hojas, troncos, raíces, madera de mala calidad, madera podrida, recortes y aserrín.
Fabricación de madera	Corteza, aserrín, recortes, madera partida, virutas, lijaduras.

Tabla 1-7: Fuente de los residuos de madera
(www.fao.org/docrep/t0269s/T0269S10.htm)

En general, puede afirmarse que de un árbol corriente, se obtienen menos de las dos terceras partes para su ulterior elaboración, mientras el tercio restante o se queda abandonado, se quema o lo recogen como leña los habitantes del lugar. Después de la elaboración, sólo un 28 por ciento del árbol se convierte en madera aserrada, quedándose el resto en residuos.

Parte o producto del árbol	Proporción (%)
Dejado en el bosque:	
Copa, ramas y follaje	20.0
Tocón (excluidas las raíces)	10.0
Aserrín	8.0
Aserrío:	
Virutas, costeros y recortes	17.0
Aserrín y menudos	7.5
Pérdidas varias	4.0
Corteza	5.5
Madera aserrada	28.0
Total	100.0

Tabla 1-8: Distribución de un árbol corriente para madera de aserrío
(www.fao.org/docrep/t0269s/T0269S10.htm)

1.6.3 VALOR CALORÍFICO DE LOS RESIDUOS DE MADERA

El valor calorífico de la madera depende muchísimo de las especies y de la parte del árbol que se aproveche; varía entre 10 y 20 MJ/kg de madera. En general, un kilogramo de biomasa permite obtener 3,500 kcal, en tanto que un litro de gasolina tiene aproximadamente 10,000 kcal; esto es, por cada tres kilogramos de biomasa, se ahorra el equivalente a un litro de gasolina. En la tabla 1-9 se muestra cabalmente la variación del poder calorífico de la madera y residuos de madera de pino respecto al contenido de humedad y a la eficiencia del proceso de transformación energética. El cuadro muestra también un análisis comparativo con otros combustibles alternativos.

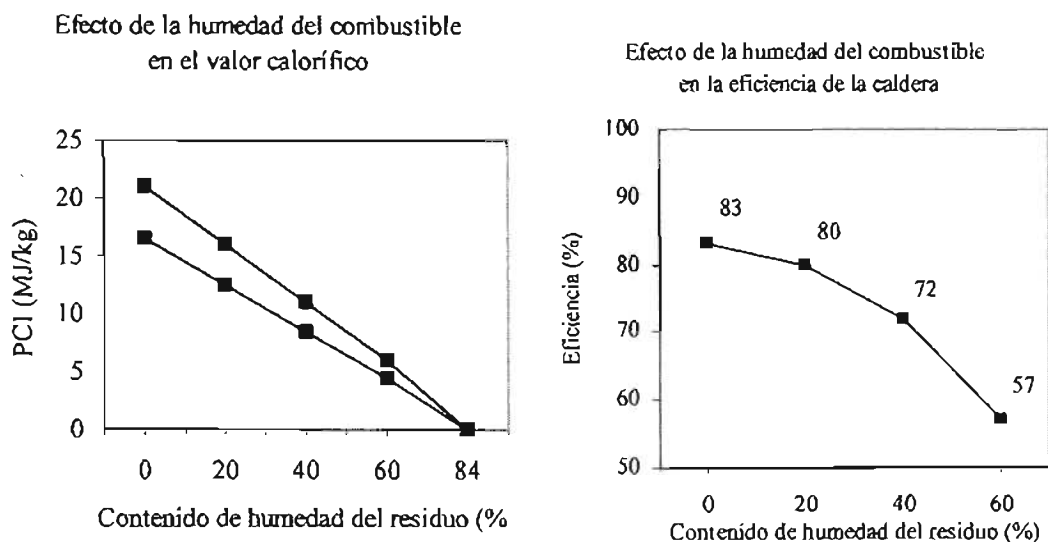
Combustible	Contenido humedad %	Poder calorífico (MJ/kg)	Eficiencia de un quemador corriente (%)	Poder calorífico neto (MJ/kg)
Madera y residuos de pino				
Madera	0	19.80	80.0	15.84
Madera	10	17.80	78.0	13.88
Madera	20	15.90	76.0	12.08
Madera	30	14.50	74.0	10.73
Madera	40	12.00	72.0	8.64
Madera	50	10.00	67.0	6.70
Aserrín	0	19.00	80.6	15.31
Aserrín	13	16.20	77.4	12.54
Aserrín	15	15.84	76.9	12.18
Aserrín	35	11.53	72.1	8.31
Aserrín	50	10.00	68.4	6.84
Virutas	0	19.06	80.6	15.36
Virutas	13	16.20	77.4	12.54
Virutas	15	15.84	76.9	12.18
Virutas	35	11.53	72.1	8.31
Corteza	0	19.60	80.0	15.68
Corteza	20	15.25	76.0	11.59
Corteza	40	11.07	72.0	7.97
Leñas y ramas	0	19.35	80.0	15.48
Leñas y ramas	20	15.00	76.0	11.40
Leñas y ramas	40	10.66	72.0	7.67
Otros tipos de madera				
Madera seca no resinosa	0	19.00	80.0	15.20
Madera seca resinosa	0	22.50	80.0	18.00
Madera Abedul	0	18.79	80.0	15.03
Corteza seca no resinosa	0	20.00	80.0	16.00
Corteza seca resinosa	0	22.50	80.0	18.00
Otros combustibles				
Petróleo pesado	*	42.60	82.5	35.15
Petróleo ligero	*	43.50	82.5	35.89
Butano	*	49.30	79.0	38.95
Propano	*	50.00	78.7	39.35

Tabla 1-9: Contenido energético de la biomasa residual y otros combustibles (99)

Como puede verse, el contenido de humedad es un determinante importante del valor calorífico del residuo de madera, ya que desde 19.8 MJ/kg con el 0 por ciento de contenido de humedad, baja a 10.0 MJ/kg al 50 por ciento de contenido de humedad.

Aunque la madera puede suministrarse con un 55-58 por ciento de contenido de humedad, es siempre mejor optar a un contenido de humedad del 50 por ciento máximo, o menos para conseguir un funcionamiento satisfactorio y sostenido. Cuando el contenido de humedad es aproximadamente del 68 por ciento, se produce el "bloqueo del horno", punto en el que la combustión ya no puede sostenerse más tiempo, a menos que se empleen combustibles complementarios para mantenerla.

Un contenido elevado de humedad no sólo reduce el valor calorífico de quema de los residuos de madera, sino que incide fuertemente en la eficiencia general de la combustión debido a la gran cantidad de energía necesaria para calentar grandes cantidades de aire sobrante y vaporizar la humedad que hay en el residuo, que junto con la humedad formada por el propio proceso de combustión se pierde luego en el cañón de la chimenea como calor latente. De ahí que sea lógico que los residuos de madera con un 10 por ciento de contenido de humedad, con un valor térmico de quema de 17.8 MJ/kg y una eficiencia de combustión de un 78 por ciento, sea preferible a la madera verde con un 50 por ciento de contenido de humedad, con un valor térmico de quema de 10.0 MJ/kg y un 67 por ciento de eficiencia en la combustión; según se muestra gráficamente a continuación:



PCI es del poder de calorífico inferior de combustión

Figura 1-8: Efecto del contenido de humedad de los residuos de madera en la eficiencia (www.fao.org/docrep/t0269s/T0269S10.htm)

El tamaño y la forma de las partículas de madera también tienen una importancia decisiva tanto para las características de manipulación como para la eficiencia de la quema de residuos, y desempeña un papel importante en su combustibilidad y en la selección y funcionamiento de las instalaciones de elaboración y combustión. Mientras las lijaduras finas y las virutas de madera pueden quemarse en suspensión, los residuos de madera de mayor tamaño en forma de grandes astillas, residuos triturados en forma gruesa y costera necesitan un tiempo de estancia mayor para su quema. De ahí que todas las medidas que se adopten para reducir el contenido de humedad y el tamaño de los residuos al mínimo sean rentables en la producción de energía.

En la tabla 1-10 se muestra el tamaño de partícula y contenido de humedad de diversos tipos de residuos forestales.

Residuos	Tamaño (mm)	Contenido de humedad (%)	Contenido de cenizas y suciedad (%)
Lijaduras	0-1	2-10	0.1-0.5
Virutas	1-12	10-20	0.1-1.0
Aserrín	1-10	10-40	0.5-2.0
Corteza (desmenuzada)	1-100	25-75	1.0-2.0
Limpiezas de apiladeros	Hasta 100	40-60	5.0-50.0
Otros residuos forestales		30-60	3.0-20.0

Tabla 1-10: Tamaño, humedad y contenido de cenizas con los residuos de madera (www.fao.org/docrep/t0269s/T0269S10.htm)

1.7 APLICACIONES ENERGÉTICAS DE LA BIOMASA

Con biomasa se puede generar energía térmica (agua, aire caliente o vapor), energía eléctrica e incluso mecánica mediante el uso de biocarburantes en motores de combustión interna; según se muestra a continuación:

- **Generación de energía térmica**

El sistema más extendido para este tipo de aprovechamiento está basado en la combustión de biomasa sólida, aunque también es posible quemar el biogás procedente de la digestión anaerobia de un residuo líquido o el gas de síntesis generado en la gasificación de un sólido.

- **Generación de energía eléctrica**

En función del tipo y cantidad de biomasa disponible varía la tecnología más adecuada a emplear para este fin:

Ciclo de vapor: Está basado en la combustión de biomasa, a partir de la cual se genera vapor que es posteriormente expandido en una turbina de vapor.

Turbina de gas: Utiliza gas de síntesis procedente de la gasificación de un recurso sólido. Si los gases de escape de la turbina se aprovechan en un ciclo de vapor se habla de un ciclo combinado.

Motor alternativo: Utiliza gas de síntesis procedente de la gasificación de un recurso sólido o biogás procedente de una digestión anaerobia.

Tecnología	Característica biomasa	Tamaño menor a	Comentarios
Ciclo de vapor	Sólida	4 MW eléctricos	
Turbina de gas	Gas de síntesis	1 MW eléctricos	Sobre todo para cogeneración.
Ciclo combinado	Gas de síntesis	10 MW eléctricos	
Motor alternativo	Gas de síntesis o biogás	50 kW eléctricos	Sobre todo para cogeneración.

Tabla 1-11: Sistemas de generación de energía eléctrica con biomasa (Fernando Sebastián y Javier Royo, Universidad de Zaragoza, Noviembre 2002)

- **Cogeneración**

Aunque cada caso debe ser estudiado en detalle, en general la cogeneración con biomasa es adecuada para empresas con consumos de energía eléctrica importantes, con un factor de utilización elevado (más de 5000 h/año) y donde sea posible aprovechar energía térmica a temperatura media (alrededor de 400-500° C). Un sistema de cogeneración basado en la utilización de biomasa permite disminuir el costo de la factura, tanto la eléctrica como la de combustibles fósiles.

▪ **Generación de energía mecánica:**

Los biocombustibles pueden ser empleados en los motores alternativos de automóviles, camiones, autobuses, entre otros, sustituyendo total o parcialmente a los combustibles fósiles. La utilización de biocombustibles es especialmente interesante en industrias agrarias que dispongan de una adecuada materia prima para su producción (aceites reciclados, girasol, maíz, trigo, entre otros) y que puedan autoconsumirlos (por ejemplo en tractores), llegando a suponer importantes ahorros en la factura de los combustibles.

1.7.1 VENTAJAS DEL USO DE LA BIOMASA

El empleo energético de la biomasa presenta numerosas ventajas, no sólo para el propietario de la instalación de aprovechamiento, sino también para el conjunto de la sociedad, dentro de las más importantes se mencionan las siguientes:

1. Se disminuye la factura energética al reducir la cantidad de combustibles que se debe adquirir del exterior.
2. Se considera que todo el CO₂ emitido en la utilización energética de la biomasa había sido previamente fijado en el crecimiento de la materia vegetal que la había generado, por lo que no contribuye al incremento de su proporción en la atmósfera y, por tanto, no es responsable del aumento del efecto invernadero.
3. La biomasa tiene contenidos en azufre prácticamente nulos, generalmente inferiores al 0.1%; por este motivo, las emisiones de dióxido de azufre, que junto con las de óxidos de nitrógeno son las causantes de la lluvia ácida, son mínimas.
4. El aprovechamiento energético de la biomasa contribuye a la diversificación energética.
5. El aprovechamiento de algunos tipos de biomasa (principalmente la forestal) contribuyen a la creación de puestos de trabajo en el medio rural.
6. Debido a su carácter sustentable son capaces de preservar las fuentes.
7. Garantizan la seguridad y diversidad del suministro energético.
8. Con la entrada en vigor del protocolo de Kyoto, se presenta la oportunidad de aprovechar el financiamiento de países desarrollados para impulsar el uso de energías alternativas.

1.7.2 DESVENTAJAS DEL USO DE LA BIOMASA

La utilización energética de la biomasa presenta, debido a sus características, pequeños inconvenientes con relación a los combustibles fósiles, entre los cuales se destacan:

1. Los rendimientos de las calderas de biomasa son inferiores a los de las que usan un combustible fósil líquido o gaseoso.
2. La biomasa posee menor densidad energética, o lo que es lo mismo, para conseguir la misma cantidad de energía es necesario utilizar más cantidad de recurso. Esto hace que los sistemas de almacenamiento sean, en general, mayores.
3. Los sistemas de alimentación de combustible y eliminación de cenizas son más complejos y requieren unos mayores costos de operación y mantenimiento (respecto a las que usan un combustible fósil líquido o gaseoso). No obstante, cada vez existen en el mercado sistemas más automatizados que van minimizando este inconveniente.
4. Los canales de distribución de la biomasa no están desarrollados como los de los combustibles fósiles (sólo aplicable en el caso de que los recursos no sean propios).
5. Muchos de estos recursos tienen elevados contenidos de humedad, lo que hace que en determinadas aplicaciones puede ser necesario un proceso previo de secado.

1.8 PREPARACIÓN DEL COMBUSTIBLE A BASE DE RESIDUOS DE MADERA

Un sistema de combustión de residuos de madera bien administrado suele comprender un proceso en la transformación de estos que involucra la recolección y manipulación, el almacenamiento, la reducción del tamaño, el secado, y la densificación (de requerirse); para conseguir así un suministro fiable y constante de combustible de calidad a los quemadores.

▪ **Recolección y manipulación**

En las pequeñas industrias forestales de los países en desarrollo, la recolección y manipulación de los residuos son fundamentalmente manuales, con la ayuda de un tractor o aplanadora para llevar y empujar los residuos hasta un sistema transportador de cinta, evitando así la necesidad de un enorme desembolso de capital y elevando al máximo el empleo de mano de obra disponible.

Los sistemas de manipulación habrán de diseñarse de forma que permitan el mayor grado de flexibilidad al operador y que puedan servir para toda la gama de tamaños y contenidos de humedad de los residuos que se espera genere el aserradero. La mejor forma de poder aprovechar los residuos industriales y manipularlos es también una cuestión de economía, de disponibilidad de mano de obra, y de cantidad y tipo de residuos producidos; suele hacerse normalmente mediante combinaciones de transportadoras de cintas y neumáticas, de palas cargadoras de ataque frontal y de camiones

▪ **Almacenamiento**

El tipo de almacenamiento de los residuos de madera dependerá en gran parte de:

1. Forma y contenido de humedad de los residuos
2. Frecuencia y fiabilidad de las entregas que se hagan durante todo el año al aserradero y la producción de residuos
3. Disponibilidad de terrenos
4. Condiciones climáticas
5. Necesidad de secado al aire
6. Volumen correspondiente de residuos de madera
7. Sistema de manipulación y tratamiento de los residuos

Los sistemas de almacenamiento pueden dividirse en dos categorías distintas:

Almacenamiento exterior: Este tipo de almacenamiento se efectúa en pilas sobre plataformas de cemento armado o de grava para ayudar al drenaje y reducir el acompañamiento de cuerpos extraños, que es el medio menos costoso de mantener las existencias. Esta modalidad de almacenamiento se presta para mantener existencias entre 20 a 30 días de residuos forestales verdes, cortezas, o astillas. Sin embargo, si no se toman las precauciones y se hacen los preparativos convenientes, pueden verificarse deterioros y fuegos por recalentamiento y la acción biológica. Por eso, los residuos deben ser vigilados y aquellos a los que no les haga falta el secado a base de tiempo, deberán ser objeto de un movimiento rápido y utilizarse según vayan llegando.

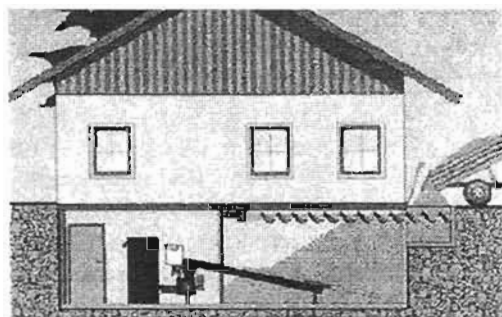


Figura 1-9: Almacenamiento de aserrín a cielo abierto
(“Calefacción en grandes edificios con biomasa, aspectos técnicos básicos; IDAE, 2002)

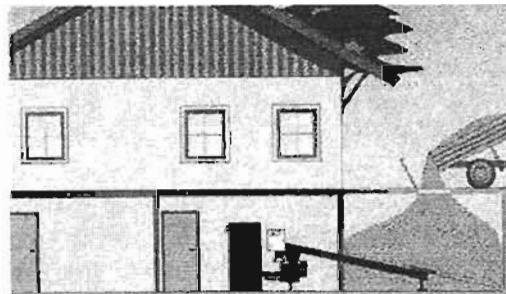
En los casos en los que se maneje una gran variedad de tamaños de residuos, es siempre aconsejable separarlos según tamaño, antes o después del almacenamiento y, en la mayoría de los casos, es preferible reducir los residuos más grandes en desmenuzadoras o astilladoras ya que facilita su manipulación. Hay que evitar la mezcla de residuos húmedos y secos, pues en su caso se reducirá la eficiencia de la combustión; es mucho mejor contar con doble almacenamiento y sistema de alimentación para distribuir el paso a los quemadores según el contenido de humedad.

Sistemas de almacenamiento cubierto: Sirven para proteger contra las pérdidas y daños causados por el viento y las lluvias; normalmente se construyen para materiales que fácilmente se los lleva el viento o que absorben rápidamente la humedad, como aserrín seco, virutas y lijaduras.

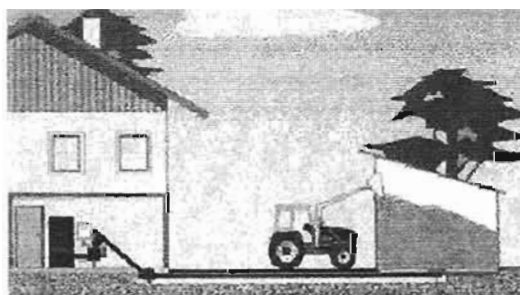
En este tipo de almacenamiento, los biocombustibles pueden almacenarse en un depósito dentro del edificio, en una habitación cerrada cerca de la caldera o en un almacén separado fuera del edificio. Este puede ser un silo, en superficie o subterráneo, o bien, en una habitación desde donde el combustible es transportado hasta la caldera, mediante un tornillo sin fin. Otra solución es un contenedor situado al lado del edificio, con rampas de descarga, que transporte la biomasa de uno a otro mediante de un vehículo de intercambio de carga.



Depósito en el edificio



Depósito fuera del edificio



Depósito cercano al edificio

Figura 1-10: Sistemas de almacenamiento cubierto
 (“Calefacción en grandes edificios con biomasa, aspectos técnicos básicos; IDAE, 2002)

El combustible puede ser transportado desde el almacén hasta la caldera de distintas formas:

- Suelo llano con rascadores horizontales hidráulicos: Este mecanismo es caro pero optimiza el volumen de biomasa disponible (se utiliza principalmente con astillas).
- Rascadores giratorios: Más baratos, pueden usarse tanto con astillas como con pellets, el almacén deberá ser redondo o cuadrado para evitar espacios muertos.
- Suelo inclinado con un tornillo sin fin.
- Suelo inclinado con un sistema de alimentación del combustible neumático: El sistema más barato, sólo admite pellets.

En estos sistemas de almacenamiento se recomienda tener una capacidad de existencias para unas 48 horas pudiéndose así mantener el funcionamiento continuo sin que éste se vea impedido por fines de semana o interrupciones en el flujo de suministros provenientes de la planta elaboradora. Llenar más del 70 por ciento del espacio del depósito es una tarea difícil y es importante poder descargar un camión completo sin tener que esperar a que se vacíe por completo el almacén. Por ello, cuando se proyecta un edificio nuevo el tamaño mínimo del depósito debe ser aproximadamente un 50 % mayor que un camión lleno de combustible, o que la demanda de combustible alcance para dos semanas. Si el suministro continuo de biomasa parece inseguro, puede tener más sentido el uso de una caldera convencional, para los picos de demanda y como sistema auxiliar, que un volumen de almacenamiento mayor.

▪ Reducción de tamaño y selección

Mientras el aserrín, las virutas y las lijaduras pueden quemarse directamente sin necesidad de ulterior tratamiento, hay otras formas de residuos madereros que tienen que reducirse de tamaño para facilitar su manipulación, almacenamiento y su paso regulado a la cámara de combustión. Si se consigue un tamaño uniforme de partículas, se mejorará la eficiencia de la combustión debido al ritmo uniforme y controlado de entrada de combustible y a la posibilidad de regular el paso del aire. Además, en el caso de combustibles con gran contenido de humedad, el proceso de reducción expone una mayor parte de la superficie de la partícula a los gases de combustión, liberando así la humedad más rápidamente, con lo que se refuerza su valor calorífico.

La reducción del tamaño puede realizarse en varias etapas con una desmenuzadora o una trituradora, procediéndose al cribado antes y entre estas operaciones.

La desmenuzadora consta fundamentalmente de un juego de cuchillas o martillos oscilantes montados en un eje que gira rápidamente dentro de un armazón robusto. El impacto de los elementos motrices giratorios sobre el residuo de madera y contra el plato desmenuzador lo reduce a un tamaño uniforme de unos 20 a 50 mm.

La criba, directamente antes o después del desmenuzado, separa el polvo y los menudos y conserva energía en las fases posteriores de reducción separando las partículas de tamaño aceptable, que de lo contrario volverían a ser tratadas.

Las trituradoras se emplean para reducir aún más el tamaño de los residuos pasándolos entre un disco fijo y otro giratorio, cada uno dotado de segmentos ranurados o acanalados. Las partículas producidas pueden quemarse en quemadores de suspensión de fuego directo para producir gases calientes.

▪ Secado del combustible

La eficiencia de la combustión, el control de las calderas y la capacidad del operador para responder rápidamente a los problemas en la demanda de vapor resultan muy impedidas cuando se junta un contenido de humedad elevado y fluctuante en el combustible. Estas situaciones pueden mejorar si se seca el combustible, lo que también repercutirá en un incremento de la capacidad de las calderas y dará lugar a un mejor control de la emisión.

La humedad de los residuos puede reducirse mediante prensado mecánico, secado al aire o el empleo de secadores de aire caliente, o combinando los tres procedimientos.

La práctica comúnmente seguida es que las prensas mecánicas se empleen en las cortezas y residuos de madera con niveles de humedad superiores al 70 por ciento para reducirlo al 55 ó 60 por ciento de contenido de humedad, lo que permitiría entonces que el residuo se mezclara con los materiales que entran en la secadora para producir así un elemento combustible.

Ahora bien, en el caso de que se disponga fácilmente de suficientes suministros de residuos de madera para cubrir las necesidades energéticas de la planta, y la eliminación de las cortezas no suponga un grave problema para el aserradero, entonces no estaría justificado económicamente que las cortezas se sometieran a prensado y secado dada su necesidad de mantenimiento, la demanda de energía y las instalaciones de gran intensidad de capital que harían falta para ello.

El secado al aire de los residuos de la extracción de madera de los bosques, suponiendo que predominen unas condiciones climáticas adecuadas, puede producir una pérdida de humedad de un 10 a un 15 por ciento, que puede incluso bajar aún más al 25 por ciento si los residuos se dejan en espacios sin árboles expuestos a la acción del viento y del sol. El secado al aire de los residuos, siempre que lo permitan el tiempo y el espacio, es preferible que se haga en zonas cubiertas y bien ventiladas, especialmente para los residuos de menor tamaño como el aserrín, que es más propenso a absorber el agua de lluvia y necesita más tiempo para secarse al aire que los residuos de madera mixtos.

El empleo de secadoras para secar logran reducir la humedad en la madera hasta un 20-30 por ciento de contenido de humedad empleando para ello instalaciones como secadoras de tambor giratorio, secadoras instantáneas y tipo cascada, que emplean como fuentes de calor gases de las pilas de residuos, la combustión directa de los residuos, el vapor o el agua caliente; dando lugar indudablemente a una mejor eficiencia de la combustión, y a un mayor aprovechamiento de las calderas.

▪ **Densificación**

En los últimos años se ha venido creando una concientización cada vez mayor sobre el empleo de residuos de madera compactada en forma de briquetas, bolas o tramos, como combustible doméstico o industrial.

Las briquetas se forman generalmente haciendo pasar el aserrín o las virutas secas a través de un troquel cilíndrico partido, usando un vástago hidráulico. La presión ejercida, de unos 1,200 kg/cm², y el calor resultante generado aglomera las partículas de madera en "leños".

La producción de bolas supone la reducción de los residuos de madera al tamaño del aserrín, y luego se secan aproximadamente al 12 por ciento de contenido de humedad antes de su extrusión en molinos agrícolas especialmente adaptados para formar bolas de unos 6 a 18 mm de diámetro y de 15 a 30 mm de largo, con una densidad del orden de 950 a 1,300 kg/m³. El secado de la materia antes de su extrusión se suele realizar en secadoras de tambores giratorios, caldeadas por un 15 a 20 por ciento de la producción de bolas de la planta.

Aunque de la nodulización resulta un producto con unas características excelentes de manipulación y almacenamiento, con una concentración de energía equivalente cuatro veces mayor que la del combustible de madera, reduciendo así considerablemente los gastos de transporte y mejorando el rendimiento de las calderas, se ha llegado a la conclusión de que las grandes inversiones de capital que se requieren en la planta de tratamiento y sus costos de funcionamiento sólo resultan económicamente interesantes si las distancias desde donde procede la materia prima que hay que transportar pasa de 250 km, no estando justificadas para combustibles que se generan en el lugar.

▪ **Suministro del combustible**

Los biocombustibles forestales o agrícolas son suministrados usualmente en camiones o tractores con volquetes que se inclina sobre las compuertas del almacén, o mediante camiones con sistemas neumáticos de descarga del combustible. Para las astillas es más común el uso de un volquete y para los biocombustibles densificados los sistemas neumáticos. En el caso de los agroindustriales pueden darse las dos formas.

1.9 COMBUSTIÓN DE LOS DESPERDICIOS DE MADERA

Los métodos tradicionales de quema de la biomasa forestal para producir vapor consisten en la utilización de calderas piro-tubulares o acuotubulares, que emplean el método de quema de pilas de residuos sobre una parrilla. La diferencia entre las calderas normales de aceite o gas y las que queman residuos de madera estriba en que las características de una combustión lenta de la madera, junto con su elevado contenido de humedad, requieren una mayor capacidad en la cámara de combustión con un horno alto para así crear unas velocidades ascendentes lentas y responder al tiempo más largo de paso o estancia que se necesita para quemar el combustible de biomasa forestal.

La necesidad de una caldera de mayor tamaño, junto con la exigencia de una instalación de manipulación de los residuos, supone de 1.5 a 4 veces el costo de inversión de las calderas prefabricadas que funcionan con petróleo. Además de esto, cabe prever unas eficiencias de combustión del 65 al 78 por ciento cuando se queman residuos de madera, frente al 82 por ciento que se consigue en unidades que funcionan con gas o petróleo. La dificultad del encendido automático, la lenta respuesta a una demanda de punta y el tener que sacar las cenizas y tirarlas son otros inconvenientes que hay que sopesar atentamente cuando se emplea la biomasa como combustible.

En las instalaciones de combustión biomasa el quemador automático de virutas y aserrín incorpora inyección de aire primario y secundario que aseguran una combustión óptima y un aprovechamiento máximo del valor calorífico del combustible. En la siguiente figura se puede observar cómo trabaja el sistema de combustión automática.

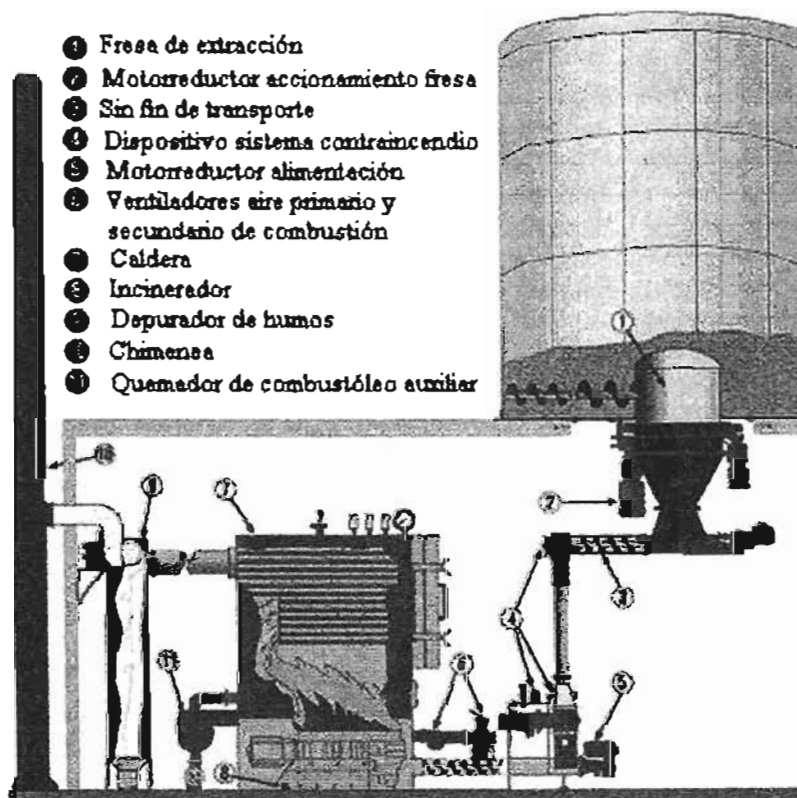


Figura 1-11: Esquema de una planta para la combustión de residuos de madera
(Calderas L. Solé, 2004)

1.9.1 TIPOS DE CALDERAS

Se pueden distinguir varios tipos de calderas para la combustión de biomasa. Generalmente el tipo de caldera empleada son las tradicionales con parrilla fija o móvil (temperaturas menores de 1,000 °C); a continuación se describen las más comunes:

▪ Calderas pirotubulares

Se emplean principalmente cuando se necesitan presiones de vapor de no más de 20 kg/cm² en operaciones pequeñas o medianas, y se prestan muy bien para las necesidades térmicas de la industria mecánica de la madera. Son relativamente baratas y funcionan aprovechando el principio de los gases calientes de la combustión que pasan por tubos de acero colocados en camisas exteriores de agua.

▪ Calderas acuotubulares

Las calderas acuotubulares constan de tubos soldados de tal suerte que constituyen paredes completas que encierran la cámara de combustión, a través de la cual fluye el agua que se va a calentar. Por su propia construcción, la caldera acuotubular se usa casi exclusivamente cuando se emplean presiones de vapor superiores a los 10 kg/cm², especialmente para proporcionar energía motriz a los generadores de turbinas.

Ambos tipos de calderas pueden subdividirse ulteriormente en calderas que llegan ya embaladas o como unidades para ser montadas sobre el terreno. Las calderas ya preparadas suelen ser unidades que se montan en el establecimiento, con lo que pueden ser fácilmente expedidas, instaladas y puestas en funcionamiento y suelen tener una capacidad de vapor inferior a 22.5 ton/hr.

▪ Quemadores de pilas y quemadores de suspensión

Los quemadores de pilas, como su propio nombre indica, queman el combustible en pilas sobre un pavimento o parrilla refractarios. Estos hornos pueden utilizarse para quemar combustibles de hasta un 65 por ciento de contenido de humedad, independientemente del tamaño o forma, aunque requieren mucha atención y largo tiempo para formar y quemar la pila y tienen unos rendimientos bajos del orden del 50 al 60 por ciento. En algunos hornos, puede agregarse combustible de gran contenido de humedad a la base de la pila mediante pistones hidráulicos, con lo que el residuo se quema más lenta y exhaustivamente.

Los quemadores en suspensión como su nombre indica, queman las partículas finas de madera que hay en suspensión, bien en unas cámaras especiales de combustión o en unos hogares de caldera, dentro de un ambiente muy turbulento provocado por el aire forzado de la combustión. Para que funcione eficazmente, las partículas de madera tienen que tener no más de 6 mm de tamaño y un contenido máximo de humedad del 15 por ciento. Son unidades que se prestan muy bien para su empleo con hornos de madera, secadoras y calderas de material para chapas y tableros de partículas.

▪ Quemadores de ciclón

Estos quemadores funcionan igualmente que los quemadores en suspensión, la diferencia entre ambos radica en que emplean un tamaño máximo de partículas en el orden de 3.5 mm y con un 12 por ciento de contenido de humedad, y se somete a combustión en un quemador externo de ciclón.

▪ Calderas de lecho fluidizado

Estas son capaces de quemar combustible desmenuzado sin tratar, con niveles de humedad de hasta un 55-60 por ciento, en una zona mezcladora turbulenta encima de un lecho fluidizado de arena de sílice inerte. El combustible se mantiene en suspensión durante la combustión por la alta velocidad del aire expulsado a través del lecho de arena, lo que determina que la arena adopte propiedades fluidizadas y de libre flujo. Alcanzan temperaturas no mayores a los 800 °C.

▪ **Calderas de astillas**

Las calderas de astillas utilizan madera virgen cortada en pequeños trozos de unos centímetros de tamaño, cargados automáticamente a través de dispositivos mecánicos especiales. El combustible procede de materiales diferentes, como podas desmenuzadas, desechos del aserradero o biomasa procedentes de las actividades forestales (desmontes, aclareos y cortes de conversión).

Los sistemas de astillas son totalmente automatizados y no tienen límite de tamaño, pudiendo alcanzar potencias de incluso varios MW térmicos. El rendimiento y el confort son los mismos que los de las calderas de gas o gasóleo. Este tipo de equipos se componen propiamente del cuerpo de la caldera, contenedor o local especial (silo) para almacenar las astillas, sistema de movimiento del combustible, centralita de regulación, y de un acumulador inercial. Tiene la desventaja de no poder emplear diversidad en la biomasa combustible.

1.10 EXPERIENCIAS DE PLANTAS DE COGENERACIÓN CON BIOMASA

Se han recopilado algunas experiencias de cogeneración con biomasa en el contexto mundial, con la finalidad de mostrar la factibilidad de esta tecnología, aun y cuando en México no exista, hasta el momento, ningún caso de cogeneración con residuos forestales:

Número de planta		1	2
Generales	Nombre	Cecsa y Biomap	Constitución
	País	España	Chile
	Potencia instalada	12 MW	9.2 MW
	Generación media anual	96 GWh/año	56 GWh/año
	Año operación	Marzo-2001	Abril-1995
	Disponibilidad	8,000 h/ año	8,000 h/ año
	Costo planta	\$20,740,000 dls	\$10,000,000 dls
Caldera	Tecnología	Acuotubular con parilla móvil	Acuotubular con parilla fija
	Combustible	Paja de cardo	Desechos madera
	Consumo combustible	12.5 ton/h	18 ton/h
	Flujo vapor total	44.7 ton/h	45 ton/h
	Condición del vapor	63 bar y 488 °C	45 kg/cm ² y 450 °C
	Tecnología	No especificado	De condensación a 3,600 rpm
Turbina	Flujo extracción a proceso	No especificado	15 ton/h
	Condición extracción	No especificado	7 kg/cm ²

Número de planta		3	4
Generales	Nombre	Azucarera el viejo	Dacsa
	País	Costa Rica	España
	Potencia instalada	7.3 MW	2 MW
	Generación media anual	No especificado	12.4 MWh/año
	Año operación	1990	2001
	Disponibilidad	7,000 h/ año	7,000 h/ año
	Costo planta	\$7,747,584 dls	No especificado
Caldera	Tecnología	Acuotubular con parilla móvil	Lecho fluidizado
	Combustible	Bagazo de caña	Cascarilla de arroz
	Consumo combustible	No especificado	2.2 ton/h
	Flujo vapor total	62.5 ton/h	No especificado
	Condición del vapor	28 bar y 176 °C	60 bar y 480 °C
	Tecnología	De condensación	De condensación c/extracción
Turbina	Flujo extracción a proceso	29.5 ton/h	No especificado
	Condición extracción	1.4 bar	4.5 bar

Número de planta		5	6
Generales	Nombre	Allarluz	Fyma
	País	España	Uruguay
	Potencia instalada	10.0 MW	2 MW
	Generación media anual	71.2 MWh/año	12 MWh/año
	Año operación	Febrero 2001	2000
	Disponibilidad	8,000 h/ año	6,000 h/ año
	Personal en recolección de biomasa	80 empleados	No requerido
	Personal en la central	10 empleados	7 empleados
	Costo planta	\$2,586,000 ptas	\$2,500,000 dls
Caldera	Tecnología	No especificado	Acuotubular con parilla móvil
	Combustible	Desechos madera	Desechos madera
	Consumo combustible	12.5 ton/h	5 ton/h
		100,000 ton/año	30,000 ton/año
	Flujo vapor total	No especificado	15 ton/h
	Condición del vapor	No especificado	No especificado
Tecnología	No especificado	De condensación c/extracción	
Turbina	Flujo extracción a proceso	No especificado	No especificado
	Condición extracción	No especificado	No especificado

Tabla 1-12: Experiencias en el ámbito mundial sobre cogeneración con biomasa

Fuentes:

FYMSA: Producción de energía eléctrica en un aserradero, por Gustavo Balerio (101).

CONSTITUCIÓN: Cogeneración usando desechos de madera como combustible principal, por Alejandro Rojas Belmar (102).

AZUCARERA EL VIEJO, por Ana Lorena León (103).

CESCA Y BIOMAP: Las primeras plantas de biomasa a partir de cultivos energéticos en España, Info-energía (105).

DACSA: Planta de generación basada en cascarilla de arroz, por Eduardo Serra y Diego Fraile (106).

ALLARLUZ: La primera central de biomasa en Galicia, Info-energía (107).

Aunque en estos casos no se tiene especificado el contenido de humedad de los residuos de madera que deben manejar los sistemas de combustión, la experiencia mundial en cogeneración indica que un contenido de humedad del 25 al 40% con un tamaño de partícula promedio de 50 mm, son las condiciones más aceptables para la operación de la planta.

CONCLUSIÓN

La biomasa generada por un aserradero comprende los residuos que provienen de la recolección y extracción de residuos de los montes, así como de los que genera la propia industria forestal durante el proceso de fabricación de madera. Esta biomasa constituida por madera en forma de aserrín, virutas, lijaduras, corteza de árbol y ramas se puede aprovechar para la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor requerida en las instalaciones (cogeneración).

2 LA COMUNIDAD INDÍGENA DE NUEVO SAN JUAN PARANGARICUTIRO

El aserradero forestal de la Comunidad Indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro tiene la reputación de ser una de las iniciativas más exitosas de manejo forestal comunitario en México. En buena medida, el aserradero ha establecido la pauta de lo que se considera un buen manejo forestal en México: una empresa basada en una organización comunitaria consolidada, un aprovechamiento eficiente de los recursos forestales, mantenimiento e incluso expansión de la cubierta forestal, desarrollo de una industria rentable económicamente y generando beneficios socio-económicos significativos para los miembros de la comunidad.

A diferencia de la mayor parte de las otras industrias, esta empresa de carácter forestal, tiene la ventaja de poder utilizar sus residuos para contribuir a cubrir sus necesidades energéticas.

El objetivo de este capítulo es encontrar las características tecnológicas y económicas generales del aserradero, evaluando los parámetros energéticos de la instalación, los costos de la energía empleada (eléctrica y térmica), la relación de energía eléctrica a energía térmica, los factores de carga, la generación en biomasa, y los costos de esta. En esta sección se describen los principales resultados recopilados en campo durante el 2003 y el 2004, sobre la biomasa, la energía térmica y la energía eléctrica del aserradero.

2.1 HISTORIA DE LA COMUNIDAD INDÍGENA

Nuevo San Juan Parangaricutiro (NSJP) aún conserva el status de comunidad indígena. En el año 1715 se constituyó la base para que el 26 de noviembre de 1991 se asentara oficialmente la propiedad de lo que ahora es el territorio de la comunidad. Este reconocimiento tiene un gran significado pues llegó precisamente cuando el gobierno anunciaba las reformas que abrían paso a la disolución de las tierras comunales. El decreto dio a la comunidad de Nuevo San Juan el dominio sobre alrededor de 18,000 hectáreas, de las cuales, aproximadamente el 62% es explotable comercialmente.

En 1975, en combinación con otras 26 comunidades de la unión de ejidos y comunidades forestales, Nuevo San Juan recibió la autorización gubernamental para administrar sus bosques. De 1977 a 1979, la comunidad fue aprendiendo lentamente cómo hacerlo; comenzó realizando talas selectivas para mejorar el recurso y administró los aprovechamientos para la obtención de leña y de madera para fines de construcción. Entre 1981-1982, el primer año de operaciones, la empresa obtuvo sólo una pequeña ganancia, pero había creado puestos de trabajo de medio tiempo para, por lo menos, 120 personas.

2.2 NUEVO SAN JUAN PARANGARICUTIRO

▪ Evolución demográfica

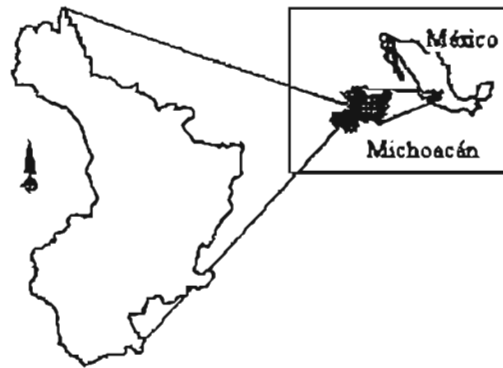
Para el 2000, se tiene una población de 11,983 habitantes (6,369 mujeres y 5,614 hombres), su tasa de crecimiento es del 2.06 por ciento anual y la densidad de población es de 62 habitantes por kilómetro cuadrado. Actualmente se tiene una población cercana a 16,000 habitantes. En el Municipio de Nuevo San Juan, la población representaba el 0.37 por ciento del total del Estado.

▪ Grupos étnicos

Según el censo general de población y vivienda, en el municipio habitan 606 personas que hablan alguna lengua indígena, y de las cuales 291 son hombres y 315 son mujeres. Los pueblos indígenas que habitan en el municipio pertenecen a la etnia Purépecha.

▪ Localización

Se localiza al oeste del Estado de Michoacán, en las coordenadas 19°25' de latitud norte y 102°08' de longitud oeste, a una altura de 1,880 metros sobre el nivel del mar. Limita al norte con Uruapan, al sur con Parácuaro y Gabriel Zamora y al oeste con Peribán y Tancitaro. Su distancia a la capital del Estado es de 135 km.



Nuevo San Juan Parangaricutiro

Figura 2-1: Ubicación de Nuevo San Juan Parangaricutiro
(Enciclopedia de los municipios de Michoacán; 2000)

▪ **Extensión**

Tiene una extensión de 234.31 km² y representa un 0.40 por ciento de la superficie total del Estado.

▪ **Climatología**

De acuerdo al sistema de clasificación de Köppen, modificado por García (1964), y a las cartas de clima elaboradas por la Secretaría de Programación y Presupuesto (SPP), Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), y la Dirección General de Geografía (DGG), hay un clima templado húmedo, con abundantes lluvias en verano; lluvia invernal menor del 5%; con temperatura media anual de 18 °C y la del mes más frío entre -3 y 18 °C. Existe una precipitación anual entre 1,500 y 2,000 mm, una frecuencia de heladas entre 20 y 40 días anuales y de granizadas de tres días al año.

▪ **Vegetación**

La vegetación en su mayor parte está representada por bosque de pino, bosque de pino-encino y bosques de pino-encino con vegetación secundaria arbustiva. Madrigal (1982) menciona la existencia de bosque de oyamel y reporta las siguientes especies de coníferas *Abies religiosa* var: *emarginata*, *Pinus douglasiana*, *Pinus lawsonii*, *Pinus leiophylla*, *Pinus maximinoi*, y *Pinus michoacana*. Las especies de encino registradas por Bello y Labat (1987), para el municipio son: *Quercus candicans*, *Quercus castanea*, *Quercus crassipes*, *Quercus laurina*, *Quercus obtusata* y *Quercus rugosa*.

▪ **Uso del suelo**

El uso del suelo en la comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro se reporta enseguida:

Uso del suelo	Superficie (ha)
Forestal:	10,653
Bosques densos	2,323
Bosques abiertos	6,554
Encinares	1,776
Agropecuario:	6,034
Granos y forrajes	4,020
Frutales	1,214
Descanso	800
Lavas y cenizas volcánicas	1,161
Sin definir	288
Total	18,318

Tabla 2-1: Uso del suelo en la Comunidad Indígena de Nuevo San Juan, Michoacán (SARH)

- **Hidrografía y orografía**

Su hidrografía está constituida por el río los Conejos y el manantial del mismo nombre; mientras que su relieve lo constituyen el sistema volcánico transversal, el volcán Parícutín y los cerros: Prieto, Chino, Cutzato, de la Alberca y Cerro de la Chimenea.

- **Educación**

Se cuenta con instituciones de educación preescolar, primaria, secundaria y bachillerato. La población analfabeta según el censo del 2000 es de 6,474 habitantes.

- **Salud**

Con respecto a los servicios de salud el municipio cuenta con clínicas del IMSS, consultorios y médicos particulares.

- **Vivienda**

El último censo efectuado en el 2000, se señaló la existencia de 2,436 viviendas, predominando las construidas con tabique y/o tabicón, seguidas por las de madera y otros materiales.

- **Servicios públicos**

Agua potable 90 %, drenaje 35 %, pavimentación 10 %, alumbrado público 50 %, recolección de basura 90 %, cloración del agua 100 % en la cabecera municipal, seguridad pública 75 %.

- **Medios de comunicación**

Se tiene cobertura de periódicos regionales y estatales, repetidoras de radio AM-FM y canales de la red nacional de televisión.

- **Vías de comunicación**

El municipio tiene una red de carreteras pavimentadas de 35 km, tramo Uruapan-Tancitaro, representa el 10 % de caminos. El 90% restante son caminos rurales. Así mismo se tiene el servicio de correo regular y teléfono domiciliado al 90%.

- **Explotación forestal**

Representa el 75 % de la actividad económica local y se realiza a través de la empresa comunal “aprovechamientos forestales”.

- **Agricultura**

Representa la segunda actividad económica en importancia. Sus principales cultivos son: aguacate, seguida de durazno y otros frutales; además de maíz y frijol.

- **Ganadería**

Esta actividad es la tercera en importancia. Se cria ganado bovino, porcino, caballar, caprino y aves de corral.

- **Caza y pesca**

Su actividad es poco representativa.

- **Industria y comercio**

La principal rama de la industria es la elaboración de muebles finos, seguida de la de alimentos y textiles. Representando el 8% de su actividad económica.

- **Turismo**

Por sus condiciones naturales, el municipio cuenta con lugares propios para el desarrollo turístico. Representa el 2% de su actividad económica.

2.3 LA EMPRESA COMUNAL APROVECHAMIENTOS FORESTALES

La sociedad comunal esta integrada por 1,292 comuneros repartidos entre 9 empresas diferentes, siendo "Aprovechamientos Forestales" de la Comunidad Indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro la más importante. Esta empresa tiene alrededor de 218 trabajadores permanentes, casi en su totalidad miembros de la comunidad. Además de una práctica de uso sofisticada y sustentable.

Se extrae y procesa resina de pino para convertirla en brea y aguarrás, productos que se distribuyen en las ciudades de México, Monterrey y León; se elaboran tablillas de pino para hacer cajas de empaque; se aserra madera para el mercado nacional; durante ciertos periodos se ha exportado carbón vegetal a Alemania; se elaboran molduras y muebles que se distribuyen en centros comerciales de la ciudad de México, así como en Estados Unidos y Bélgica; y se emprendió la producción de casas prefabricadas de madera, para lo cual se incursiona en el mercado español.

La infraestructura de la empresa forestal de Nuevo San Juan Parangaricutiro esta integrada por aserraderos y estufas, montacargas, tractores, huertas de aguacate y durazno, programas de mejoramiento de ganado, así como un centro comercial, una bodega para el abastecimiento agrícola y un centro de control computarizado. Todas las actividades son realizadas por miembros de la comunidad que, a su vez, son los dueños de la empresa.

A nivel político y económico la comunidad ha ganado mucho prestigio. En 1984 el gobierno mexicano le extendió el "Premio al Mérito Agrícola". En 1988 la comunidad obtuvo el derecho de administrar sus propios "Servicios Técnicos Forestales", lo que significó el control y administración íntegra de sus recursos. En 1990, la empresa comunitaria alcanzó ventas por un valor de 5 millones de dólares, con ganancias netas de 700,000 dólares. Recientemente se obtuvo el premio "Ecuador 2004" que es entregado cada 2 años por la iniciativa ecuatorial con objeto de reducir la pobreza y preservar la biodiversidad.

Si bien Nuevo San Juan Parangaricutiro se beneficia de la estrecha relación que guarda con el gobierno de México, su afiliación a la Confederación Nacional Campesina le asegura el fácil acceso a sus recursos forestales, evitándose la tortuosa burocracia para la obtención de los permisos anuales de tala. El principio con el que la comunidad administra el bosque parte de aprovechar un volumen previamente definido, en un área determinada, cada 10 años. Bajo este sistema, el volumen y la calidad del bosque han aumentado en la última década.



Figura 2-2: La empresa comunal (86)

2.3.1 PRINCIPALES ÁREAS DE PRODUCCIÓN

▪ Abastecimiento de materia prima y área de aserrío

El trozo es una de las materias primas esenciales para la creación de los diferentes productos que se realizan en la comunidad, su abastecimiento se realiza a través de camiones. Posteriormente en el área de aserrío la madera en rollo se convierte en madera en tablas, mismas que sufren procesos de transformación posteriores.



Figura 2-3: Abastecimiento de madera (86)



Figura 2-4: Aserradero principal (86)

▪ Área de astilladora y secundarios

Dentro del área de astilladora son aprovechados los materiales que no son aptos para ser utilizados en otros productos maderables de las diferentes áreas de producción. En tanto que en el área de secundarios se aprovecha la madera para la elaboración de caja para empaque y tarimas para la transportación de diversos productos.



Figura 2-5: Maquinaria de astilladora (86)



Figura 2-6: Taller de secundarios (86)

▪ Área de las estufas de secado

El estufado de la madera añade un mejor aprovechamiento de la madera en la creación de productos, tales como las duelas, molduras y los diversos modelos de muebles.



Figura 2-7: Madera estufada (86)

▪ **Área de fabrica de muebles y molduras**

En esta área se crean diversos muebles, los cuales son vendidos a diferentes lugares de la Republica Mexicana y al extranjero.

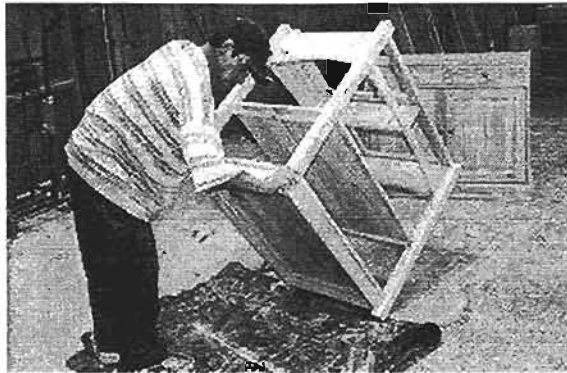


Figura 2-8: Fabrica de muebles (86)

▪ **Destiladora de resinas y polímeros**

En esta área se obtiene a partir de la resina de pino la brea y el aguarrás.



Figura 2-9: Planta destiladora de resinas (86)

2.3.2 PRINCIPALES PRODUCTOS

Los productos maderables obtenidos en las distintas partes de la empresa son:

1. Madera aserrada de patio
2. Madera aserrada estufada
3. Tarimas para empaque
4. Caja de empaque
5. Muebles
6. Duelas
7. Molduras
8. Astilla para celulosa
9. Brea o colofonia
10. Aguarrás (alfa pineno)
11. Aceite de pino

2.3.3 DATOS ADMINISTRATIVOS DE LA EMPRESA

▪ Nombre de la empresa o instalación
Aprovechamientos Forestales de la Comunidad Indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro

▪ Nombre del corporativo al que pertenece la empresa
Comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro, Michoacán

▪ Giro y/ o actividad
Aserradero

▪ Cámara y/ o asociación a la que pertenece
CANACINTRA

▪ Principales funcionarios

Nombre

José Campoverde León

Luciano Ruiz Contreras

Martín Antolino

Cargo

Comisariado comunal

Presidente del consejo de vigilancia

Gerente general de la empresa forestal

▪ Localización

Calle y No: Avenida Cerro Prieto S/N

Población: San Juan Nuevo Parangaricutiro

Colonia: Félix Ireta

Código postal: 60490

Estado: Michoacán

▪ Turnos laborables

Turno

Horario

Turno y medio De 6:00 -14:00 y de 15:00 – 18:00 horas

Turno normal De 8:30 -14:00 y de 15:30 – 19:00 horas

Turno mixto De 6:00 -13:00, de 13:00 – 21:00 y de 21:00 – 6:00 horas

Semanas/ año: 52 semanas

Periodos de vacaciones: Los que marca la ley

Periodos de mantenimiento: 2-3 semanas/ año

▪ Personal operativo (No. de empleados)

142 operativos

▪ Personal administrativo (No. de empleados)

76 administrativos

▪ Industrias cercanas

36 empresas de la unión de sierras cintas

▪ Año de los datos de análisis

2003

2.3.4 DATOS DE PRODUCCIÓN

Los principales datos manufacturados son:

Producto	Producción
Madera aserrada	450,000 millares de pie tabla/ mes
Astilla	5,950 m ³ / mes
Tarima	130,000 millares de pie tabla/ mes
Muebles	90 m ³ / mes
Molduras	75 millares de pie tabla/ mes

Tabla 2-2: Principales productos manufacturados, 2003
(Elaboración propia)

2.3.5 LA BIOMASA DE LA PLANTA

▪ GENERACIÓN DE BIOMASA

La biomasa generada corresponde tanto a los desechos que se originan en el propio aserradero, como los extraídos del bosque de la comunidad indígena.

Biomasa generada en el aserradero: Corresponde al aserrín, la corteza de árbol y leña. Sus generaciones por área y totales en el año 2003 fueron:

Area	Mes	Corteza [m ³]	Aserrín [m ³]	Leña [m ³]
Aserradero	Enero	2,067.6	834.1	D
	Febrero	1,684.1	538.6	D
	Marzo	1,256.9	521.6	D
	Abril	681.6	422.3	D
	Mayo	791.4	422.3	D
	Junio	539.5	298.1	D
	Julio	695.5	422.3	D
	Agosto	685.1	322.9	D
	Septiembre	614.0	322.9	D
	Octubre	745.7	372.6	D
	Noviembre	759.6	372.6	D
	Diciembre	720.8	223.6	D
	Subtotal 1		11,241.8	5,073.8
Area	Mes	Corteza [m ³]	Aserrín [m ³]	Leña [m ³]
Astilladora	Enero	92.4	220.1	D
	Febrero	49.7	223.6	D
	Marzo	92.4	223.6	D
	Abril	49.7	198.7	D
	Mayo	92.4	195.2	D
	Junio	49.7	170.4	D
	Julio	92.4	149.0	D
	Agosto	49.7	195.2	D
	Septiembre	92.4	170.4	D
	Octubre	49.7	195.2	D
	Noviembre	92.4	220.1	D
	Diciembre	49.7	145.6	D
	Subtotal 2		852.5	2,307.1
Area	Mes	Corteza [m ³]	Aserrín [m ³]	Leña [m ³]
Secundarios	Enero	15.2	13.0	D
	Febrero	14.3	12.2	D
	Marzo	13.5	11.6	D
	Abril	14.1	12.1	D
	Mayo	21.6	18.5	D
	Junio	17.5	15.0	D
	Julio	10.3	8.8	D
	Agosto	16.6	14.2	D
	Septiembre	14.5	12.4	D
	Octubre	15.2	13.0	D
	Noviembre	16.6	14.2	D
	Diciembre	14.0	12.0	D
	Subtotal 3		183.3	157.1
Area	Mes	Corteza [m ³]	Aserrín [m ³]	Leña [m ³]
Muebles y molduras	Promedio	D	450.0	D
	Subtotal 4	D	5,400.0	D
Total general		12,277.6	12,938.0	D

D/ Desconocido

Tabla 2-3: Generación de biomasa en el aserradero, 2003
(Elaboración propia)

Biomasa generada en el bosque: La generación anual fue de 71,485 m³. En la siguiente gráfica se muestra la generación global en biomasa.

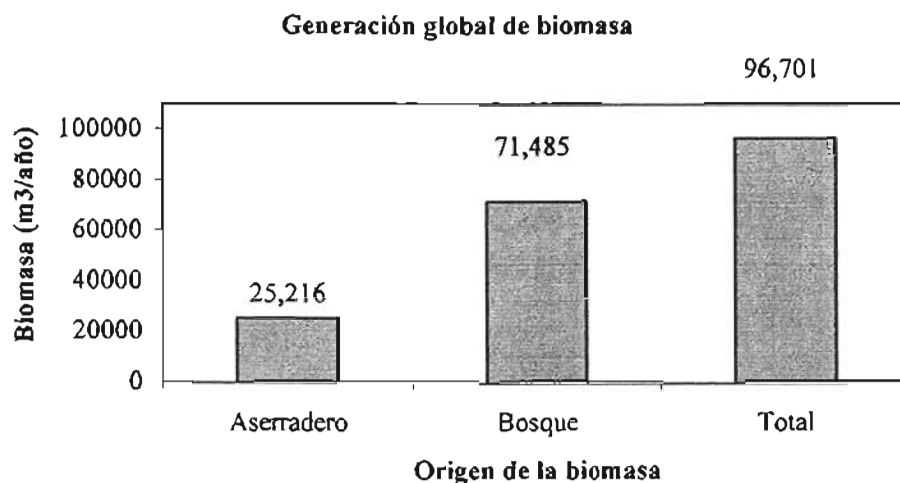


Figura 2-10: Generación anual de biomasa en el aserradero y en el bosque, 2003
(Elaboración propia)

La generación global de biomasa es de 96,701 m³/año.

▪ **CONSUMOS DE BIOMASA PARA LA PRODUCCIÓN DE VAPOR**

En un análisis de viabilidad técnica de cogeneración es importante determinar la cantidad de combustible utilizado que se puede atribuir a la energía eléctrica producida, así como el empleado para la producción de vapor. El combustible que se atribuye a la energía eléctrica generada se calcula restando, del combustible total utilizado el que hubiera sido necesario para producir el vapor generado en una caldera de vapor convencional. Es por esto que a continuación se presenta en la tabla 2-4 y 2-5 los consumos de aserrín y leña que se tuvieron durante el 2003 para la producción de vapor con las calderas actuales:

▪ **Estufas de secado**

Área	Mes	Operación [h]	Aserrín [m ³]	Leña [m ³]
Estufas de secado	Enero	713	472.2	295.3
	Febrero	672	505.9	274.8
	Marzo	744	438.5	134.0
	Abril	720	539.7	113.6
	Mayo	744	742.0	265.7
	Junio	624	539.7	163.5
	Julio	744	472.2	511.0
	Agosto	744	404.7	204.4
	Septiembre	720	409.2	40.9
	Octubre	720	843.2	490.6
	Noviembre	720	382.3	106.7
	Diciembre	672	371.0	50.0
Total		8,537	6,120.7	2,650.5

Tabla 2-4: Consumos mensuales de aserrín y leña en estufas de secado durante el 2003
(Aserradero Aprovechamientos Forestales)

▪ **Resinas y polímeros**

En esta área además de los consumos en biomasa se emplea combustóleo como combustible sustituto en operaciones de mantenimiento, los consumos del 2003 se muestran a continuación:

Tipo de caldera	Aserrín y leña		Diesel	Combustóleo
	Aserrín	Leña	Diesel	Combustóleo
Consumo combustible [m ³ / mes]	150.0	200.0	0	18.5
Consumo combustible [m ³ / h]	0.25	0.33	0	0.03
Días hábiles al mes	25		0	25
Horas hábiles mensuales	600		0	600
Horas hábiles anuales	7,200		0	7,200

Tabla 2-5: Consumos mensuales de aserrín y leña en resinas en el 2003 (Aserradero Aprovechamientos Forestales)

Los resultados de las tablas 2-4 y 2-5 se muestran gráficamente a continuación:

Consumo de biomasa en la producción de vapor

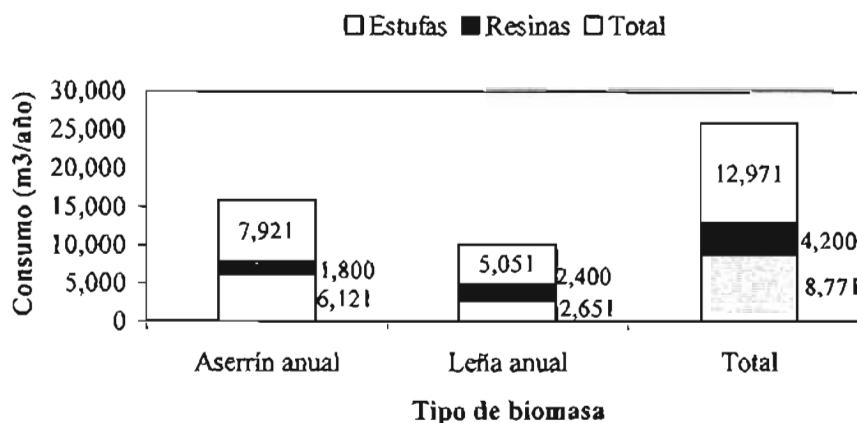


Figura 2-11: Consumos de aserrín y leña para producción de vapor en el año 2003 (Elaboración propia)

Las calderas de estufas de secado se operan alimentando mayores cantidades de aserrín, en cambio la caldera de resinas es trabaja con mayores cantidades de leña. **El consumo total anual en aserrín y leña reportada para la producción de vapor durante el 2003 en ambas áreas fue de 12,971 m³. También se tuvo un consumo en combustóleo de 222 m³ anuales.**

El tiempo de operación en el área de estufas de secado fue de 8,537 h/ año, mientras que en resinas y polímeros fue de 7,200 h/año.

▪ **COSTOS POR INSUMOS DE BIOMASA PARA LA GENERACIÓN DE VAPOR**

En base a las tablas 2-4 y 2-5 que se empleo para la producción de vapor, se obtienen los gastos incurridos en el año 2003 por concepto de insumos en biomasa para la producción de vapor.

El cálculo se considero tomando el costo de los combustibles al cierre de septiembre del 2004, de esta forma, el costo del aserrín fue de \$55/ m³, el de la leña de \$112/ m³ y el combustóleo de \$2.31/lit (aserradero Aprovechamientos Forestales).

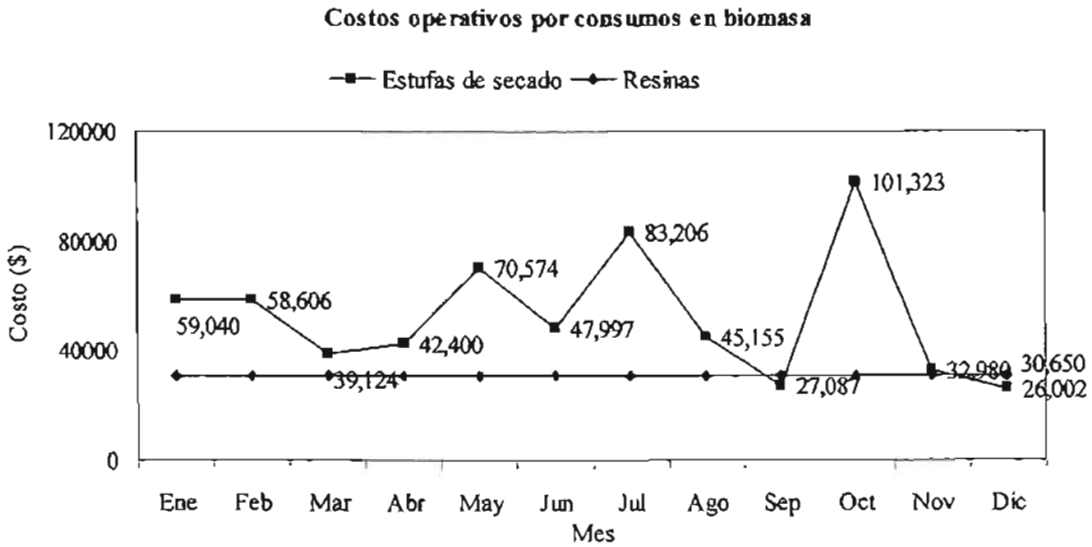


Figura2-12: Costos en \$/mes en estufas de secado y resinas por insumos de biomasa, 2003 (Elaboración propia)

Dado que el área de resinas y polímeros requiere de mayores volúmenes de vapor, sus consumos en biomasa son mayores, por lo que sus costos presentan un comportamiento superior a los promedios obtenidos en el área de estufas de secado. Puede verse como los requerimientos en biomasa para el mes de octubre en estufas de secado se incrementaron por el doble del comportamiento normal, razón por la cual existe un pico muy notorio en la gráfica.

Se estima que durante el 2003 los costos anuales por insumos en biomasa fueron de \$1,001,294 También se tuvo un costo anual por consumo de combustóleo de \$ 512,820. Del costo total el 58% se atribuye al área de resinas y polímeros, en tanto que el 42% restante corresponde al área de estufas de secado.

2.3.6 ENERGÍA TÉRMICA DE LA PLANTA

El aserradero de la comunidad indígena requiere de vapor en dos de sus procesos: estufas de secado, y resinas y polímeros.

1. Resinas y polímeros

Para la producción de vapor se cuenta con 3 tipos de calderas: calderas de aserrín y leña, caldera de combustóleo y caldera de diesel; sin embargo estas dos últimas se encuentran fuera de uso (se emplean sólo en casos de mantenimiento).

La capacidad instalada en kilogramos de vapor por hora, la presión y temperatura de vapor bajo condiciones de diseño y reales de las calderas en resinas y polímeros se muestra en la tabla 2-6.

Modelo caldera	Combustible	Capacidad (kg vapor/h)	Presión vapor (kg/cm ²)	Temperatura (°C)	Año de fabricación
Condiciones de diseño					
Oslec	Leña y aserrín	2,353	12.00	187	1990
Mygro	Diesel		7.00	164	1989
Protherm	Combustóleo	1,564	11.00	183	1980
Condiciones reales					
Oslec	Leña y aserrín	*	10.50	181	1990
Mygro	Diesel	*	5.50	154	1989
Protherm	Combustóleo	*	10.50	181	1980

Tabla 2-6: Especificaciones de diseño y reales en las calderas de resinas y polímeros (Elaboración propia)

La demanda térmica real del vapor se desconoce debido a que no existen instrumentos de medición; sin embargo, se tiene conocimiento sobre las condiciones de operación del vapor, siendo estas las siguientes: El agua de alimentación a la caldera se efectúa a una temperatura de 25 °C, la presión del vapor que genera la caldera es de 10.5 kg/cm² (como vapor saturado), los condensados retornan a la caldera a una temperatura de 83 °C. Se estima que del flujo total del vapor, el 90% se recupera.

2. Estufas de secado

La capacidad instalada en kilogramos de vapor por hora, la presión y temperatura de vapor bajo condiciones de diseño y reales de las calderas en estufas de secado se muestra a continuación:

Caldera	Combustible	Capacidad (kg vapor/hr)	Presión vapor (kg/cm ²)	Temperatura (°C)	Año de fabricación
Condiciones de diseño					
Oslec	Leña y aserrín	1,320	7.00	164	1995
Oslec	Leña y aserrín	1,320	7.00	164	1995
Condiciones reales					
Oslec	Leña y aserrín	*	6.25	159	1995
Oslec	Leña y aserrín	*	6.25	159	1995

* Desconocido. Las condiciones reales corresponden a la operación del año 2003.

Tabla 2-7: Especificaciones de diseño y reales en las calderas de estufas de secado (Elaboración propia)

Esta área cuenta con 4 estufas de secado para efectuar el curado de la madera. La demanda térmica real del vapor se desconoce debido a que no existen instrumentos de medición; sin embargo, se tiene conocimiento sobre las condiciones de operación del vapor; siendo estas las siguientes: El agua de alimentación a la caldera se efectúa a una temperatura de 25 °C, la presión del vapor es de 6.25 kg/cm² (como vapor saturado), los condensados retornan a la caldera a una temperatura de 40 °C. Se estima que del flujo total del vapor, sólo el 60% se recupera.

A partir de las condiciones reales de operación de tablas 2-6 y 2-7, se han determinado las demandas reales de vapor en cada área. La determinación se realizó indirectamente con un balance de energía a los sistemas de producción de vapor; los resultados de estas operaciones se muestran a continuación:

Parámetro	Estufas de secado	Resinas y polímeros
Consumo de biomasa (m ³ /año)	8,771	4,200
Consumo de combustóleo (m ³ /año)	0	222
Operación anual (h/año)	8,537	7,200
Presión de vapor (kg/cm ²)	6.25	10.5
Recuperación de condensados (%)	60	90
Temperatura de condensados (°C)	40	83
Temperatura agua de reposición (°C)	25	25
Eficiencia global de combustión (%)	67	71
Calculo del flujo de vapor (kg/h)	1,258	1,178

Tabla 2-8: Producción de vapor en estufas de secado y en resinas, 2003
(Elaboración propia)

De los resultados anteriores, se observa que la **producción real de vapor en estufas de secado fue de 1.26 ton/h, en tanto que en resinas y polímeros fue de 1.18 ton/h. Con esta producción de vapor, la demanda en energía térmica durante el 2003 fue del orden de 1,717.5 kWt.** En la siguiente figura se presenta un comparativo de la demanda real de vapor con la demanda máxima de vapor para cada área.

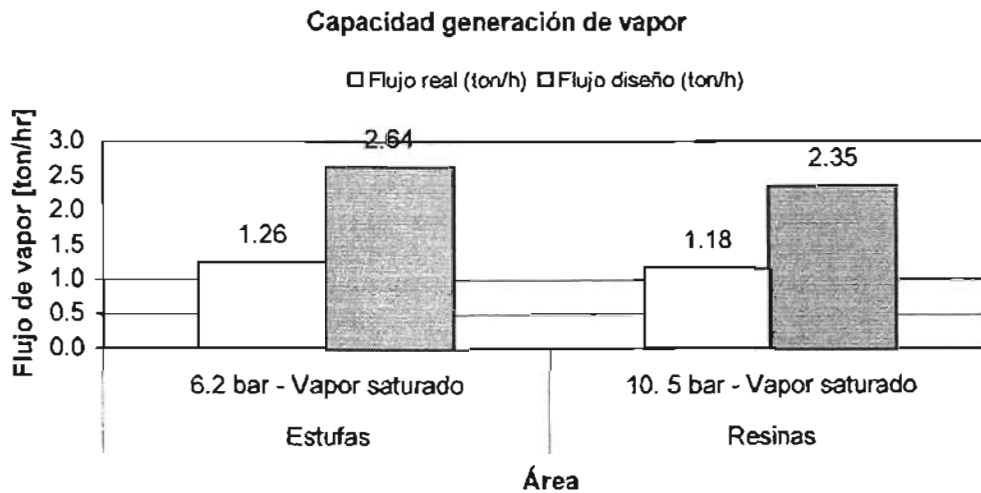


Figura 2-13: Demanda térmica máxima y real en el aserradero, 2003
(Elaboración propia)

La gráfica anterior muestra que en el área de estufas de secado solo se emplea el 47% de la capacidad en generación de vapor que poseen las calderas; en tanto que en el área de resinas y polímeros se emplea el 50% de la capacidad máxima en generación de vapor. El 49% del vapor total se produce en resinas, en tanto que el 51 % restante procede del área de estufas de secado.

▪ **COSTOS TOTALES POR CONCEPTO DE ENERGÍA TÉRMICA**

Actualmente en el aserradero de la comunidad no se tiene registro o forma de cuantificar la producción de vapor, por lo que desconocen a que costo se está produciendo este. Para cuantificar de manera aproximada el precio que debe asignarse a este por su producción en las calderas actuales y con una calidad aceptable del vapor, se consideró el siguiente procedimiento:

- 1) Cuantificar la producción de vapor realizando los balances de materia y energía correspondientes en las calderas actuales (resultados de la tabla 2-8).
- 2) Determinar el precio final del vapor considerando los costos incurridos por el empleo del agua cruda, por el tratamiento químico que recibe esta y por los consumos en biomasa.

El costo del vapor producido para las áreas de resinas y polímeros, como para estufas de secado depende de dos factores: la cantidad en combustibles (biomasa y combustóleo) empleadas para dicho fin, así como del agua suavizada.

Como las condiciones de operación existentes en el área de resinas y polímeros son diferentes a las condiciones existentes en el área de estufas de secado, se debe determinar el costo del vapor para cada área conforme a la siguiente expresión:

$$P_v = [(H_2 - H_1)(C_b)] / [(1,000)(\eta_p)] + C_{as}, \$/\text{ton}$$

1000 Factor de conversión, (kg.GJ)/(ton.kJ)

▪ **Precio del vapor en resinas y polímeros**

Los costos del agua suavizada quedan determinados a continuación:

Condiciones de operación del suavizador	Unidad	Valor
Capacidad de tratamiento real	kg/h	2,057
Capacidad de tratamiento máxima	kg/h	2,350
Capacidad de tratamiento máxima	CC	150
Horas de operación por año	h/año	8,000
Datos financieros del proyecto		
Vida útil del equipo	meses	180
TREMA	%	14
Costos del equipo		
Inversión inicial	\$	60,043.0
Costos mensuales (operación y mantenimiento)	\$/mes	1,501.0
Valor presente neto	\$	69,302.3
Anualidad equivalente	\$/mes	11,289.3
Costos del agua		
Costo del agua en la red	\$/m ³	21.44
Costo de la suavización	\$/m ³	7.21
Costo del agua suavizada	\$/m ³	28.6

Tabla 2-9: Precio del vapor en resinas y polímeros, 2005
(Elaboración propia)

Sustituyendo valores en la ecuación anterior:

$$P_v = [(2,780 - 347.6)(\$26.05/\text{GJ})] / [(1,000)(0.71)] \$/\text{ton} + \$28.60/\text{ton}$$

$$P_v = \$89.24/\text{ton} + \$28.60/\text{ton} = \$117.84/\text{ton}$$

- Precio del vapor en estufas de secado

Los costos del agua suavizada quedan determinados a continuación:

Condiciones de operación del suavizador	Unidad	Valor
Capacidad de tratamiento real	kg/h	1,259
Capacidad de tratamiento máxima	kg/h	2,640
Capacidad de tratamiento máxima	CC	170
Horas de operación por año	h/año	8,000
Horas de operación por mes	h/mes	666.7
Datos financieros del proyecto		
Vida útil del equipo	meses	180
TREMA	%	14
Costos del equipo		
Inversión inicial	\$	62,039.7
Costos mensuales (operación y mantto)	\$/mes	1,550.9
Valor presente neto	\$	71,606.8
Anualidad equivalente	\$/mes	11,664.8
Costos del agua		
Costo del agua en la red	\$/m ³	21.44
Costo de la suavización	\$/m ³	6.63
Costo del agua suavizada	\$/m ³	28.1

Tabla 2-10: Precio del vapor en estufas de secado, 2005
(Elaboración propia)

Sustituyendo valores:

$$P_v = [(2,758 - 167.7)(\$9.98/\text{GJ})] / [(1,000)(0.67)] \$/\text{ton} + \$28.10/\text{ton}$$

$$P_v = \$38.50/\text{ton} + \$28.10/\text{ton}$$

$$P_v = \$66.60/\text{ton}$$

Puede verse que producir vapor en resinas y polímeros con una calidad aceptable resulta en un costo mayor debido a que del combustible total empleado, el 30 % es combustóleo, el 40 % es leña y el 30% es aserrín; a diferencia del área de estufas de secado, donde el 30% es leña y el 70% aserrín.

Debido a que el 49 % de la producción total de vapor se efectúa en resinas y polímeros, y que el 51% restante se efectúa en el área de estufas de secado; se estimó que producir vapor de forma separada cuesta \$91.70/ton. Considerando que la producción global de vapor en el 2003 fue de 19,250 ton/año; para el precio del vapor calculado, se estima que se gastaron 1,765,225 pesos en el año para satisfacer las demandas de vapor. Cuando las demandas de vapor sean de 5 ton vapor/h (4,216 kWt) se esperaría un costo anual de \$3,668,000/año.

La calidad aceptable del vapor es una función de la presión del vapor. Para unidades con presiones menores a 31 bar, se toman como valor límite los siguientes parámetros fisicoquímicos: 3,000 ppm en sólidos disueltos totales, 600 ppm de alcalinidad total, 250 ppm en sólidos en suspensión, 70 ppm en oxígeno, 70 ppm en bióxido de carbono, y 90 ppm en sílice. Esto conforme a los límites aprobados por la American Boiler and Affiliated Industries.

2.3.7 ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA PLANTA

▪ POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA ELÉCTRICA INSTALADA

La medición de la energía eléctrica se encuentra dividida en tres secciones: Industria², secundarios, y resinas y polímeros.

El inventario de potencia reactiva³ instalada en los procesos tomados de los datos de placa en transformadores, revela la siguiente información:

Área	Potencia reactiva (kVA)
Aserradero	225.00
Astilladora	500.00
Muebles	225.00
Ampliación muebles	112.50
Molduras	112.50
Ampliación molduras	300.00
Estufas de secado	150.00
Agua potable	30.00
Oficinas	160.00
Secundarios	150.00
Resinas y polímeros	45.00
Total	2,022.18

Tabla 2-11: Carga eléctrica instalada en kVA (2003)
(Elaboración propia)

Los resultados de potencia reactiva mostrados en la tabla 2-11 se muestran gráficamente a continuación:

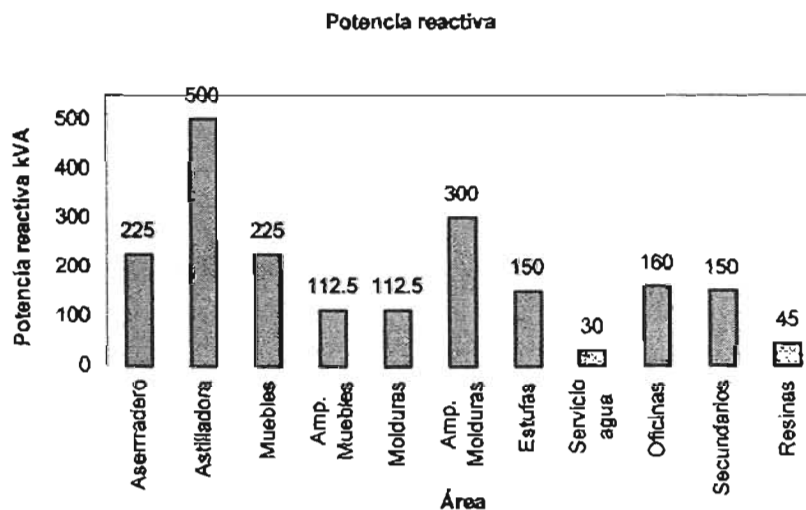


Figura 2-11: Potencia reactiva eléctrica instalada en el 2003, en kVA
(Elaboración propia)

Las áreas que mayor carga eléctrica demanda es la astilladora con 500 kVA, seguido se encuentra ampliación molduras con 300 kVA.

² Industria incluye: aserradero, astilladora, muebles, ampliación muebles, molduras, ampliación molduras, estufas de secado, agua potable y oficinas de la empresa.

³ Es la energía asociada a un capacitor o inductor.

El inventario en la potencia activa⁴ de los equipos se muestra de forma simplificada en la tabla 2-12.

Área	Potencia (HP)	Potencia (kW)
Aserradero	327.75	244.40
Astilladora	352.00	262.49
Secundarios	127.25	94.89
Resinas y polímeros	61.00	45.49
Estufas de secado	163.00	121.55
Molduras	141.75	105.70
Ampliación molduras	372.00	277.40
Muebles y ampliación muebles	98.25	73.27
Total	1,643.00	1,225.19

Tabla 2-12: Potencia activa eléctrica instalada, en HP y kW (2003)
(Elaboración propia)

Los datos de potencia activa reportados de la tabla 2-12 se muestran gráficamente a continuación:

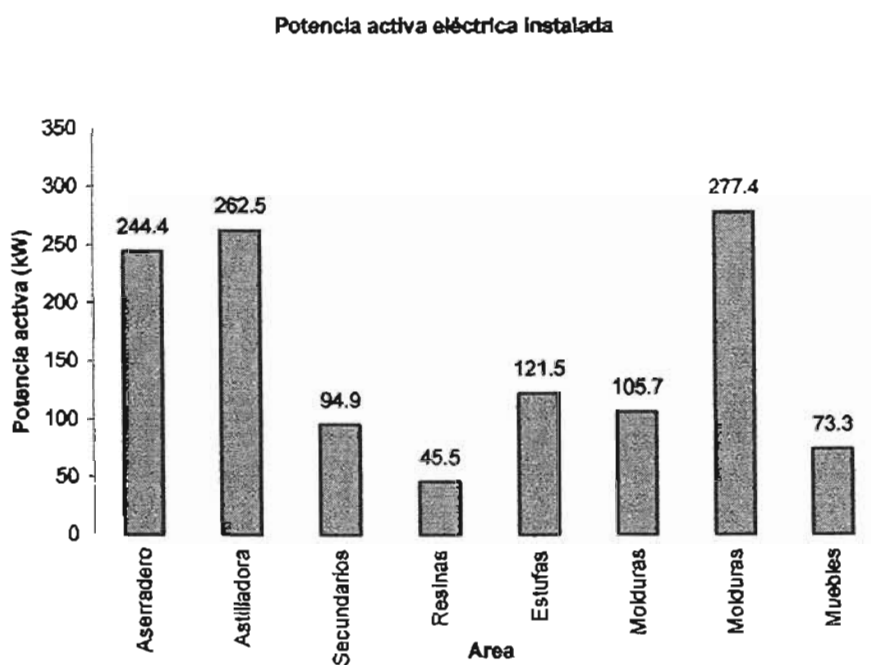


Figura 2-14: Potencia activa eléctrica en kW (2003)
(Elaboración propia)

Los mayores requerimientos de potencia eléctrica nuevamente caen en ampliación molduras y en la astilladora con 277.4 y 262.5 kW respectivamente.

⁴ Energía asociada al número de unidades de trabajo desarrolladas en una unidad de tiempo.

▪ **DEMANDA Y CONSUMOS ELÉCTRICOS REALES**

Los datos de consumos y demandas eléctricas se encuentran medidos en la siguiente forma: Industria, secundarios, y resinas y polímeros.

▪ **Industria**

La tarifa contratada es HM, y la región tarifaria es la zona Uruapan. Los datos de demanda y consumos (punta, intermedia, base y facturada) de Enero 2003 a Noviembre 2003 se muestran a continuación, en el caso del mes de Diciembre se obtuvo en base a un promedio:

Periodo	Demandas (kW)				Consumos (kW h)				Factor potencia (%)	Tiempo (h)
	Punta	Inter	Base	Fact	Punta	Inter	Base	Total		
Enero	62	377	201	157	2,160	66,120	11,880	80,160	90.45	510.57
Febrero	65	362	153	155	1,800	53,040	10,320	65,160	90.00	420.39
Marzo	51	347	178	140	1,680	49,080	8,520	59,280	89.66	423.43
Abril	212	305	255	240	4,680	45,240	9,720	59,640	94.72	248.50
Mayo	116	314	172	176	1,800	53,520	10,320	65,640	94.14	372.95
Junio	62	330	140	143	1,800	49,800	11,640	63,240	93.20	442.2
Julio	63	339	147	146	2,400	51,720	11,040	65,160	91.59	446.3
Agosto	138	317	155	192	2,160	54,240	12,480	68,880	91.39	358.8
Septiembre	141	316	156	194	2,040	51,120	11,520	64,680	93.58	333.4
Octubre	155	308	76	201	2,760	56,040	11,280	70,080	91.60	348.7
Noviembre	233	303	243	254	5,040	49,440	13,080	67,560	91.39	266.0
Diciembre				182				66,316	91.97	379.2
Total 2003								795,796	91.97	4,550.4

Tabla 2-13: Demandas y consumos de energía eléctrica para la sección industria, 2003 (Elaboración propia)

Los datos de demanda de la tabla 2-13 se muestran gráficamente a continuación:

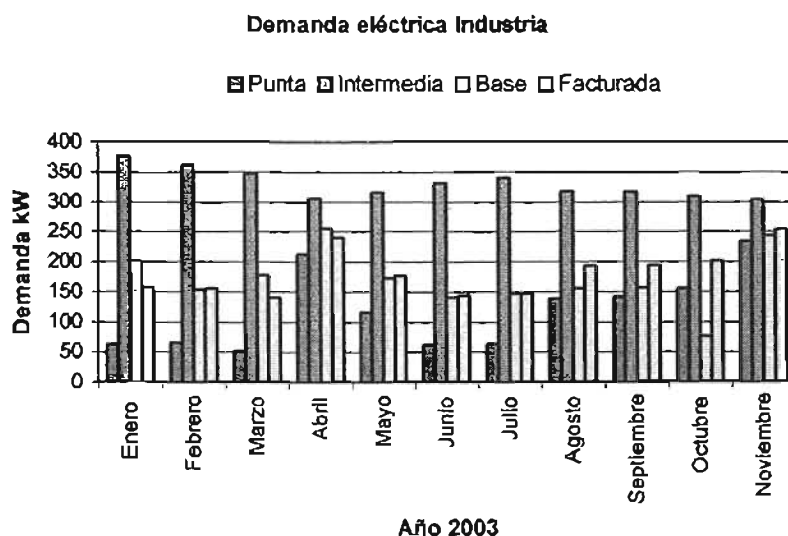


Figura 2-15: Demanda eléctrica mensual en industria durante el 2003 (Elaboración propia)

El comportamiento en la demanda punta, base y facturada es muy variada a lo largo del año. Las mayores demanda punta, base y facturada fueron de 239 kW (noviembre), 243 kW (noviembre y febrero) y 338 kW (octubre), respectivamente. El comportamiento de la demanda intermedia es muy similar en todo el año, variando entre 303 y 345 kW.

Los datos de consumos de la tabla 2-13 se muestran gráficamente a continuación:

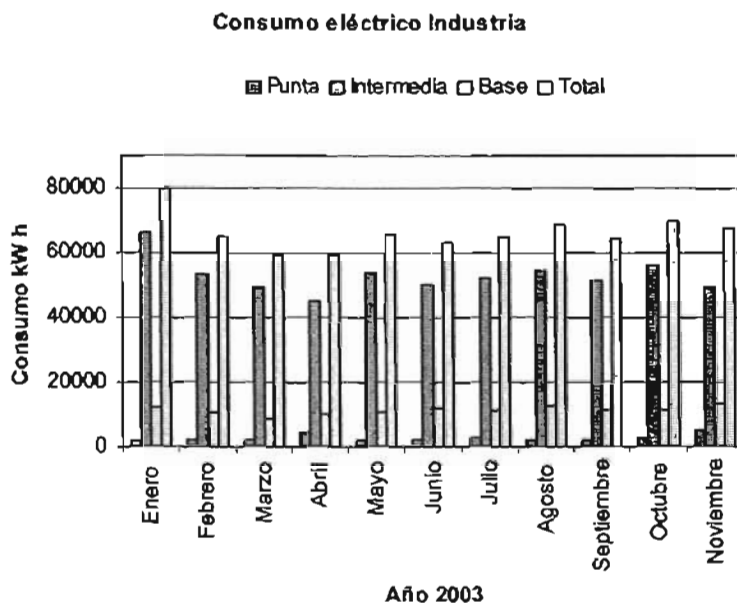


Figura 2-16: Consumo eléctrico mensual en industria durante el 2003
(Elaboración propia)

Las mayores demandas punta, intermedia, base y facturada fueron de 2,760 kWh (octubre), 6,120 kWh (enero), 11,880 kWh (enero) y 80,160 kWh (enero), respectivamente. El tiempo total en el que se necesitó de energía eléctrica durante el 2003 fue de 4,550.4 horas/año.

▪ **Secundarios**

La tarifa contratada es OM, y la región tarifaria es la zona Uruapan. Los datos de demanda máxima y consumos totales de Enero 2003 a Noviembre 2003 se muestran a continuación, en el caso del mes de Diciembre se obtuvo en base a un promedio:

Periodo	Demanda máxima (kW)	Consumos totales (kWh)	Factor potencia (%)	Tiempo (h)
Enero	30	3162	93.80	105.40
Febrero	26	3201	95.69	123.12
Marzo	27	2785	95.57	103.15
Abril	31	3047	94.50	98.29
Mayo	27	2281	95.36	84.48
Junio	30	3416	93.19	113.87
Julio	31	2870	94.16	92.58
Agosto	36	2576	95.65	71.56
Septiembre	30	2872	92.54	95.73
Octubre	30	3331	93.97	111.03
Noviembre	28	2840	95.40	101.43
Diciembre	30	2944	94.53	100.06
Total 2003		35,325	94.53	1,200.69

Tabla 2-14: Demandas y consumos de energía eléctrica para la sección secundarios (2003)
(Elaboración propia)

Los datos de demanda mostrados en la tabla 2-14 se muestran gráficamente a continuación:

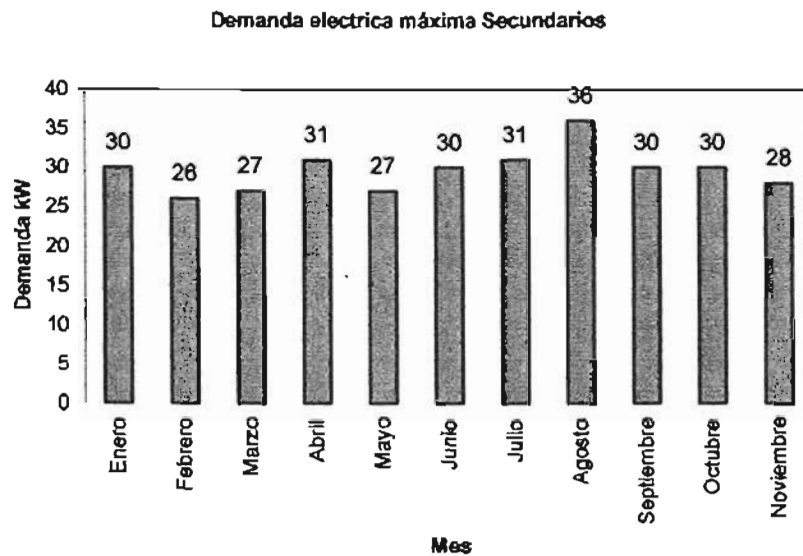


Figura 2-17: Demanda eléctrica máxima mensual en secundarios (2003)
(Elaboración propia)

La mayor demanda fue de 36 kW registrada en el mes de Agosto. En general se puede observar que no existe una variación significativa.

Los datos de consumo presentados en la tabla 2-14 se muestran gráficamente a continuación:

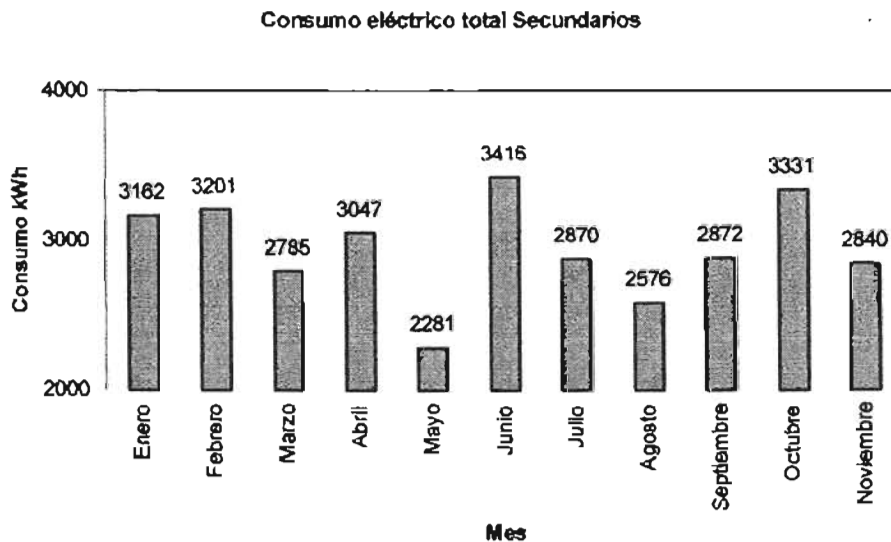


Figura 2-18: Consumo eléctrico mensual en secundarios (2003)
(Elaboración propia)

Los mayores consumos fueron de 3416 kWh (Junio), 3331 kWh (Octubre) y 3201 kWh (Febrero). El tiempo total en el que se necesitó de energía eléctrica durante el 2003 fue de 1200.7 horas/ año.

▪ **Resinas y polímeros**

La tarifa contratada es OM, y la región tarifaria es la zona Uruapan. Los datos de demanda y consumos de Enero 2003 a Diciembre 2003 se muestran a continuación:

Período	Demandas máxima (kW)	Consumo total (kW h)	Factor potencia (%)	Tiempo (h)
Enero	22	2,570	82.79	116.8
Febrero	21	3,820	80.29	181.9
Marzo	22	2,724	77.55	123.8
Abril	23	2,746	80.30	119.4
Mayo	22	2,644	77.56	120.2
Junio	23	4,278	80.44	186.0
Julio	21	2,418	77.97	115.1
Agosto	22	2,396	79.20	108.9
Septiembre	20	5,276	78.68	263.8
Octubre	20	2,992	78.72	149.6
Noviembre	21	2,738	80.25	130.4
Diciembre	20	3,065	76.60	153.3
Total 2003		37,667	79.20	1769.2

Tabla 2-15: Demandas y consumos de energía eléctrica para la sección de resinas (2003)
(Elaboración propia)

Los datos de demanda presentados en la tabla 2-15 se muestran gráficamente en la figura 2-19:

Demanda eléctrica máxima Resinas

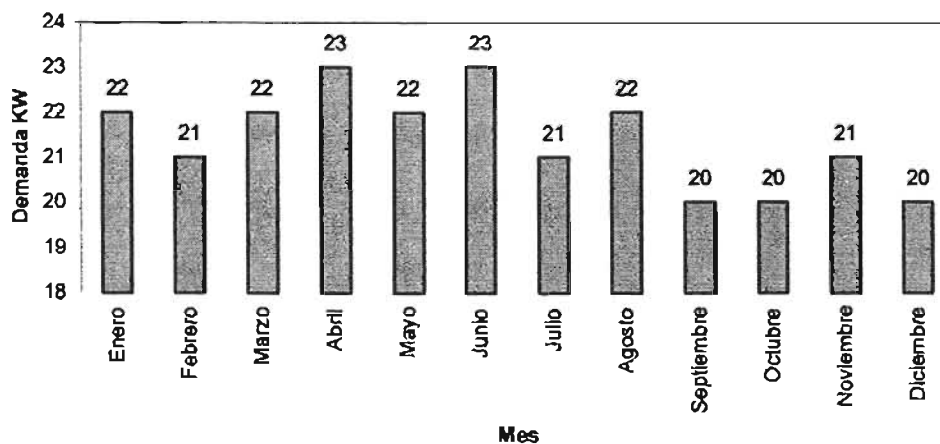


Figura 2-19: Demanda eléctrica máxima mensual en resinas y polímeros (2003)
(Elaboración propia)

Para el área de resinas la demanda eléctrica máxima fue de 23 kW para los meses de abril y junio, en general se observa un comportamiento estable en todo el año; variando la demanda entre 20 y 23 kW.

Los datos de consumo mostrados en la tabla 2-15 se muestran gráficamente a continuación:

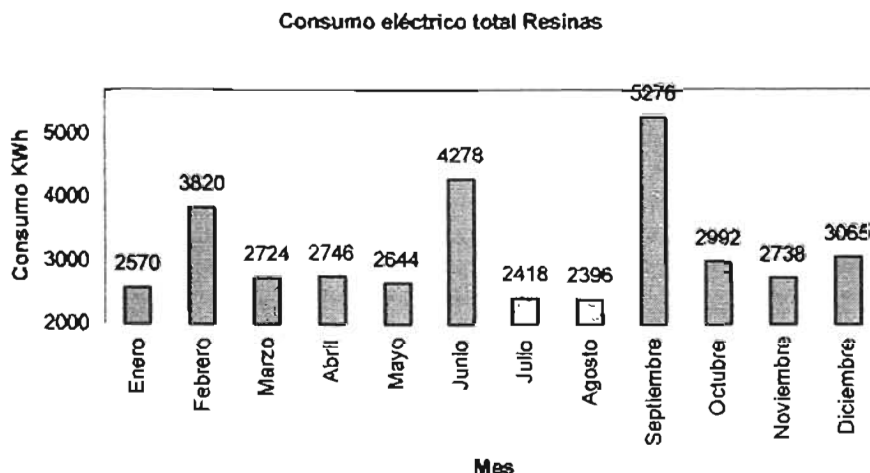


Figura 2-20: Consumo eléctrico mensual en resinas y polímeros (2003)
(Elaboración propia)

Los mayores consumos de electricidad se registraron en los meses de septiembre, junio y febrero; siendo estos de 5,276 kWh, 4,278 kWh y 3,820 kWh, respectivamente. Puede verse que el comportamiento del consumo de electricidad es muy variado a lo largo de todo el año. El tiempo total en el que se necesitó de energía eléctrica durante el 2003 fue de 1,769.2 horas/año.

▪ **COSTOS TOTALES POR CONCEPTO DE ELECTRICIDAD**

El costo total por concepto de energía eléctrica depende del precio medio (\$/kWh) efectuado durante el periodo de evaluación; en tanto que el precio medio varía en función de la tarifa contratada y del tiempo.

Como la tarifa contratada en la sección de industria es HM, esta tiene un precio medio (\$/kWh) diferente (inferior) respecto a las secciones de secundarios y resinas.

La evolución del precio medio de la energía durante el 2003, excluyendo el mes de diciembre es:

Mes	Área		
	Industria	Secundarios	Resinas
Enero	0.6404	1.3059	1.3105
Febrero	0.6786	1.2144	1.0940
Marzo	0.6962	1.3205	1.3298
Abril	0.8999	1.3654	1.3321
Mayo	0.7760	1.6618	1.5023
Junio	0.7365	1.3900	1.1860
Julio	0.7253	1.5721	1.5333
Agosto	0.7413	1.7879	1.5192
Septiembre	0.7631	1.4659	1.3590
Octubre	0.7166	1.3251	1.2500
Noviembre	0.9126	1.4522	1.3772

Tabla 2-16: Tarifas de energía eléctrica durante el 2003, en \$/kWh
(Elaboración propia)

La actualización del precio medio de la energía pagada en noviembre del 2004 fue de \$0.9608/kWh para industria, de \$1.5292/kWh para secundarios y de \$1.4502/kWh para resinas y polímeros.

En función del precio medio reportado anteriormente y de los consumos eléctricos incurridos durante el 2003, se resumen a continuación el concepto del costo total por concepto de energía eléctrica para el aserradero de la comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro. Para el caso del mes de Diciembre se supuso que este se mantuvo igual respecto al mes de Noviembre (aunque seguramente como lo muestra la evolución de los meses, este fue mayor).

Período	Costo industria (\$)	Costo secundarios (\$)	Costo resinas (\$)	Costo total (\$)
Enero	60,578.5	4,704.0	4,075.3	69,357.7
Febrero	52,179.7	4,450.9	5,056.7	61,687.2
Marzo	49,110.7	5,034.9	4,383.1	58,528.7
Abril	64,244.3	4,604.4	4,426.1	73,274.8
Mayo	60,113.1	5,746.0	4,806.2	70,665.3
Junio	55,307.1	5,460.3	6,139.2	66,906.6
Julio	55,766.0	5,573.3	4,486.1	65,825.4
Agosto	60,251.3	5,094.4	4,404.4	69,750.1
Septiembre	58,241.7	5,341.2	8,675.8	72,258.7
Octubre	59,262.6	4,990.5	4,525.4	68,778.5
Noviembre	72,750.2	5,980.1	4,562.6	83,292.9
Diciembre	72,750.2	5,980.1	4,562.6	83,292.9
Total 2003	720,555.2	62,960.1	60,103.5	843,618.8

Tabla 2-17: Costos totales por concepto de electricidad en el 2003
(Elaboración propia)

Puede verse que en el 2003 se gastó por concepto de electricidad la cantidad de \$843,618.8 pesos, por lo que seguramente durante el 2004 y años posteriores se superara la cifra por arriba del millón de pesos anuales por concepto de energía eléctrica.

CONCLUSIONES

La estructuración de las áreas del aserradero permiten definir dos procesos donde se tienen necesidades de energía térmica, siendo estos, resinas y estufas de secado; así también se definen tres áreas donde se requiere de energía eléctrica: industria, secundarios y resinas.

Para el año en estudio, la carga térmica máxima instalada fue de 4,216 kWt; sin embargo, la tasa media demandada fue de 1,717.5 kWt. Producir vapor en las calderas de combustión de madera de forma separada a un proceso de cogeneración cuesta aproximadamente \$91.70/ton.

Respecto a los requerimientos eléctricos, se determinó que la potencia máxima instalada para el aserradero en el 2003 fue de 1,225.2 kWe; sin embargo, la demanda media durante el año en estudio fue de 115 kWe. La tarifa eléctrica media que pago el aserradero a CFE fue de \$0.97/kWh.

La generación anual en biomasa incluyó residuos provenientes del bosque (71,485 m³) y residuos mismos generados por el aserradero (25,216 m³). Los residuos se componen de aserrín y leña. El costo del aserrín se estima en \$55/m³, y el de la leña se estima en \$112/m³.

3 ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA

Cuando se desea generar energía con biomasa se puede optar por diferentes sistemas tecnológicos. La elección entre uno y otro depende de las características de los recursos, de la cuantía disponible, y del tipo de demanda energética requerida.

En esta sección se realiza el estudio técnico de viabilidad de instalar un sistema de cogeneración con biomasa para el aserradero de la comunidad. La selección adecuada del sistema de cogeneración, la disponibilidad del equipo y de combustibles, el tamaño de los equipos y las condiciones de operación del proceso, son algunas de las características que definen la viabilidad del proyecto.

En este análisis técnico se incluye: el mapa energético del aserradero, los factores que definen la viabilidad del proyecto, la relación energía térmica y eléctrica, la evaluación de los posibles escenarios de cogeneración y la memoria de cálculo de la propuesta seleccionada.

3.1 PRINCIPALES FACTORES QUE DEFINEN LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO

Los factores más importantes que afectarán la selección del ciclo de cogeneración para su evaluación preliminar son:

- **El tipo de combustible**

Aunque de antemano se conoce que la planta debe emplear como combustible los residuos de madera que genera el aserradero, será importante definir que combustible auxiliar será más adecuado emplear para este proyecto. La selección del combustible auxiliar más adecuado dependerá del costo; teniendo prioridad aquel que resulte más económico. En la tabla 3-1 se muestra un comparativo de la evolución del costo de varios combustibles fósiles:

Precio de combustibles ⁵ [\$/Gcal]								
Año	Aserrín	Leña	Combustóleo	Gas Natural	Pemex Diesel	Pemex Magna	Pemex Premium	Gas Licuado
1999			118.5		441.7	651.7	717.0	630.3
2000			134.1		486.2	717.0	804.1	847.8
2001			110.2		517.4	763.3	855.8	733.8
2002			174.6		540.7	797.3	893.9	940.9
2003			205.8		557.4	821.8	921.1	1,002.4
Ene-04	31.8	64.8	224.5	236.1	558.5	823.1	946.9	1,009.9
Feb-04	31.8	64.8	205.8	240.0	559.6	825.9	951.0	1,021.9
Mar-04	31.8	64.8	204.8	240.1	561.9	827.2	952.4	1,033.9
Abr-04	31.8	64.8	222.4	262.8	563.0	829.9	955.1	1,045.9
May-04	31.8	64.8	228.7	288.9	564.1	831.3	956.5	1,059.4
Jun-04	31.8	64.8	252.6	304.8	565.2	834.0	985.0	1,072.9
Jul-04	31.8	64.8	243.2	321.6	567.4	836.7	987.8	1,086.4
Ago-04	31.8	64.8	246.3	339.3	568.5	838.1	989.1	1,104.4
Sep-04	31.8	64.8	240.1	358.0	569.6	840.8	993.2	1,143.5

Tabla 3-1: Precio de los combustibles fósiles, 1999-2004

(El despertador S.A de C.V. "Energía hoy". Año 1, No.5. Septiembre 2004, y elaboración propia)

Se puede observar como resulta conveniente emplear el combustóleo como el combustible auxiliar, no solo por su menor costo, sino a demás por la menor fluctuación del precio a través del tiempo.

- **Disponibilidad**

La mayoría de los procesos industriales requieren de una disponibilidad ininterrumpida de vapor y electricidad. Las plantas de cogeneración con capacidades pequeñas llegan a tener una disponibilidad de 7,000 –8,000 horas/ año. En este estudio de viabilidad se tiene proyectada una disponibilidad de 8,000 h/ año.

⁵ Al cierre del periodo. Incluyen IVA

▪ Inversión

Dependiendo de la tecnología seleccionada, el costo de la inversión llega a variar hasta en un 200%, sin embargo las condiciones demandadas por el proceso (principalmente el tipo de combustible) serán las que definan el tipo de tecnología a usar, y dentro de estas las seleccionadas deben de ser las de menor inversión.

▪ Protección ambiental

Los límites de emisiones establecidos para la protección ambiental son de suma importancia en la evaluación de un proyecto, el esquema de cogeneración debe garantizar que no tendrá impactos ambientales negativos hacia el medio ambiente (véase capítulo 6).

3.2 MAPA ENERGÉTICO DEL ASERRADERO

Con base en la figura 3-1, donde se tiene representada la situación energética del aserradero de la comunidad en un punto en el cual se informa de la necesidad de energía eléctrica y de calor útil para el proceso productivo, se observa que se incluyen dos rectas que contienen los puntos indicados como A y D, y como B y C.

Estas dos rectas corresponden a dos tecnologías de cogeneración con relación E/Q (relación de energía eléctrica y calor útil), mayor y menor que el aserradero respectivamente. Los puntos anteriormente citados pueden resultar puntos de funcionamiento de la planta de cogeneración.

Mapa energético del aserradero

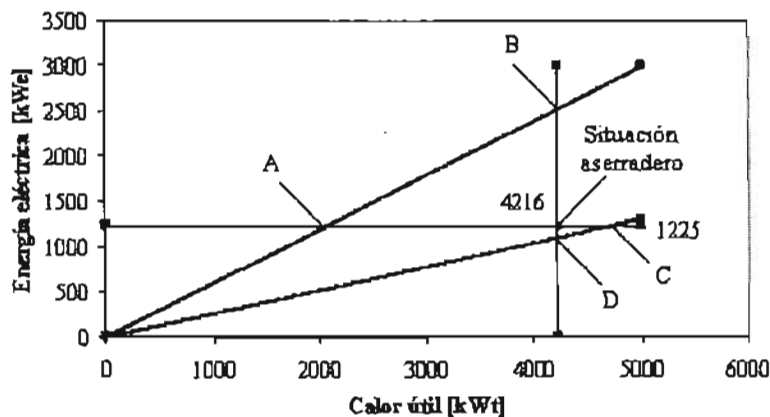


Figura 3-1: Mapa energético del aserradero, 2003
(Elaboración propia)

Según la figura anterior, la energía térmica de 4,216 kW, corresponde a la tasa de producción máxima de la planta; y los requerimientos eléctricos de 1,225 kW corresponden a la potencia eléctrica instalada del año en estudio (2003). Con base en esta figura, se analizan cuatro casos:

Punto A: Requerimiento de un sistema auxiliar de generación de calor útil

El sistema de cogeneración satisface la demanda eléctrica del aserradero, pero no llega a producir la energía térmica requerida, con lo que se precisa obtener la diferencia mediante un sistema auxiliar. Los sistemas auxiliares más comunes son: realizar un consumo extra de combustible aprovechando el contenido de oxígeno de los gases procedentes de la combustión, para así elevar la temperatura de éstos y poder tener un potencial energético mayor, para la producción de calor útil; o bien, producir la energía necesaria mediante un sistema convencional de producción como puede ser una caldera.

Punto B: Importación de electricidad

Situación de la planta de cogeneración en la que se satisface la demanda térmica del aserradero pero se necesita comprar electricidad de la red, ya que el sistema implementado no produce la suficiente.

Punto C: Desperdicio de energía térmica

Es el caso más indeseable ya que, aunque la demanda eléctrica esta completa, se produce mayor calor útil que lo que el centro consumidor demanda, por lo que resulta en una pérdida de energía si esta no se vende o se le da alguna utilidad (situación actualmente inviable).

Punto D: Exportación de electricidad

Este es el caso en que se obtiene el calor útil o energía térmica necesaria para el centro consumidor, pero se produce una cantidad de electricidad mayor a la demandada, con lo que se puede vender electricidad a la red de CFE.

El análisis de estos cuatro puntos permite conocer la información que nos proporciona el mapa energético. De todos los casos excepto el C son viables.

3.3 RELACIÓN ENERGÍA TÉRMICA/ ELÉCTRICA (Q/E)

Los requerimientos de potencia eléctrica y de energía térmica son diferentes para cada planta. En algunas industrias se requiere poca energía en forma de calor y en cambio la mayoría del consumo de energía es en forma eléctrica, existiendo otras en las que esto es a la inversa e inclusive existen lugares en el que el consumo de ambos tipos de energía es muy similar.

Se define la relación calor/ electricidad (Q/E) por la relación de las demandas máximas térmica y eléctrica; con dicho parámetro se identifican los esquemas de cogeneración cuya relación adimensional de producción de calor y electricidad se ajuste a la existente en la planta. Esta relación se puede calcular como:

$$Q/E = \frac{\text{Consumo anual de energía termica en (kJ)}}{\text{Consumo de energía electrica anual (kWh)} \times 3600 \text{kJ / kWh}}$$

o en función de las demandas como:

$$Q/E = \frac{\text{Demanda máxima térmica a cubrir con el sistema en kW}}{\text{Demanda máxima eléctrica a cubrir con el sistema en kW}}$$

En el estudio de viabilidad técnica se muestra como una planta de cogeneración de 2,120 kWe con 4,216 kWt, resulta ser la mejor opción. Con base en lo anterior, la relación Q/E esperada para este esquema es de 2; sin embargo, cuando se considera la demanda térmica media con la demanda de la potencia eléctrica instalada de la planta, esta relación es de 2.95; por lo que se esperaría una relación oscilante entre estos dos rangos.

Efecto de la relación Q/E en la selección de equipos

Mientras más se acerque el sistema de cogeneración al promedio de la razón Q/E de una aplicación, el sistema será técnicamente más atractivo. En el dimensionamiento de los sistemas, se debe seleccionar entre satisfacer la potencia eléctrica o la demanda térmica como base de operación del sistema y una tecnología adecuada para que siga de cerca la relación Q/E en la planta o en el proceso. Idealmente, los requerimientos térmicos y eléctricos deberían de ser simultáneos para un sistema particular, pero esto casi nunca sucede. Por esta razón el planificador debe decidir entre usar un generador de vapor auxiliar o tener excedentes de electricidad, o por otro lado, entre tener exceso de vapor o comprar electricidad, de acuerdo con el mapa energético de la industria.

Variaciones de la relación Q/E

▪ Relación Q/E baja

Para una relación Q/E baja, el rango general de la razón debe esperarse entre 3.2 a 6.4 GJ de calor de proceso por MW de salida eléctrica, es decir una razón Q/E de 0.8 a 2.

Los motores grandes de diesel, los motores de gasolina son ejemplos de tecnología con los que se logran esta relación Q/E.

▪ **Relación Q/E media**

Para una relación Q/E media, el rango general de la razón debe esperarse entre 8.4 a 12.6 GJ de calor de proceso por MW de salida eléctrica, por lo que se puede esperar una razón de Q/E de 2-4.

Las pequeñas turbinas de gas con quemadores suplementarios son ejemplos de tecnología con los que se logran esta relación Q/E; pudiéndose también emplear las turbinas de vapor.

▪ **Relación Q/E alta**

Para cargas de calor muy grandes en relación con los requerimientos de potencia, es la turbina de vapor la mejor selección. La turbina puede estar alimentada con vapor a baja, media o alta presión, y emplear extracción a contrapresión o extracción/ condensación, siendo esta última la que provee las relaciones más flexibles. Con el empleo de turbinas de vapor las razones Q/E varían en un rango muy amplio, desde tan bajas como 2 hasta tan altas como 40.

Puede verse como la relación Q/E del aserradero cae dentro de este rango, y no hay impedimento alguno en el tipo de combustible (según se muestra en la tabla 3-2); por lo que la tecnología de turbinas de vapor es la opción técnicamente más recomendada para el proyecto de cogeneración de la comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro.

En la tabla siguiente se presenta un resumen:

Tipo	Temperatura a proceso	Razón Térmica/ eléctrica	Combustibles empleados
Turbina de vapor	393.15 K a 673.15 K	2.0 a 40.0	Destilados, gaseosos, residuales, y sólidos (residuos de madera)
Turbina de gas	393.15 K a 773.15 K	2.0 a 4.0	Residuales, gaseosos y destilados
Motor reciprocante	353.15 K a 393.15 K	0.8 a 2.0	Residuales, gaseosos y destilados

Tabla 3-2: Tecnología más apropiado dependiendo de la razón térmica/ eléctrica, CONAE

3.4 EVALUACION DE POSIBLES ESCENARIOS DE COGENERACIÓN

Proponer una alternativa de cogeneración es una tarea laboriosa que debe llevarse a cabo con fundamentos técnicos y de manera cuidadosa. En el siguiente desarrollo se muestran los objetivos del análisis, los criterios de cálculo, los diagramas de las propuestas, los resultados obtenidos, las ventajas y desventajas de las propuestas, y la selección de la mejor alternativa de cogeneración.

3.4.1 OBJETIVOS DEL ANÁLISIS

- **Definir la capacidad de generación eléctrica que se ajuste más apropiadamente a las necesidades del aserradero** de la comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro, considerando: 1) La comunidad cuenta con una capacidad de suministro en biomasa máxima de 96,701 m³/año generadas tanto por el aserradero como por el bosque, y es prioridad aprovecharlos al máximo para cogeneración; 2) Consumir la menor cantidad posible de combustibles sustitutos (combustóleo). 3) Se debe satisfacer el 100% de la demanda térmica del aserradero, es decir, la capacidad de producción de energía térmica será de 4,216 kW. 4) La capacidad de generación eléctrica mínima debe ser la carga eléctrica máxima actualmente instalada de 1,225 kW. 5) Los requerimientos de reposición en agua de enfriamiento no deben exceder a la capacidad de suministro que se puede proporcionar a través del río y el manantial los conejos (fuente natural de abastecimiento de agua para la comunidad indígena).
- **Haciendo cumplir los requisitos anteriores, proponer el mejor esquema de cogeneración y especificaciones técnicas de los equipos**, bajo los siguientes escenarios: 1) cogeneración con turbinas de vapor a contrapresión, 2) cogeneración con turbinas de extracción-condensación, y 3) escenarios de autogeneración, es decir, sólo producción de energía eléctrica. Las especificaciones técnicas de los equipos son tomadas en base a cotizaciones realizadas a diversos proveedores con la finalidad de considerar la oferta de tecnología en un mercado real.

3.4.2 CRITERIOS DE CÁLCULO

1. Las condiciones de referencia son a 1 atmósfera de presión y a 25 °C.
2. La temperatura media del ambiente es la temperatura de referencia.
3. Se empleo una eficiencia en la turbina de extracción del 73%, según datos del proveedor TGM turbinas.
4. El fluido retorna del proceso a 40 °C como líquido condensado.
5. Las eficiencias de las bombas se consideró del 80%.
6. La biomasa generada esta constituida por madera de pino en forma de aserrín, virutas, lijaduras y demás partículas de 1-100 mm de tamaño; así como también de la corteza del árbol.
7. Se estima que el 6% de la energía generada por la planta es requerida por equipos auxiliares (caldera, bombas e iluminación).
8. La eficiencia en el generador eléctrico es del 92% según especificaciones del proveedor Weg Industrias S.A.
9. La eficiencia de combustión de la biomasa varía dependiendo del porcentaje de humedad, según se muestra en la siguiente gráfica.

Eficiencia de combustión en la biomasa

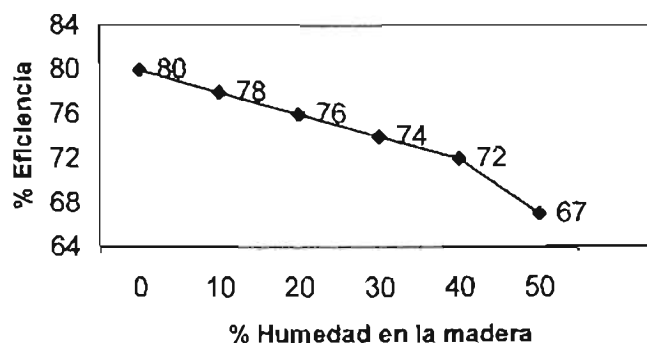


Figura 3-2: Eficiencia de combustión de la biomasa
(www.fao.org/docrep/t0269s/T0269S10.htm)

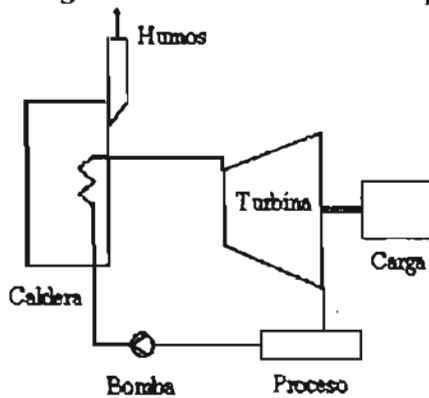
10. Técnicamente la humedad en la madera no puede ser menor al 10%, y no se recomienda sea superior al 55%. Los análisis están realizados bajo un escenario del 20%, con un poder de combustión en escenario medio (ver anexo A).
11. En el caso de emplear el combustóleo como combustible auxiliar, se estima que la eficiencia de combustión es del 82.5% (83).
12. En el caso de la turbina de vapor de condensación y extracción, la extracción se realiza a las condiciones máximas actuales de operación, esto es a 10.5 bar como vapor saturado.
13. La presión de operación del condensador se tomo a 0.1 bar, según especificaciones técnicas del proveedor (TGM turbinas).
14. Las condiciones de presión y temperatura a la entrada de la turbina fueron tomadas de acuerdo a recomendaciones efectuadas por normas ASTM, así como de experiencias reales de plantas de cogeneración en pequeña escala (menores a 3 MW), según se muestran a continuación:

Referencia condición entrada turbina	CONAE	CONAE	ASME	ASME
Presión del vapor	24.1	27.6	28.2	41.8
Temperatura del vapor	260	343	400	440

Tabla 3-3: Condiciones de presión y temperatura a la entrada de la turbina
(Normas ASTM y seguimientos de CONAE)

3.4.3 DIAGRAMAS DE LAS PROPUESTAS

▪ Cogeneración con turbina de vapor a contrapresión



En este escenario los equipos principales son el generador de vapor, la turbina de vapor a contrapresión, el generador eléctrico y la bomba de agua de alimentación.

Con esta alternativa no se requiere de sistemas de agua de enfriamiento.

Los productos obtenidos son la energía eléctrica y el vapor para el proceso. La cantidad de vapor a proceso esta directamente afectada por la capacidad de generación eléctrica.

Figura 3-3: Cogeneración con turbina de vapor a contrapresión

▪ Cogeneración con turbina de vapor de extracción condensación

En este escenario los equipos principales son el generador de vapor, la turbina de vapor de extracción condensación, el generador eléctrico, el condensador, la bomba de agua de alimentación y la bomba de condensados.

Con esta alternativa se precisa de sistemas de agua de enfriamiento, como lo son las torres de enfriamiento.

Los productos obtenidos son la energía eléctrica y el vapor para el proceso. Posee la ventaja de ajustar adecuadamente la cantidad de energía térmica enviada al proceso, independientemente de la capacidad de generación eléctrica.

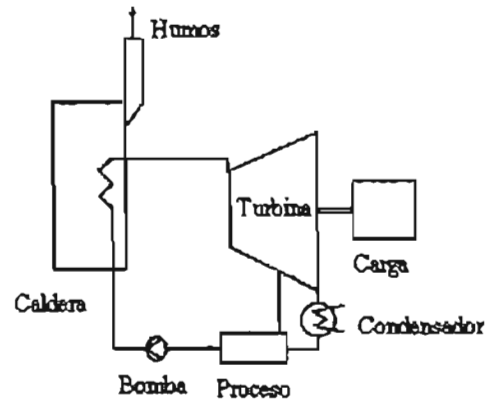
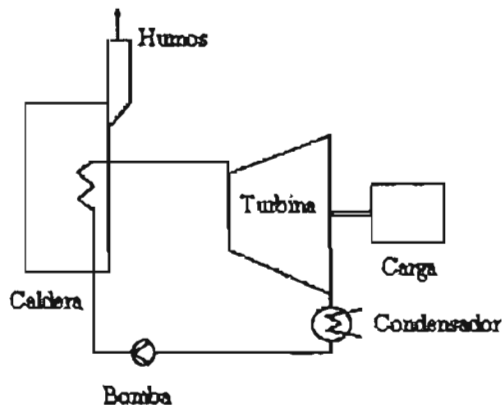


Figura 3-4: Cogeneración con turbina de vapor de extracción condensación

▪ Autogeneración



En este escenario los equipos principales son el generador de vapor, la turbina de vapor a contrapresión, el generador eléctrico, el condensador y la bomba de agua de alimentación.

Con esta alternativa se requiere de un sistema de agua de enfriamiento.

Los productos obtenidos son únicamente la energía eléctrica, no habiendo producción simultánea de vapor. Debido a lo anterior es de esperar se tengan bajas eficiencias de generación.

Figura 3-5: Autogeneración de energía eléctrica con turbina de vapor a contrapresión

3.4.4 RESULTADOS OBTENIDOS

A fin de cumplir con los objetivos del análisis se evaluaron capacidades de generación en energía eléctrica de 1.5 MW, 2 MW, 3 MW y 5 MW con una producción de 4,216 kW en energía térmica. Cada capacidad fue evaluada bajo las condiciones de presión y temperatura a la entrada de la turbina según muestra la tabla 3-3. En total se realizaron 48 escenarios correspondientes a la combinación de 4 capacidades de generación eléctrica con 3 esquemas diferentes de generación, y con 4 condiciones de presión y temperatura a la entrada de la turbina.

Resolver las incógnitas sobre: 1) ¿Que condiciones de presión y temperatura de vapor a la entrada de la turbina es la que proporciona la mejor alternativa de operación, o la mayor eficiencia?, y 2) ¿Que capacidad de generación eléctrica será mas adecuada para que la cantidad en biomasa generada por el aserradero y por el bosque sea autosuficiente?; son unas de las cuestiones investigadas en este apartado. A continuación se muestran los resultados obtenidos de estas evaluaciones:

▪ Selección de la capacidad de generación térmica

Invariablemente la capacidad de generación térmica debe ser de 4,216 kW. No es aceptable una capacidad inferior a esta, debido a que esto implica que el sistema de cogeneración logre satisfacer la demanda eléctrica del aserradero, pero no llegue a producir la energía térmica requerida (punto A, figura 3-1). Tampoco es aceptable que la capacidad sea muy superior a esta, debido a que se tendrían desperdicios de energía térmica que implicarían bajas eficiencias de cogeneración.

▪ Selección de la capacidad de generación eléctrica

Después de evaluar y analizar los resultados obtenidos de los 48 escenarios, se ha determinado que la biomasa generada por el aserradero y por el bosque de la comunidad indígena (96,701 m³/año) sólo alcanza a satisfacer las capacidades de 1.5 y 2 MW para las alternativas de autogeneración y cogeneración con turbina de vapor de extracción y condensación. En la siguiente tabla se muestran los requerimientos de biomasa para las plantas de 1.5 MW, 2 MW, 3 MW y 5 MW bajo los escenarios de emplear la biomasa con un 20% de humedad y un 40% de humedad.

Capacidad de la planta	Biomasa requerida con humedad 20% (m ³ /año)	Biomasa requerida con humedad 40% (m ³ /año)
1.5 MW	51,396	71,508
2 MW	63,221	87,961
3 MW	86,872	120,867
5 MW	134,174	186,679

Tabla 3-4: Requerimientos en biomasa para las diferentes capacidades de planta, bajo el esquema de cogeneración con turbina de extracción y condensación (Elaboración propia)

La biomasa generada tampoco es suficiente para el caso de la cogeneración con turbina a contrapresión, además de que ésta no es una alternativa recomendable debido a que para lograr una capacidad de energía eléctrica específica con este esquema, ya sea 1.5 MW, 2 MW, 3 MW ó 5 MW, la generación en energía térmica que se debe producir es mucho mayor a la que el proceso demanda; y la diferencia entre la energía térmica generada y la energía térmica utilizada en el proceso, es cuantificada como energía térmica no aprovechada o desperdiciada, razón por la cual las eficiencias que se obtienen con esta alternativa son muy bajas (ver tabla 3-5), incluso inferiores a los sistemas de generación termoeléctrica convencional. Esta alternativa es precisamente el caso que correspondería, según el mapa energético del aserradero (figura 3-1) al punto C, como “el caso más indeseable”.

No es sorprendente esperar estos valores de eficiencia en el sistema de cogeneración con turbina de vapor a contrapresión, debido a que normalmente este sistema se diseña para surtir los requerimientos de vapor del proceso a quien da servicio y la producción de potencia es variable, dependiente de la demanda de vapor (por lo que normalmente se tiene que comprar energía a la red); y en este caso, cumpliendo con los objetivos del análisis, el diseño está efectuado para satisfacer el 100% de la demanda eléctrica siempre que la capacidad de generación térmica no sea menor a 4,216 kW, ni que se exceda de esta por mucho.

Para elegir de entre las dos capacidades que cumplen la autosuficiencia de la biomasa generada, esto es 1.5 MW y 2 MW, es importante tomar en cuenta que actualmente la carga eléctrica instalada es de 1,225 kW; y que si en un futuro se llegará a tener planes de expansión la capacidad de 1.5 MW estaría limitada, por lo que es mejor optar por una capacidad de generación eléctrica de 2 MW en lugar de 1.5 MW. Tampoco se recomienda elegir capacidades de 3 MW ó 5 MW porque bajo estas alternativas se requerirá de cantidades considerables en combustóleo como combustible sustituto.

- **Selección de las condiciones de presión y temperatura de vapor en la entrada de la turbina**
Debido a que no existe una norma estricta para las condiciones de temperatura y presión del vapor de entrada, es de ayuda trabajar con las normas establecidas por la American Society of Mechanical Engineers y el Institute of Electrical and Electronic para el primer dimensionamiento de las turbinas. Estos valores para presiones moderadas son 28.2 bar con 400 °C, o bien 41.8 bar con 440 °C. También se evaluaron condiciones de presión y temperatura empleadas por plantas de cogeneración instaladas en México, y registradas ante la CONAE (tabla 3-3). Esta selección de condiciones de operación se encuentra publicada en la referencia bibliográfica No.3. Conforme a esta publicación, para consumos específicos de vapor del orden de 5 kg/kWh en la turbina (caso real para la planta de cogeneración con turbina de vapor de extracción y condensación), las condiciones de operación en la entrada de la turbina son a presiones medias de 24.1 bar con 260 °C, o bien 27.6 bar con 343 °C.

La evaluación correspondiente a las diferentes condiciones de presión y temperatura de vapor en la entrada de la turbina, revelan que las condiciones de 28.2 bar con 400 °C son las más apropiadas, debido a que con ellas se logran eficiencias más altas respecto a las de 24.1 bar con 260 °C, y a las de 27.6 bar con 343 °C. Las condiciones de 41.8 bar con 440 °C resultan en una eficiencia ligeramente mayor, sin embargo no se prefiere esta alternativa debido a que las mayores condiciones en presión y temperatura con las que se tendría que operar contribuyen en una mayor inversión inicial de los equipos comparadas con las otras condiciones, además de no requerirse de altas presiones en los procesos del aserradero.

A fin de simplificar los resultados obtenidos sólo se mostrarán las evaluaciones de los esquemas de generación bajo las condiciones de 28.2 bar con 400 °C, para una capacidad de 2 MW y con una generación térmica de 4,216 kWt, empleando biomasa con 20% de humedad.

En la tabla 3-5 se muestran estos resultados bajo el escenario de aprovechar toda la biomasa que se genera tanto en el aserradero como en el bosque de la comunidad. El análisis se efectúa para los tres escenarios de generación planteados, los cuales son la cogeneración con turbina a contrapresión, la autogeneración y la cogeneración con turbina de extracción y condensación. Se describen los requerimientos más importantes como son: consumo anual en biomasa, requerimientos de agua de enfriamiento, necesidades de emplear combustóleo como combustible auxiliar, y la eficiencia del ciclo.

Variable	Unidad	Turbina contrapresión	Autogeneración	Extracción- Condensación
Capacidad	MW	2.0	2.0	2.0
Potencia eléctrica bruta	kW	2,120.0	2,120.0	2,120.0
Calor a proceso	kW	4,216.0	N/A	4,216.0
Relación Q/E	kWt/kWe	2.0	N/A	2.0
Flujo de vapor a proceso	ton/h	42.7	N/A	5.0
Flujo de vapor total	ton/h	42.7	11.0	14.7
Flujo de vapor de condensación	ton/h	N/A	N/A	9.7
Energía requerida en la caldera	MJ/h	116,340.1	33,430.6	43,443.7
Biomasa disponible	m ³ /año	96,701.0	79,346.0	96,701.0
Biomasa requerida	m ³ /año	169,303.5	48,649.7	63,221.3
Biomasa faltante	m ³ /año	72,602.5	0.0	0.0
Requerimiento de combustóleo	kg/h	1,452.6	0.0	0.0
Porcentaje empleado en biomasa	% energía	42.4	100.0	100.0
Porcentaje empleado en combustóleo	% energía	57.6	0.0	0.0
Agua enfriamiento en sistema cerrado	m ³ /h	N/A	N/A	354.4
Agua de reposición en sistema de enfriamiento	m ³ /h	N/A	N/A	3.5
Potencia bomba de condensados	kW	N/A	N/A	0.5
Potencia bomba agua alimentación	kW	33.0	8.6	10.9
Eficiencia ciclo	%	15.0	17.5	40.0

*N/A No aplica

Tabla 3-5: Resultados de las alternativas evaluadas para una capacidad de 2 MW empleando la biomasa generada en el aserradero y en el bosque.
(Elaboración propia)

Los resultados más relevantes de la tabla anterior se describen a continuación:

- La mayor eficiencia se alcanza con un proceso de cogeneración con turbina de vapor de extracción y condensación, siendo esta del 40%. En tanto que la eficiencia más baja corresponde para el caso de la cogeneración con turbina de vapor a contrapresión.
- Sólo en el esquema de cogeneración con turbina a contrapresión la generación en biomasa no es suficiente, por lo que se emplea combustóleo. Los suministros en combustóleo para este esquema deben ser del 57.6 % de la energía total. Los requerimientos en biomasa para la autogeneración son de 48,650 m³/año, en tanto que los requerimientos en biomasa para la cogeneración con turbina de vapor de extracción y condensación son de 63,221 m³/año.
- Los mayores flujos de vapor total se presentan en la cogeneración con turbina a contrapresión, en tanto que los menores flujos de vapor se presentan en el esquema de autogeneración. Para la cogeneración con turbina de extracción condensación el flujo de trabajo es de 14.7 ton/h.
- Sólo bajo el esquema de cogeneración con turbina de extracción y condensación se requiere de un sistema de enfriamiento. El flujo de agua de enfriamiento que se requiere es del orden de 355 m³/h en un ciclo cerrado (con recirculación); y se esperarían requerimientos de agua por reposición en el sistema de enfriamiento del orden de 1.62 m³/MWh (factor medio en sistemas de enfriamiento de plantas termoeléctricas de CFE), esto es de 3.5 m³/h (1% del flujo total); en tanto que para la caldera se esperarían en el orden de 0.9 a 1.2 m³/h (6 a 8% del flujo total).

3.4.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS ALTERNATIVAS

Considerando los resultados de la tabla 3-5, se tendrán las siguientes implicaciones:

Autogeneración

Ventajas: 1) No requiere de sistemas de enfriamiento, 2) La inversión inicial de este tipo de turbinas es mas baja respecto la de extracción y condensación, y 3) Con la biomasa generada se logra satisfacer la demanda de combustible, por lo que no hay necesidad de emplear el combustóleo como combustible alternativo.

Desventajas: 1) La eficiencia de generación es baja (17.5%), debido a que no hay producción simultanea de energía térmica para el proceso, 2) Esta alternativa implicaría que las calderas actuales con las que cuenta el aserradero de la comunidad indígena deberán seguir en operación para la producción de la energía térmica que los procesos demandan; por lo que en un mediano plazo cuando termine su vida útil será necesario realizar nuevas adquisiciones de equipo, y 3) No hay producción simultánea de vapor para el proceso.

Turbina a contrapresión

Ventajas: 1) No requiere de sistemas de enfriamiento, 2) La inversión inicial de este tipo de turbinas es mas baja respecto la de extracción y condensación, y 3) Se podrán sustituir las calderas actuales para la producción de vapor, debido a que se logrará satisfacer el 100% de la demanda térmica con la cogeneración.

Desventajas: 1) La eficiencia de cogeneración es baja debido a que para lograr la capacidad eléctrica de 2 MW se deben producir 38,378 kWt, de los cuales sólo 4,216 kWt son empleados en el proceso. Esto es, se tiene un desperdicio de energía térmica del 89%; 2) Requiere de grandes cantidades de combustóleo para satisfacer la demanda que la planta requerirá. El 57.6% de la demanda se debe cubrir con este combustible que debiera ser el de menor consumo; 3) Se tienen que manejar mayores flujos de vapor y combustibles, por lo que la capacidad de la caldera tiene que ser mayor respecto a las otras alternativas. Sería de esperar que la inversión inicial de este equipo sea mayor, y 4) La producción de potencia es variable, dependiente de la demanda de vapor, por lo que normalmente se tiene que comprar energía de la red.

Turbina extracción condensación

Ventajas: 1) La eficiencia de cogeneración es alta (40 %), debido a que hay producción simultanea de energía térmica y eléctrica; 2) La turbina de extracción y condensación puede lograr satisfacer el 100% de la demanda térmica y tener excedentes de energía eléctrica; 3) La turbina de extracción y condensación resulta ser muy flexible y puede ajustar las demandas de energía térmica ó eléctrica; 4) Se podrán sustituir las calderas actuales para la producción de vapor, debido a que se logrará satisfacer el 100% de la demanda térmica con la cogeneración; y 5) Con la biomasa generada se logra satisfacer el 100% de los requerimientos de la caldera, por lo que no hay necesidad de emplear el combustóleo como combustible alternativo.

Desventajas: 1) Con este esquema el tiempo de arranque es lento, 2) Se requiere de un sistema de enfriamiento, 3) La inversión inicial de este tipo de turbinas es más alta respecto a la turbina de contrapresión.

3.4.6 MEMORIA TÉCNICA DE LA PROPUESTA SELECCIONADA

El esquema seleccionado es la planta de cogeneración con turbina de extracción-condensación con una producción de 2,120 kW_e y 4,216 kW_t. El proceso propuesto se muestra en la figura 3-6.

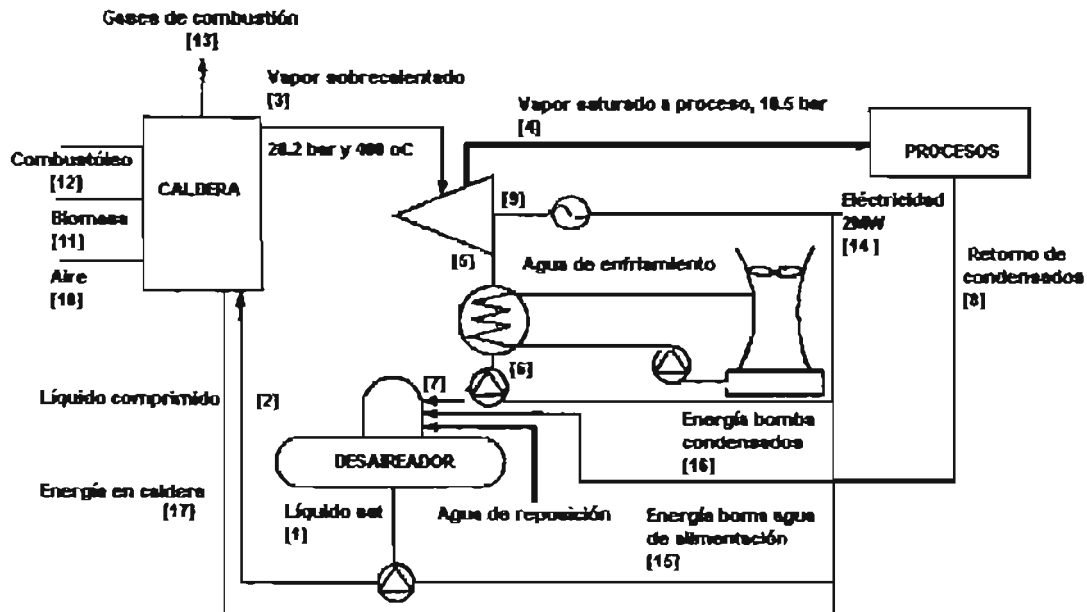


Figura 3-6: Proceso de cogeneración seleccionado (Elaboración propia)

De la figura anterior se pueden identificar 17 corrientes importantes en el proceso de cogeneración. Las corrientes 1 - 9 son los flujos del ciclo de vapor, las corrientes 10 - 13 corresponden a flujos en la combustión, y las corrientes 14 - 17 representan los flujos de energía eléctrica.

La descripción de las corrientes del diagrama anterior se muestra a continuación:

Punto	Descripción
1	Agua saturada del desaireador
2	Entrada de agua comprimida al generador de vapor
3	Vapor sobrecalentado
4	Extracción de vapor a la presión requerida en el proceso (10.5 bar)
5	Corriente de salida de la turbina hacia el condensador
6	Condensados del flujo de la segunda etapa de la turbina
7	Líquido comprimido hacia el desaireador
8	Retorno de condensados del proceso hacia la planta de cogeneración
9	Trabajo de la turbina
10	Flujo de aire requerido en la combustión
11	Flujo de biomasa forestal requerido en la combustión
12	Flujo de combustóleo como combustible sustituto
13	Gases de combustión salientes del generador de vapor a 120 °C
14	Energía eléctrica neta generada por la planta
15	Energía eléctrica requerida por la bomba de agua de alimentación
16	Energía eléctrica requerida por la bomba de agua de condensados
17	Energía eléctrica requerida por la caldera

Tabla 3-6: Descripción de los flujos de la figura 3-6, Elaboración propia

El siguiente procedimiento de cálculo corresponde al esquema de la planta de cogeneración de extracción y condensación, para una capacidad de 2,120 kW eléctricos y 4,216 kW térmicos, que emplee toda la biomasa generada por el aserradero y por el bosque, con 20% de humedad:

Procedimiento

1. Se determinaron las propiedades termodinámicas (temperatura, presión, entalpía, entropía y calidad del vapor) en cada una de las corrientes del proceso de cogeneración. Realizando un análisis de grados de libertad, se encuentra que será necesario fijar dos de las cinco propiedades a especificar en cada corriente del proceso, para lo cual se emplearon las tablas de vapor del programa CATT (Computer Aided Thermodynamics Tables).

Algunas de las consideraciones realizadas en esta determinación fueron:

- Condiciones de referencia: La presión y la temperatura ambiente se encuentran a 1 bar y 25 °C.
- Punto 3: La presión y temperatura a la entrada de la turbina son 28.2 bar y 400 °C, según normas ASTM.
- Punto 4: El vapor se extrae de la turbina a la presión de 10.5 bar considerando los requerimientos reales de los procesos en resinas y polímeros; para la selección de la segunda propiedad termodinámica a fijar se tomo la eficiencia del 73% en la turbina, por lo que $H_4 = H_3 - \eta_t [H_3 - H_{4s}]$, kJ/kg.
- Punto 5: La presión en el condensador es función de la temperatura de condensación según se muestra en la siguiente ecuación:

$$T_v = T_c + (T_s - T_c) + (T_v - T_s), \text{ °C}$$

Considerando que T_c es de 25 °C y que $[(T_s - T_c) + (T_v - T_s)]$ es de 15 °C (datos del proveedor TGM turbinas), se tendrá una temperatura de condensación de 40 °C. Esto implica que el condensador trabajará a 0.074 bar. Sin embargo, por recomendaciones del proveedor se tomo la presión a 0.1 bar.

Para seleccionar la segunda propiedad termodinámica a fijar se tomo la eficiencia del 73% en la turbina, por lo que $H_5 = H_3 - \eta_t [H_3 - H_{3s}]$, kJ/kg.

- Punto 6: Conocido que la presión de operación del condensador es a 0.1 bar, y que se tendrá después de la condensación un líquido saturado, se seleccionaron como invariantes estas dos condiciones termodinámicas.
- Punto 7: La función de la bomba de condensados es incrementar la presión en el fluido de trabajo hasta un punto determinado por el siguiente equipo en el proceso (desaireador). Dado que el flujo de la corriente 8 corresponde a el condensado que retorna de los procesos del aserradero, es conocido que este se efectúa a una presión de 2 bar. Para la selección de la segunda propiedad termodinámica se considero una eficiencia del 80% en la bomba, por lo que $H_7 = H_6 + [H_{7s} - H_6] / \eta_b$, kJ/kg.
- Punto 8: Esta corriente se encuentra a una presión de 2 bar. Para la determinación de la segunda propiedad termodinámica se considero un balance de energía en los procesos:

$$Q_p = M_4 [H_4 - H_8], \text{ kJ/h}$$

Despejando H_8 , se tendrá:

$$H_8 = H_4 - Q_p / M_4, \text{ kJ/kg}$$

El flujo de vapor en la primera extracción de la turbina (M_4) es de 4,993 kg/h (correspondiente a los requerimientos máximos actuales de vapor en los procesos). También se conoce la cantidad neta de calor aprovechada por los procesos del aserradero, así como la entalpía H_4 ; por lo que se elige H_8 como la segunda propiedad termodinámica.

- Punto 1: El flujo del punto 1 corresponde a la mezcla de las corrientes 8 y 7, así que la presión en este punto también es de 2 bar. En la selección de la segunda propiedad termodinámica se considero la temperatura resultante de la mezcla de estos dos flujos en el desaireador.
 - Punto 2: La función de la bomba del agua de alimentación es incrementar la presión en el fluido de trabajo hasta 28.2 bar, por lo que de antemano se conoce la presión en este punto. Para la selección de la segunda propiedad termodinámica a fijar se consideró una eficiencia del 80% en la bomba, por lo que $H_2 = H_1 + [H_{2s} - H_1] / \eta_b$, kJ/kg
2. Fijar la cantidad de energía eléctrica neta que se desea producir; según consideraciones de diseño, esta fue de 2,000 kWe (corriente 14).
 3. Determinar la energía eléctrica bruta que se requiere generar, contemplando los requerimientos de energía eléctrica en equipos auxiliares.
Energía eléctrica bruta = (2,000 kWe)(1.06) = 2,120 kWe
 4. Calcular la relación energía térmica/ energía eléctrica que se tendrá en la planta.
Relación Q/E = 4,216 kWt/ 2,000 kWe
Relación Q/E = 2.1 kWt/kWe
 5. Empleando la eficiencia del generador eléctrico (92%) y realizando un balance de energía en este equipo, determinar el trabajo de la turbina (corriente 9).
Trabajo turbina = 2,120 kWe/ 0.92
Trabajo turbina = 2,304.3 kWe = 8,295,652.2 kJ/h
 6. Efectuar un balance de energía en la turbina y determinar el flujo de vapor total que debe ser empleado.
 $W_t = M_3[H_3 - H_4] + [M_3 - M_4][H_4 - H_5]$, kJ/h
Despejando M_3 :
 $M_3 = [W_t + M_4[H_4 - H_5]] / [[H_3 - H_4] + [H_4 - H_5]]$, kg/h
Sustituyendo valores:
 $M_3 = 14,717.6$ kg/h
 7. Realizar un balance de materia en la turbina y determinar el flujo de vapor que pasa a la segunda sección de trabajo.
 $M_5 = M_3 - M_4$
Sustituyendo valores:
 $M_5 = 9724.6$ kg/h
 8. Aplicar los balances de materia en el resto de las unidades y determinar los flujos en todas las corrientes.
 $M_3 = M_2 = M_1 = 14,717.6$ kg/h $kg/h = 4.088$ kg/s
 $M_4 = M_8 = 4,993$ kg/hr = 1.387 kg/s
 $M_5 = M_6 + M_7 = 9,724.6$ kg/h = 2.701 kg/s
 9. Conociendo la entalpía y los flujos másicos en todos los puntos del ciclo de potencia (corrientes 1-8), se determina la energía asociada a cada corriente mediante la ecuación:
Energía en el punto $i = [H_i - H_o] M_i$, kJ/s.
Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 3-12.

10. Calcular la energía eléctrica asociada a las corrientes 15, 16 y 17 (energía a equipos auxiliares).
Corriente 15: Corresponde a la energía eléctrica que requiere la bomba de agua de alimentación durante la operación de la planta. Los requerimientos de energía eléctrica están en función del tipo de bomba, del diferencial de presión que se debe lograr en el flujo de agua de alimentación, y del flujo volumétrico de trabajo. El cálculo de la corriente 15 se realiza con:
 %Eficiencia de la bomba = $[\text{Producto} / \text{Recurso}] [100]$
 Producto = Energía de la corriente 2 menos la energía de la corriente 1, en kJ/s
 Recurso = Energía de la corriente 15, en kJ/s

Despejando recurso (corriente 15) y sustituyendo valores:

$$\text{Recurso} = [(724.88 \text{ kJ/s} - 700.03 \text{ kJ/s}) / 80] [100]$$

$$\text{Recurso} = 24.85 \text{ kJ/s} = 24.85 \text{ kWe}$$

Corriente 16: Corresponde a la energía eléctrica que requiere la bomba de condensados durante la operación de la planta. Igualmente que en la bomba de agua de alimentación los requerimientos de energía eléctrica dependen del tipo de bomba, del diferencial de presión que se debe lograr en el flujo de agua de alimentación, y del flujo volumétrico de trabajo. El cálculo de la corriente 16 se realiza con:

$$\% \text{Eficiencia de la bomba} = [\text{Producto} / \text{Recurso}] [100]$$

$$\text{Producto} = \text{Energía de la corriente 7 menos la energía de la corriente 6, en kJ/s}$$

$$\text{Recurso} = \text{Energía de la corriente 16, en kJ/s}$$

Despejando recurso y sustituyendo valores:

$$\text{Recurso} = [(235.50 \text{ kJ/s} - 234.88 \text{ kJ/s}) / 80] [100]$$

$$\text{Recurso} = 0.62 \text{ kJ/s} = 0.62 \text{ kWe}$$

Corriente 17: Corresponde a la energía eléctrica que requiere la caldera durante la operación de la planta. Los requerimientos de energía eléctrica dependen del tipo de caldera, tamaño de la caldera, y del flujo volumétrico de trabajo. Se puede considerar que este requerimiento en conjunto con la iluminación de las instalaciones es de 94.53 kWe.

11. Realizar un balance de energía en la caldera y determinar la cantidad de energía útil que se requiere suministrar para lograr las condiciones de presión y temperatura a la entrada de la turbina.

$$Q_s = M_2 [H_3 - H_2], \text{ kJ/h}$$

$$\text{Sustituyendo valores, } Q_s = 43,443,727.8 \text{ kJ/h.}$$

12. Especificar la cantidad de biomasa disponible para cogeneración y determinar la energía que puede ser liberada por esta.

$$\text{Biomasa disponible para cogeneración } (M_b) = 96,701 \text{ m}^3/\text{año} = 5,923 \text{ kg/h}$$

$$\text{Energía liberada} = Q_{sb} = [M_b] [PCI_b] [n_{cb}], \text{ kJ/h}$$

Sustituyendo valores se determina que la energía liberada por la biomasa es de 66,449,952 kJ/h.

13. Determinar si el calor liberado por la biomasa es suficiente como para cubrir los requerimientos de la caldera, en su defecto determinar la cantidad de combustible sustituto requerido.

Conforme a los pasos 11 y 12 queda determinado que la energía liberada por la biomasa es suficiente para cubrir los requerimientos energéticos de la planta, por lo que no se requerirá emplear combustóleo (corriente 12).

14. Determinar los requerimientos reales en biomasa considerando las pérdidas de energía, según la ecuación:

$$M_b = [Q_s + \text{Pérdidas de energía}] / [(PCI_b)(n_{cb})], \text{ kg/h}$$

Las pérdidas de energía en la caldera están asociadas principalmente a los gases de combustión, su magnitud depende de la temperatura a la cual son liberados, y de la cantidad de exceso de aire empleado en la oxidación:

$$\text{Pérdidas de energía} = [M_{gb}] [Cp_{gases}] [\Delta T_g]$$

La determinación de M_{gb} se realiza con la ecuación:

$$M_{gb} = [V_{FHB}] [M_b], \text{ Nm}^3/\text{h}$$

El volumen de gases húmedos formados depende de la composición química del combustible, según se muestra en la siguiente ecuación:

$$V_{FHi} = 0.089 C + 0.332 H + 0.008 N + 0.033 S + 0.012 E - 0.026 O, \text{ Nm}^3 \text{ humos/kg}$$

La composición química de la madera de pino y del combustóleo se muestra en la tabla 3-7; así también se muestran estas mismas propiedades para otros combustibles sólidos y líquidos con la finalidad de realizar un análisis comparativo.

Elemento	Madera pino	Bagazo de caña	Diesel	Combustóleo
Carbón	49.70	48.60	83.60	82.80
Hidrógeno	5.90	5.60	12.40	10.40
Azufre	0.00	0.00	0.50	2.90
Agua	0.00	0.00	1.50	0.40
Oxígeno	44.30	45.50	1.00	0.20
Nitrógeno	0.07	0.25	1.00	3.00
Ceniza	0.00	0.00	0.00	0.30
Total	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla 3-7: Composición química de combustibles líquidos y sólidos Mexicanos
Fuente: PEMEX, biomasa torrada (R. Zanzi) y composición química del pino (Einsparh).

En la tabla 3-8 se muestran los resultados obtenidos del poder fumígeno húmedo de los combustibles seleccionados.

Variable	Unidad	Madera	Bagazo caña	Diesel	Combustóleo
V_{FH}	Nm ³ humos húmedos/kg	5.23	5.00	11.57	10.94

Tabla 3-8: Poderes fumígenos húmedos de los combustibles
(Elaboración propia)

La determinación del calor específico de los gases de combustión se determina con:

$$Cp_{gases} = [PCI_b] / [(V_{FHB})(T_b)], \text{ kJ/Nm}^3 \text{ gases de combustión } ^\circ\text{C}$$

El cálculo arroja que $Cp_{gases} = 1.6840 \text{ kJ/Nm}^3 \text{ } ^\circ\text{C}$.

De las deducciones anteriores, se determina que los requerimientos en biomasa son:

$$M_b = [Q_s + \text{Pérdidas de energía}] / [(PCI_b)(n_{cb})]$$

$$M_b = [Q_s + (V_{FHB})(M_b)(Cp_{gases}) (\Delta T_g)] / [(PCI_b)(n_{cb})]$$

Despejando M_b :

$$M_b = Q_s / [(PCI_b)(n_{cb}) - (V_{FHB})(Cp_{gases})(\Delta T_g)]$$

Según la ecuación anterior, en la medida en que aumenta ΔT_g y V_{FHB} ; los requerimientos en biomasa son mayores. Con la finalidad de observar estas dependencias, se crearon 4 posibles escenarios de temperatura (80 °C, 100 °C, 120 °C y 140 °C) y 11 escenarios en el exceso de aire (0%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25%, 30%, 35%, 40%, 45% y 50%).

En la tabla 3-9 se muestra la dependencia del poder fumígeno húmedo con el exceso de aire. Puede verse que en la medida en que el exceso de aire aumenta, se incrementa el volumen de gases húmedos formados por la combustión de la madera.

Exceso de aire (%)	V_{FHB} (Nm ³ gases/ kg)
0	5.23
5	5.46
10	5.68
15	5.91
20	6.14
25	6.36
30	6.59
35	6.82
40	7.04
45	7.27
50	7.50

Tabla 3-9: Dependencia del poder fumígeno húmedo con el exceso de aire (Elaboración propia)

En la tabla 3-10 se muestran los requerimientos en biomasa en función del exceso de aire y de la temperatura de los gases de combustión, considerando pérdidas de energía.

% Exceso aire	Biomasa (kg/h) con gases a 80 °C	Biomasa (kg/h) con gases a 100 °C	Biomasa (kg/h) con gases a 120 °C	Biomasa (kg/h) con gases a 140 °C
0	4047.0	4114.6	4184.4	4256.6
5	4055.0	4125.8	4199.0	4275.0
10	4062.9	4137.0	4213.8	4293.5
15	4070.9	4148.3	4228.7	4312.3
20	4079.0	4159.7	4243.7	4331.2
25	4087.0	4171.2	4258.8	4350.2
30	4095.1	4182.7	4274.0	4369.4
35	4103.3	4194.2	4289.3	4388.8
40	4111.4	4205.9	4304.7	4408.4
45	4119.6	4217.6	4320.3	4428.1
50	4127.8	4229.3	4335.9	4448.0

Tabla 3-10: Requerimientos de biomasa en función del exceso de aire y la temperatura (Elaboración propia)

Según la tabla anterior los requerimientos pueden oscilar entre 4,047 kg/h (66,074 m³/año) para el caso en que se trabaje con 0% de exceso de aire y los gases se liberen a 80 °C, hasta 4,448 kg/h (72,621 m³/año) para el caso más desfavorable en donde se trabaje con un exceso de aire del 50% y los gases se liberen a 140 °C. En todos los casos la biomasa generada alcanza a satisfacer los requerimientos.

En la tabla 3-11 se muestran los porcentajes de pérdida de energía en cada caso:

% Exceso aire	Temperatura gases combustión			
	80 °C	100 °C	120 °C	140 °C
	% Pérdida	% Pérdida	% Pérdida	% Pérdida
0	4.32	5.89	7.46	9.03
5	4.50	5.90	7.48	9.06
10	4.69	5.92	7.51	9.10
15	4.88	5.93	7.53	9.14
20	5.07	5.95	7.56	9.17
25	5.25	5.96	7.58	9.21
30	5.44	5.98	7.61	9.25
35	5.63	5.99	7.63	9.28
40	5.82	6.01	7.66	9.32
45	6.00	6.03	7.68	9.36
50	6.19	6.04	7.71	9.40

Tabla 3-11: Porcentaje de pérdida de energía en función del exceso de aire y la temperatura (Elaboración propia)

Puede verse que en la medida en que aumenta el exceso de aire y la temperatura, las pérdidas de energía se incrementan. Sería de esperar que cuando se emplee una relación estequiométrica de aire en la combustión, y cuando la temperatura de liberación de los gases sea de 120 °C se tenga un porcentaje en pérdida del 7.46%, en tanto que los requerimientos en biomasa serán de 4,184.4 kg/h. Las pérdidas de energía asociada a los gases de combustión puede oscilar entre 4.32% hasta 9.40%.

15. Determinar la proporción de energía en biomasa y combustóleo empleados en el proceso, mediante las ecuaciones:

$$\% \text{ Energía suministrada por biomasa} = [Q_{s1}/Q_s][100], \text{ sustituyendo resultados de 11 y 12}$$

$$\% \text{ Energía suministrada por biomasa} = 100$$

En tanto que para el combustóleo se tiene:

$$\% \text{ Energía suministrada por el combustóleo} = [Q_{s2}/Q_s][100], \text{ sustituyendo resultados de 11 y 13}$$

$$\% \text{ Energía suministrada por el combustóleo} = 0$$

16. Determinar la energía asociada al aire de combustión (corriente 10).

La energía del aire se determina con:

$$\text{Energía aire} = [\int C_{p_{\text{aire}}} dT_a] M_{\text{ar}}$$

Dado que la temperatura del aire es tomada a la temperatura de referencia, su energía es nula.

17. Determinar la potencia requerida en las bombas.

$$\text{Potencia bomba de condensados} = [V_6][M_6][P_7 - P_6][A]$$

$$\text{Potencia bomba de agua de alimentación} = [V_1][M_1][P_2 - P_1][A]$$

Sustituyendo valores:

$$\text{Potencia bomba de condensados} = 1,858.8 \text{ kJ/h} = 0.52 \text{ kWe}$$

$$\text{Potencia bomba agua de alimentación} = 39,207.9 \text{ kJ/h} = 10.9 \text{ kWe}$$

18. Calcular los requerimientos de agua de enfriamiento mediante:

$$\text{Agua de enfriamiento} = Q_{ac} / [(C_{p_{\text{agua}}})(\Delta T_s)]$$

Sustituyendo valores:

$$\text{Agua de enfriamiento} = 354414.1 \text{ kg/h} = 354.4 \text{ m}^3/\text{h}$$

19. Determinar la eficiencia del ciclo.

$$\% \text{Eficiencia de la planta} = [\text{Productos de la cogeneración} / \text{Recursos de la planta}] [100]$$

Productos de la cogeneración = Energía eléctrica + energía térmica, en kw

Recursos de la planta = Energía de la biomasa, en kw

Sustituyendo valores:

$$\% \text{Eficiencia de la planta} = 40$$

En la tabla 3-12 se muestran los resultados obtenidos, puede verse que en cada corriente dos de las propiedades termodinámicas se encuentran en negrillas, las cuales indican que conforme a los grados de libertad del proceso, se fijaron estas dos propiedades para hacer la determinación de las faltantes. Los valores obtenidos concuerdan según las tablas de vapor del programa CATT.

Punto	Flujo (kg/s)	Flujo (m ³ /s)	Presión (bar)	Temp (°C)	Calidad del vapor	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg K)	Energia (kJ/s)
Flujos en el ciclo de vapor								
0			1.0	25.0		104.87	0.37	0.00
1	4.088		2.0	64.9	LC	276.10	0.91	700.03
2	4.088		28.2	66.9	LC	282.18	0.92	724.88
3	4.088		28.2	400.0	V-S	3234.00	6.95	12792.56
4	1.387		10.5	295.4	V-S	3039.82	7.08	4070.61
5	2.701		0.1	45.8	LV	2480.64	7.82	6417.60
6	2.701		0.1	45.8	LS	191.81	0.65	234.85
7	2.701		2.0	45.8	LC	192.05	0.65	235.49
8	1.387		2.0	102.0	LC	427.53	1.33	447.51
9								2304.35
Flujos de combustión								
10		4.883	1.00	25.00			683.00	0.00
11	1.0756		1.00	25.00			171.23	15878.56
12	0.0000		1.00	25.00			3.99	0.00
13		5.626	1.00	120.00				900.12
Flujos de energía eléctrica								
14								2000.00
15								24.85
16								0.62
17								94.53

Tabla 3-12: Propiedades termodinámicas del proceso de cogeneración seleccionado (Elaboración propia)

Puede verse que la planta producirá 2,000 kWe de energía eléctrica neta. Para lo cual requerirá de 1.0756 kg/s de biomasa. Esto implicará que la caldera trabaje con un flujo de aire de 4.883 Nm³/s, y generen 5.626 Nm³/s en gases de combustión. Además se tiene la posibilidad de realizar una combustión mixta combustóleo y biomasa, aunque no se requiera en una operación normal.

El ciclo de potencia requerirá de un flujo total en vapor de 4.088 kg/s (14,717 kg/h), con un flujo hacia condensación de 2.701 kg/s (9,724 kg/h). El flujo de vapor extraído será de 1.387 kg/s (4,993 kg/h). La energía asociada a los gases de combustión y liberada al ambiente es de 900 kJ/s.

3.5 CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN LA COGENERACIÓN

En el esquema de cogeneración seleccionado el consumo de energía primaria se debió a la producción de vapor y a la producción de energía eléctrica. Para determinar la biomasa que se atribuye únicamente a la energía eléctrica generada, se debe restar del combustible total utilizado en la cogeneración al que hubiera sido necesario para producir el vapor generado en una caldera de vapor convencional con las características de la biomasa empleada en la planta de cogeneración.

Como se ha demostrado con anterioridad, en una cogeneración que produzca 2,000 kW de energía eléctrica y 4,216 kW de energía térmica, se requiere en energía primaria la cantidad de 3,872.3 kg/h de biomasa (15,880 kW energía primaria).

Realizando un balance de energía aplicado a una caldera de vapor separada a un proceso de cogeneración que genere 4,216 kW térmicos con una eficiencia del 76%, se determino que de los 15,880 kW de energía primaria, 5,547 kW se emplearon para obtener el vapor; por lo que la producción de energía eléctrica requirió de 10,333 kW de energía primaria.

Esto implica que el 35% del total de la biomasa empleada se atribuye a la producción de vapor, en tanto que el 65% restante corresponde a la producción de energía eléctrica.

3.6 COGENERACIÓN CONTRA UN SISTEMA CONVENCIONAL DE BIOMASA

La mayor eficiencia de los sistemas de cogeneración de electricidad y calor se debe a que la producción simultánea de ambas formas de energía a partir de un combustible permite un aprovechamiento "in situ" del calor que, de otro modo, debe disiparse al ambiente en un proceso de producción de electricidad centralizado.

En la tabla 3-13 se muestran los resultados condensados sobre los rendimientos térmicos, eléctricos y globales que se tienen con ambos sistemas.

Parámetro	Sistema a base de biomasa	
	Convencional	Cogeneración
Energía eléctrica bruta (kW)	2,120.0	2,120.0
Energía en biomasa para producir electricidad (kW)	12,218.0	10,333.0
Fración energía en biomasa para electricidad (%)	65	-
Rendimiento eléctrico (%)	17.5	20.5
Energía térmica (kW)	4,216.0	4,216.0
Energía en biomasa para producir calor a proceso (kW)	6,292.5	5,547.0
Fración energía en biomasa para calor (%)	35	-
Rendimiento térmico (%)	67.0	76.0
Energía eléctrica y térmica (kW)	6,336.0	6,336.0
Energía primaria para producir electricidad y calor (kW)	18,510.5	15,880.0
Eficiencia global aproximada (%)	34.2	40.0

Tabla 3-13: Cogeneración contra un sistema separado a base de biomasa
(Elaboración propia)

De la tabla anterior puede verse que la eficiencia global lograda con la cogeneración es superior respecto a un sistema convencional que opere con biomasa. La determinación del ahorro porcentual en energía primaria indica que esta es del 14.2 %.

CONCLUSIONES

Después de la evaluación técnica realizada para seleccionar la mejor alternativa de cogeneración, se determinó que a pesar de que la planta de cogeneración puede funcionar bajo tres situaciones energéticas (operación con exportación de electricidad, operación con requerimientos en sistemas auxiliares de generación de calor útil, u operación con importación de electricidad); es mejor optar por una operación con exportación de electricidad, debido a que con este esquema se obtiene un beneficio adicional por la venta de energía excedente.

Para elegir dentro de los posibles esquemas que pueden realizar una operación con exportación de electricidad, se evaluaron 48 escenarios correspondientes a la combinación de 4 capacidades de generación eléctrica con 3 esquemas diferentes de generación, y con 4 condiciones de presión y temperatura a la entrada de la turbina; de este análisis, se encontró que los residuos forestales generados por el aserradero y por el bosque de la comunidad indígena (96,701 m³/año) sólo alcanzan a satisfacer las capacidades de 1.5 y 2 MW para las alternativas de autogeneración y cogeneración con turbina de vapor de extracción y condensación, respectivamente. Sin embargo, dado que con la autogeneración no hay producción de energía térmica para el aserradero, se prefiere la cogeneración con turbina de vapor de extracción y condensación.

Con este esquema de cogeneración se elimina la problemática de la disposición final de los residuos forestales para la comunidad indígena, y se obtienen importantes excedentes de energía eléctrica (adicionales a los propios suministros de calor y electricidad del aserradero).

4 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Una evaluación correcta de las inversiones tiene la misma importancia que un análisis exhaustivo del proceso y de los esquemas de cogeneración. Por lo tanto, si se tiene en cuenta que el costo de los equipos varía considerablemente con la capacidad, la mejor manera de conocer la inversión en un proyecto de cogeneración es solicitando ofertas a los diferentes suministradores de cada una de las partidas que componen el proyecto. Esta y otras actividades han sido desarrolladas en esta sección con la finalidad de encontrar los costos de inversión del sistema seleccionado, los costos operativos y de mantenimiento, el costo unitario de producción de electricidad y de vapor; así como de la evaluación financiera y de rentabilidad del proyecto.

En este capítulo se presentan los parámetros económicos que definen la viabilidad del proyecto, el análisis financiero y de rentabilidad; así también, se describen las alternativas de financiamiento que se pueden presentar para el proyecto, y en la parte final del capítulo, se presenta un breve análisis de asignación de riesgos asociados a proyectos de cogeneración.

4.1 PARÁMETROS ECONÓMICOS DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

Para la mayoría de las evaluaciones de los sistemas de cogeneración los parámetros económicos importantes a evaluar son:

- 1) El costo de inversión del sistema instalado
- 2) Los costos operativos y de mantenimiento
- 3) El costo de los energéticos consumidos
- 4) El costo de la energía cogenerada (electricidad y vapor)

4.1.1 EL COSTO DE INVERSIÓN DEL SISTEMA INSTALADO

Estos costos se expresan en US\$/kW instalado. Incluyen los costos de los equipos, la obra civil, el montaje, la ingeniería, entre otros.

Como ya se había mencionado en el capítulo 3, la estimación del costo de inversión se realizó a través de diferentes cotizaciones solicitadas a empresas como: Turbinas TGM, Weg Industrias S.A, GRUNDFOS y comercializadora flexible S.A de C.V. De forma resumida estas partidas son:

1.- Caldera de vapor: Es la partida de mayor importancia que debe considerarse en los grupos de cogeneración con biomasa. Para esta determinación se cotizaron calderas acuotubulares de parillas móviles para combustión de biomasa con quemadores mixtos de biomasa y combustóleo. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4-1:

Proveedor	Tipo	Costo (US\$/kW)	Costo por kW instalado (US\$)
Comercializadora flexible	Acuotubular	529.95	1,123,490

Tabla 4-1: Cotización caldera, Diciembre 2004
(Elaboración propia)

2.- Turbina de vapor: Es la segunda partida más importante en una instalación de cogeneración. Por tratarse de una turbina de extracción y condensación, la cotización incluye el conjunto turbina y condensador principal. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 4-2:

Proveedor	Tipo	Costo (US\$/kW)	Costo kW instalado (US\$)
TGM Turbinas	Extracción y condensación	390.00	826,800

Tabla 4-2: Cotización de la turbina de vapor, Enero 2005
(Elaboración propia)

3. Generador eléctrico: Representa la tercera partida más importante, la cotización se realizó con Weg Industrias S.A, y su costo es de US\$97.47/kW instalado, o bien de US\$206,640.

4. **Auxiliares:** Esta partida engloba los siguientes grupos: bomba de agua de alimentación, bomba de agua de condensados, desaireadores, sistema de enfriamiento; así como ingeniería, instalación y obra civil. El costo de estas partidas, junto con el generador eléctrico representan el 25% de la inversión inicial. Un desglose del costo se muestra a continuación:

Elemento	Proveedor	Costo kW instalado (US\$/kW)	Costo (US\$)
Bomba de agua de alimentación	Grundfos	65.4	138,605.6
Sistema de enfriamiento	Estimado	50.8	107,664.2
Desaireador	Estimado	28.2	59,805.2
Bomba de condensados	Grundfos	9.9	20,998.6
Ingeniería, instalación y obra civil	Estimado	66.1	140,178.3
Total auxiliares		220.4	467,251.9

Tabla 4-3: Cotización de equipos auxiliares, Enero 2005
(Elaboración propia)

Contabilizando los cuatro cargos que engloban el costo de inversión, se espera que el costo total de la planta sea de US\$ 2,624,182 esto es de US\$ 1,237.8/kW.

4.1.2 LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y DE MANTENIMIENTO

Estos costos se expresan en US\$/kWh y se basan en adoptar un tiempo de utilización u operación de la planta. Los costos operativos son básicamente mano de obra 70% y mantenimiento 30%. La mano de obra incluye al personal requerido en la operación de la planta, así como de personal en el bosque que lleve a cabo las tareas de recolección y transporte de la biomasa. El mantenimiento corresponde a las tareas de limpieza, reparación, e intervenciones mayores realizadas a los equipos de la planta.

Para la estimación de estos costos se investigaron experiencias en cuanto a necesidades de personal en plantas de cogeneración de capacidad similar que empleen como combustible residuos de madera. Conforme al proyecto de cogeneración FYMNSA⁶ y al proyecto de cogeneración Allarluz⁷ se estima que la mano de obra involucrará a 7 operarios que se requerirán en la central (1 encargado y 2 operadores por turno), así como a 25 personas que realizarán la extracción permanente de la biomasa del bosque de forma manual. En base a lo anterior, se espera se tengan los siguientes costos operativos:

Costos operativos	Unidad	Año 2005
Mano de obra	US\$/kWh	0.00945
Mantenimiento	US\$/kWh	0.00452
Total	US\$/kWh	0.01397

Tabla 4-4: Estimación de los costos operativos esperados en la planta de cogeneración
(Elaboración propia)

⁶ FYMNSA es una planta de cogeneración ubicada en Uruguay. En el año 2000 empezó su operación, con requerimientos en personal de 6 operadores y 1 encargado. Esta planta emplea los residuos de pino como combustible, y cuenta con una capacidad de 2.35 MW.

⁷ Allarluz, S.A., es la primera central de biomasa en Galicia (España), en febrero del 2001 inicio su operación. La central utiliza los residuos forestales procedentes de limpieza de montes. La capacidad de la planta es de 10 MW. Esta planta recolecta 100,000 ton/año en biomasa de forma manual a través de 80 trabajadores en el monte; lo cual indica que para satisfacer una tasa de consumo de 63,221 m³/año (30,978 ton/año) en biomasa que requiere el proyecto de Nuevo San Juan, se podrían emplear de manera permanente a 25 personas en el monte.

4.1.3 EL COSTO DE LOS ENERGÉTICOS CONSUMIDOS

Son tres los energéticos que requerirá la planta de cogeneración para operar de forma estable: biomasa, combustóleo (para casos de combustible sustituto) y energía eléctrica para los equipos auxiliares. El costo de los combustibles empleados en el análisis económico corresponde al mes de septiembre del 2004 (referencia bibliográfica número 11), según la tabla 3-1.

En esta tabla se muestran los precios de varios combustibles, incluidos la leña, aserrín y combustóleo. A partir del precio de los combustibles aquí reportados, puede verse en comparación con el combustóleo y la biomasa, que tanto el gas natural como el gas licuado tienen un comportamiento de forma tal que el aumento del precio es exponencial respecto del tiempo durante el 2004. Estas variaciones del precio con el tiempo quedan visibles a continuación:

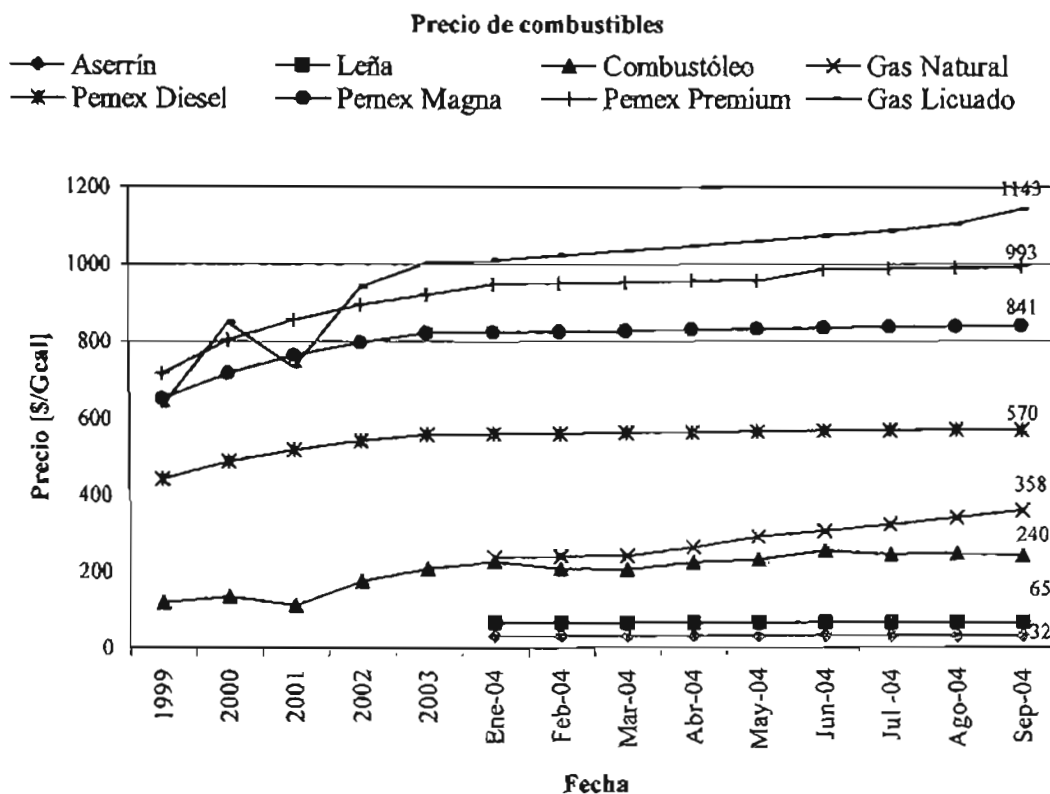


Figura 4-1: Variación en el precio de los combustibles en función del tiempo, 1999-2004
(El despertador S.A de C.V. "Energía hoy". Año 1, No.5. Septiembre 2004)

4.1.4 EL COSTO DE LA ENERGÍA COGENERADA

La energía producida por la planta de cogeneración corresponde a la energía eléctrica y a la energía térmica (vapor). El valor de venta de estas energías producidas corresponde al valor final del costo de generación. Los términos involucrados en la conformación de este costo dependen de las características del permiso otorgado, y de las necesidades del proyecto. En la conformación del costo podrán aparecer todos o algunos de los siguientes términos:

- Costo del kilo Watt hora de respaldo en la red por falla y mantenimiento, \$/kWh
- Costo del kilo Watt hora transmitido o portado (de requerirse), \$/kWh
- Venta del kilo Watt hora de energía eléctrica excedente, \$/kWh
- Costo del kilo Watt hora de energía eléctrica cogenerada, \$/kWh
- Costo del kilogramo de vapor cogenerado, \$/kg
- Venta del kilogramo de vapor excedente (de existir), \$/kg

▪ **Costo del kilo Watt hora de respaldo en la red (\$/kWh r)**

El costo del kilo Watt hora de respaldo en la red, para falla y mantenimiento; depende de las tarifas existentes que se deben pagar a CFE para que preste este servicio, según la tarifa contratada que se aplica para el servicio de respaldo por falla a productores externos, suministrado en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio.

La tarifa que se tiene que pagar a CFE se compone de cuatro cargos:

1. Cargo fijo mensual: \$ 816.99
2. Cargo diario por demanda medida
3. Cargo mensual por demanda reservada
4. Cargo por la energía consumida

Las cuotas aplicables en el mes de Octubre del 2002 en los conceptos de cargo diario por demanda medida, cargo mensual por demanda reservada y cargo por la energía consumida fueron:

Región	Cargo kW demanda reservada	Cargo kW demanda medida	Cargo kWh energía punta	Cargo kWh energía intermedia	Cargo kWh energía base
Central	\$18.91	\$4.00	\$0.4501	\$0.3773	\$0.3669
Noreste	\$18.91	\$4.00	\$0.4141	\$0.3463	\$0.3295
Noroeste	\$18.91	\$4.00	\$0.3742	\$0.3597	\$0.3470
Norte	\$18.91	\$4.00	\$0.4142	\$0.3451	\$0.3263
Peninsular	\$18.91	\$4.00	\$0.4446	\$0.3687	\$0.3388
Sur	\$18.91	\$4.00	\$0.4135	\$0.3510	\$0.3420

Tabla 4-5: Tarifas de respaldo para falla y mantenimiento, Octubre 2002, CFE

Cuando el aserradero no haga uso del servicio, cubrirá como mínimo el cargo fijo más el producto del cargo por demanda reservada por la demanda reservada. Considerando que la planta sólo dará de alta como demanda reservada los 120 kW de energía requerida en la operación del 2003; se tendrá un cargo por demanda reservada para la planta de cogeneración de la comunidad de \$2,269.2/mes. Anexando el cargo fijo, la planta de cogeneración del aserradero debe cubrir por concepto de respaldo por falla y mantenimiento como mínimo la cantidad de \$3,086.19/mes o bien \$0.03857/kWh.

▪ **Costo del kilo Watt hora transmitido o porteado (\$/kWh T)**

En cumplimiento con la metodología para el cálculo del costo del estudio relativo a las solicitudes de servicio de transmisión de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad ha preparado una matriz de valores de cargos estimados por los servicios de transmisión y subtransmisión (también conocido como porteo). El costo del kilo Watt hora transmitido o porteado depende del punto de interconexión a la red, del tipo de nivel de tensión del nodo de envío y de recepción (69, 85, 115, 230 o 400 kV) y de la carga.

Para el estado de Michoacán el punto de interconexión a la red corresponde al número de área 16, donde los niveles de tensión de envío y/o recepción sólo pueden ser de 115, 230 o 400 kV. Para estos niveles de tensión de envío y recepción el costo aproximado por el servicio de porteo es de \$0.0265/kWh.

- **Venta del kilo Watt hora de energía eléctrica excedente**

Existen dos posibilidades de venta: CFE e industrias (asociación), o bien, CFE y municipio.

Venta a CFE

De acuerdo a los artículos 143-147 al reglamento de la ley general del servicio público de energía eléctrica, el precio de compra del kilo Watt hora de excedente eléctrico a la red de CFE corresponde a las remuneraciones de los permisionarios; estas remuneraciones se fijarán en función de un pago por capacidad, ajustado por un factor de disponibilidad, y un pago por la energía entregada en el punto de interconexión.

Los pagos por capacidad y energía entregada al punto de interconexión deberán reflejar, los costos fijos, incluyendo el rendimiento sobre la inversión, y los variables en que incurra el permisionario. La información sobre estos costos y las fórmulas para su cálculo deberán coincidir con lo manifestado en el contrato de compra venta de excedentes eléctricos respectivo.

El pago por capacidad se ajustará cada mes aplicando un coeficiente calculado en función del factor de disponibilidad observado para dicho lapso; pudiendo ser este idéntico a la unidad cuando el factor de disponibilidad sea igual al contratado, mayor a la unidad cuando el factor sea mayor al contratado, menor a la unidad cuando el factor sea menor a valor bajo previsto o igual a cero cuando el factor sea inferior al valor previsto.

Para determinar el precio de venta del kilo Watt hora de excedente a la red es necesario calcular el costo del kilo Watt hora cogenerado, debido a que este costo incluye los costos fijos y variables de la inversión; y sólo faltaría anexar el ajuste por un factor de disponibilidad, y el pago por la energía entregada en el punto de interconexión. En primera instancia se puede ofrecer el kilo Watt hora de excedente a la red al costo de generación que resulte en el análisis financiero de la siguiente sección; sin embargo, cabe mencionar que conforme a la prospectiva del sector eléctrico 2003-2012 se tiene contemplando que las tecnologías a base de biomasa generan la energía eléctrica a un costo de 4 cUSD/kWh - 6 cUSD/kWh; esto es de \$0.44/kWh – \$0.66/kWh.

Venta a industrias

Actualmente la tarifa media de electricidad que pagan las industrias a CFE es de \$1/kWh (Marzo del 2005). Para que este sector encuentre atractivo adquirir la energía excedente de la planta de cogeneración, se ha determinado que si en lugar de adquirir la energía de CFE lo hace con la planta de cogeneración a una tarifa de \$0.8/kWh (20% inferior que la tarifa de CFE), el sector industrial puede lograr ahorros netos del orden del 16.5%. Esta tarifa es empleada en el análisis financiero cuando la venta de energía excedente se destina al sector industrial.

Venta al municipio

Actualmente la tarifa media de electricidad para el alumbrado público que aplica CFE al municipio es de \$1.89/kWh (Marzo del 2005). Para que este sector encuentre atractivo adquirir la energía excedente de la planta de cogeneración, se ha determinado que si en lugar de adquirir la energía de CFE lo hace con la planta de cogeneración a una tarifa de \$1.51/kWh (20% inferior que la tarifa de CFE), este sector puede lograr ahorros del orden del 16.5%. Esta tarifa es empleada en el análisis financiero cuando la venta de energía excedente se destina al sector industrial.

En el anexo B se presentan los consumos de electricidad municipal en el estado de Michoacán durante el 2003. Puede verse que los requerimientos de alumbrado a 12 horas para el municipio de Uruapan son de 1.87 MW o de 1 MW para el promedio de 24 horas.

▪ **Costo del kilogramo de vapor**

Según se mostró el procedimiento en el capítulo 2, el costo del vapor cogenerado se debe determinar con la siguiente expresión:

$$P_v = [[(H_2 - H_1)(C_b)] / [(1000)(\eta_p)]] [0.35] + C_{as}, \text{ en } \$/\text{ton}.$$

Puede verse que la ecuación se encuentra afectada por un factor de 0.35, el cual representa la fracción del combustible total empleado para la producción de vapor en la planta de cogeneración. Esto se observa a partir de la tabla 3-13, ya que de los 18,510.2 kW en energía primaria (biomasa) requeridos en la cogeneración, sólo 6,292.5 kW en energía primaria son requeridos para producir el vapor.

Los costos del agua suavizada quedan determinados a continuación:

Condiciones de operación del suavizador	Unidad	Valor
Capacidad de tratamiento máxima	kg/h	15,649.0
Capacidad de tratamiento máxima en térmica	kg/h	4,993.0
Capacidad de tratamiento máxima en electricidad	kg/h	10,656.0
Capacidad de tratamiento máxima	CC	1,000.0
Horas de operación por año	h/año	8,000.0
Horas de operación por mes	h/mes	666.7
Datos financieros del proyecto		
Vida útil del equipo	meses	180
TREMA	%	14
Costos del equipo		
Inversión inicial	\$	365,714.8
Costos mensuales (operación y mantto)	\$/mes	9,142.8
Valor presente neto	\$	422,112.8
Anualidad equivalente	\$/mes	68,762.2
Costos del agua		
Costo del agua en la red	\$/m ³	21.4
Costo de la suavización	\$/m ³	6.6
Costo del agua total suavizada	\$/m ³	28.0

Tabla 4-6: Precio del vapor generado por la planta de cogeneración, 2005
(Elaboración propia)

Sustituyendo valores en la ecuación anterior:

$$P_v = [(3,234 - 282.18) \text{ kJ/kg } (\$11.54/\text{GJ})] / [(1,000)(0.76)] \$/\text{ton} [0.35] + \$28.0/\text{ton}$$

$$P_v = \$15.70/\text{ton} + \$28.0/\text{ton} = \$43.70/\text{ton} = \$0.04370/\text{kg}$$

Producir vapor con una calidad aceptable en la planta de cogeneración resulta más económico que el vapor que se produciría con la misma calidad en condiciones separadas (\$91.7/ton); por lo que se esperaría tener ahorros de \$48/ton, o bien del 52%.

▪ **Venta del kilogramo de vapor excedente**

Con este proyecto no se tiene planeado tener excedente de energía térmica, por lo que no se tendrán ingresos adicionales por venta de vapor excedente.

▪ Costo del kilo Watt hora de energía eléctrica cogenerada

El costo de este energético se expresa en US\$/kWh o \$/kWh, al igual que en el costo del kilogramo de vapor cogenerado se deben considerar tanto los cargos fijos como los variables; según se muestra a continuación:

Costo electricidad = Costo de inversión inicial del equipo + Costos operativos + Costos por combustible + Costos por trámites legales

Costos operativos = Costos de operación y mantenimiento + Costos de respaldo por falla y mantenimiento + Costos de porteo energía eléctrica + Costos por pago de préstamo

Como puede verse la determinación del costo de generación de la electricidad esta en función de muchas variables. Los costos de inversión inicial, los costos por trámites legales y los costos de operación y mantenimiento son conocidos. Los costos de respaldo por falla y mantenimiento deben calcularse en función de la capacidad que demandará el aserradero (120 kW), en tanto que los costos de porteo corresponderán al resto de la capacidad (2000 kW).

Los costos de los combustibles están en función de la proporción que se emplee como biomasa y combustóleo, así como de la variación del precio de estos en función del tiempo.

Finalmente, los costos por pago de préstamo dependen del periodo del préstamo y de la tasa de interés que se tenga que pagar. La tasa de interés que se paga es asignada por la institución financiera que expide el préstamo; en México, para proyectos de generación de electricidad con CFE, las instituciones financieras llegan a manejar tasas de interés del 8 al 10%.

En las tablas 4-7 y 4-8 se muestra el costo de generación para cuatro escenarios distintos (dos destinos de la energía excedente: CFE e industrias, o bien, CFE y el municipio; y dos tasas de interés: 8% y 10%).

4.2 ANÁLISIS FINANCIERO

Con el análisis financiero se establecen las condiciones económicas bajo las cuales se trabará el proyecto de cogeneración. Una breve descripción de este análisis se resume a continuación:

- La planta de cogeneración producirá su propia energía (térmica y eléctrica), y además producirá un excedente de energía eléctrica que venderá simultáneamente a los sectores: CFE e industrias, o CFE y el municipio.
- De la capacidad eléctrica total de la planta de cogeneración (2,120 kWe), se emplearán 120 kWe para la operación del aserradero, mismos que se pagarán al costo de generación. Los excedentes de energía eléctrica se dispondrán de la siguiente forma: 310 kWe son dispuestos a CFE a una tasa ligeramente superior del costo de generación; el resto de la energía (1,690 kWe) se dispone al sector industrial a una tasa de \$0.8/kWh, o en su caso al municipio a una tasa de \$1.51/kWh.
- En la realización del proyecto se solicitará un préstamo en magnitud proporcional al monto de la inversión de la planta de cogeneración, esto es de US\$ 2,624,182. Se han establecido dos tasas de interés nominal que se pueden conseguir en instituciones financieras: 8% o 10%. El periodo del préstamo dependerá del escenario financiero, ya que con mayores tasas de interés el periodo aumenta; y a menores tasas de interés el periodo disminuye.
- Con el proyecto de cogeneración se obtendrán ingresos por la venta de energía eléctrica al aserradero, por la venta de energía eléctrica excedente a CFE y al sector industrial o al municipio. También se obtendrán ingresos por la venta de energía térmica al aserradero.

En las tablas 4-7 y 4-8 se muestran cuatro escenarios financieros de operación probable para este proyecto.

El análisis financiero para el caso de vender la energía excedente a CFE e industrias, o bien, a CFE y al municipio cuando el préstamo se efectúa a una tasa de interés del 8% es:

Parámetro	Unidad	Venta de excedentes a CFE e Industrias	Venta de excedentes a CFE y Municipio
Tasa de interés	%	8.0	8.0
Capacidades de la planta de cogeneración			
Tiempo de operación anual	h/año	8,000.0	8,000.0
Capacidad eléctrica	kWe	2,120.0	2,120.0
Capacidad eléctrica	MWveh/año	16,960.0	16,960.0
Capacidad térmica	kWt	4,216.0	4,216.0
Capacidad térmica	MWth/año	33,728.0	33,728.0
Producción de vapor a proceso	ton/h	5.0	5.0
Producción de vapor a proceso	ton/año	39,944.0	39,944.0
Biomasa para generar electricidad	m ³ /año	41,093.8	41,093.8
Combustóleo para generar electricidad	l/año	0.0	0.0
Biomasa para generar vapor	m ³ /año	22,127.5	22,127.5
Usos de las energías cogeneradas			
Consumo de energía eléctrica en aserradero	kWe	120.0	120.0
Venta de energía eléctrica excedente a CFE	kWe	310.0	310.0
Venta de energía eléctrica excedente a industrias	kWe	1,690.0	
Venta de energía eléctrica excedente al Municipio			1,690.0
Consumo de energía térmica en aserradero	kWt	4,216.0	4,216.0
Datos financieros			
Precio de venta de electricidad a CFE	\$/MWeh	519.2	519.2
Precio de venta de electricidad a Industrias	\$/MWeh	800.0	
Precio de venta de electricidad al Municipio	\$/MWeh		1,512.0
Precio de la biomasa	\$/m ³	83.5	83.5
Precio del combustóleo	\$/lt	2.3	2.3
Tipo de cambio	\$/USD\$	11.0	11.0
Periodo del préstamo	años	6.0	3.0
Vida útil del proyecto	años	25.0	25.0
Costos de inversión			
Inversión inicial	\$	28,866,002.0	28,866,002.0
Trámites legales (incluido permiso de cogeneración)	\$	90,000.0	90,000.0
Costos operativos			
Costos de operación y mantenimiento	\$/MWeh	153.7	153.7
Costos de operación y mantenimiento	\$/año	2,606,243.2	2,606,243.2
Servicio de porteo por 2000 kWe	\$/MWeh	26.5	26.5
Servicio de porteo por 2000 kWe	\$/año	424,000.0	424,000.0
Respaldo por falla y mantenimiento de 120 kWe	\$/MWeh	38.6	38.6
Respaldo falla y mantenimiento por 120 kWe	\$/año	37,027.2	37,027.2
Biomasa	\$/año	3,431,336.1	3,431,336.1
Pago del préstamo	\$/año	6,244,160.4	11,200,976.2
Costos globales			
Costos totales durante el pago del préstamo	\$/año	12,751,433.8	17,708,249.7
Costos totales después del pago préstamo	\$/año	6,507,273.5	6,507,273.5
Costos de generación energías cogeneradas			
Costos de generación de vapor	\$/ton	43.7	43.7
Costos de generación de energía eléctrica	\$/MWeh	472.0	462.9
Costos de generación de energía eléctrica	\$/kWeh	0.472	0.463
Ingresos			
Venta de vapor al aserradero	\$/año	1,745,552.8	1,745,552.8
Venta de energía eléctrica al aserradero	\$/año	453,162.6	444,418.3
Venta de energía eléctrica a CFE	\$/año	1,287,736.9	1,287,736.9
Venta de energía eléctrica excedente a Industrias	\$/año	10,816,000.0	
Venta de energía eléctrica excedente al Municipio	\$/año		20,442,240.0
Ingreso bruto total	\$/año	13,014,715.4	22,632,211.1
Ingresos netos			
Durante el pago del préstamo	\$/año	263,281.5	4,923,961.5
Después del pago del préstamo	\$/año	6,507,441.9	16,124,937.7

Tabla 4-7: Análisis financiero con una tasa de interés del 8%
(Elaboración propia)

El análisis financiero para el caso de vender la energía excedente a CFE e industrias, o bien, a CFE y al municipio cuando el préstamo se efectuó a una tasa de interés del 10% es:

Parámetro	Unidad	Venta de excedentes a CFE e Industrias	Venta de excedentes a CFE y Municipio
Tasa de interés	%	10.0	10.0
Capacidades de la planta de cogeneración			
Tiempo de operación anual	h/año	8,000.0	8,000.0
Capacidad eléctrica	kWe	2,120.0	2,120.0
Capacidad eléctrica	MWth/año	16,960.0	16,960.0
Capacidad térmica	kWt	4,216.0	4,216.0
Capacidad térmica	MWth/año	33,728.0	33,728.0
Producción de vapor a proceso	ton/h	5.0	5.0
Producción de vapor a proceso	ton/año	39,944.0	39,944.0
Biomasa para generar electricidad	m ³ /año	41,093.8	41,093.8
Combustóleo para generar electricidad	lt/año	0.0	0.0
Biomasa para generar vapor	m ³ /año	22,127.5	22,127.5
Usos de las energías cogeneradas			
Consumo de energía eléctrica en aserradero	kWe	120.0	120.0
Venta de energía eléctrica excedente a CFE	kWe	310.0	310.0
Venta de energía eléctrica excedente a industrias	kWe	1,690.0	
Venta de energía eléctrica excedente al Municipio			1,690.0
Consumo de energía térmica en aserradero	kWt	4,216.0	4,216.0
Datos financieros			
Precio de venta de electricidad a CFE	\$/MWh	529.2	529.2
Precio de venta de electricidad a Industrias	\$/MWh	800.0	
Precio de venta de electricidad al Municipio	\$/MWh		1,512.0
Precio de la biomasa	\$/m ³	83.5	83.5
Precio del combustóleo	\$/lt	2.3	2.3
Tipo de cambio	\$/USD\$	11.0	11.0
Periodo del préstamo	años	7.0	3.0
Vida útil del proyecto	años	25.0	25.0
Costos de inversión			
Inversión inicial	\$	28,866,002.0	28,866,002.0
Trámites legales (incluido permiso de cogeneración)	\$	90,000.0	90,000.0
Costos operativos			
Costos de operación y mantenimiento	\$/MWh	153.7	153.7
Costos de operación y mantenimiento	\$/año	2,606,243.2	2,606,243.2
Servicio de porteo por 2000 kWe	\$/MWh	26.5	26.5
Servicio de porteo por 2000 kWe	\$/año	424,000.0	424,000.0
Respaldo por falla y mantenimiento de 120 kWe	\$/MWh	38.6	38.6
Respaldo falla y mantenimiento por 120 kWe	\$/año	37,027.2	37,027.2
Biomasa	\$/año	3,431,336.1	3,431,336.1
Pago del préstamo	\$/año	5,929,235.6	11,607,446.7
Costos globales			
Costos totales durante el pago del préstamo	\$/año	12,427,842.0	18,106,053.2
Costos totales después del pago préstamo	\$/año	6,498,606.5	6,498,606.5
Costos de generación energías cogeneradas			
Costos de generación de vapor	\$/ton	43.7	43.7
Costos de generación de energía eléctrica	\$/MWh	481.1	465.3
Costos de generación de energía eléctrica	\$/kWh	0.481	0.465
Ingresos			
Venta de vapor al aserradero	\$/año	1,745,552.8	1,745,552.8
Venta de energía eléctrica al aserradero	\$/año	461,818.4	446,688.7
Venta de energía eléctrica a CFE	\$/año	1,312,334.1	1,312,334.1
Venta de energía eléctrica excedente a Industrias	\$/año	10,816,000.0	
Venta de energía eléctrica excedente al Municipio	\$/año		20,442,240.0
Ingreso bruto total	\$/año	13,023,371.2	22,634,481.5
Ingresos netos			
Durante el pago del préstamo	\$/año	595,529.2	4,528,428.3
Después del pago del préstamo	\$/año	6,524,764.8	16,136,875.0

Tabla 4-8: Análisis financiero con una tasa de interés del 10%
(Elaboración propia)

Conforme a los resultados de las tablas 4-7 y 4-8 se observa lo siguiente:

- Cuando la energía excedente se vende a CFE e industrias, la mejor alternativa resulta ser cuando se tiene una tasa de interés al 8%. Bajo este esquema, se debe solicitar el préstamo a 6 años, y el costo de generación de electricidad llega a ser de \$472/MWh.
- Cuando los excedentes de energía eléctrica se venden a CFE y al municipio, la mejor alternativa resulta ser cuando se tiene una tasa de interés al 8%. Bajo este esquema, se debe solicitar el préstamo a 3 años, y el costo de generación de electricidad llega a ser de \$463/MWh.
- Cuando la tasa de interés es del 10%, el periodo del préstamo se mantiene en 3 años para el caso de disponer la energía excedente a CFE y al municipio; sin embargo, cuando el destino de la energía excedente es a CFE e industrias, el periodo del préstamo aumenta de 6 a 7 años. En estos casos, los costos de generación eléctrica son de \$465/MWh y \$481/MWh, respectivamente.

Aunque en el análisis financiero no se incluyó la venta de bonos de carbono como un ingreso adicional del proyecto, cabe destacar que de llevarse a cabo, se esperaría un beneficio económico del orden de 12.72 millones de pesos en la vida útil del proyecto, esto correspondería al 46% de la inversión inicial de la instalación.

Beneficios económicos de la cogeneración con biomasa

Con la finalidad de comparar los beneficios económicos de la cogeneración respecto a la condición actual del aserradero, se presenta en la siguiente tabla un resumen sobre la información de las capacidades de generación eléctrica y térmica, así como de sus costos.

Parámetro	Sistema convencional	Cogeneración
Energía térmica		
Producción de energía	4,216 kWt	4,216 kWt
Flujo de vapor a proceso	5 ton/h	5 ton/h
Costo del vapor	\$91.7/ton	\$43.70 /ton
Costo anual en 4,216 kWt	\$3,668,000/año	\$1,748,000/año
Ahorro económico		52%
Energía eléctrica		
Capacidad máxima instalada	1,225.2 kW	1,225.2 kW
Demanda máxima registrada	430 kW	430 kW
Demanda anual promedio	120 kW	120 kW
Consumo anual promedio	868,790 kWh	868,790 kWh
Costo de la electricidad	\$0.971/kWh	\$0.463/kWh – \$0.481/kWh
Costo anual en 868,790 kWh	\$843,619	\$402,250– \$417,888
Ahorro económico		50.4% – 52.3%

Tabla 4-9: Beneficios económicos de la cogeneración con biomasa, 2003
(Elaboración propia)

Con la planta de cogeneración, se esperaría que el aserradero pague \$1,748,000/año por concepto de 4,216 kWt en lugar de pagar \$3,668,000/año cuando estos son producidos de forma separada (ahorros económicos del 52%). Así también, se tendrán ahorros económicos del 50.4% al 52.3% por concepto de 868,790 kWh/año en electricidad.

4.3 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

Para evaluar la conveniencia de realizar la inversión que implica este proyecto de cogeneración existen diferentes métodos como son: el periodo de recuperación de la inversión, el valor presente neto, el valor anual equivalente, la tasa interna de retorno y la relación beneficio/ costo.

4.3.1 PERIODO DE RECUPERACIÓN (PR)

Este método determina el número de años requeridos para que el capital invertido sea cubierto por los beneficios resultantes. El número requerido de años recibe el nombre de periodo de recuperación, de pago o de equilibrio. El periodo de recuperación se calcula como sigue:

$$PR = (\text{Costo inicial})/(\text{Beneficios anuales} - \text{costos anuales})$$

La desventaja principal de este método es que no considera el factor importante del tiempo en la evaluación, es decir se calcula sobre una base de "antes de impuestos y sin descuento".

Criterio de decisión: "El criterio de decisión que se toma para aceptar o rechazar el proyecto lo establece el inversionista, definiendo el periodo máximo en que debe recuperar la inversión".

4.3.2 VALOR PRESENTE NETO (VPN)

Este método consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera el proyecto, y compara esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado. El VPN del proyecto se calcula conforme a la siguiente expresión:

$$VPN = -\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

- F_j Flujo de caja en el período j
- n Número de periodos
- i Tasa de rentabilidad

Es importante en este método de evaluación y en los posteriores emplear como tasa de rentabilidad la tasa de recuperación mínima atractiva (TREMA).

Criterio de decisión: "Cuando el VPN es positivo se recomienda llevar a cabo el proyecto". Que el VPN sea positivo significa que el rendimiento que se espera obtener del proyecto es mayor al rendimiento mínimo requerido (TREMA); también significa que se va a incrementar el valor del capital de los inversionistas.

4.3.3 VALOR ANUAL EQUIVALENTE (VAE)

Con el método del valor anual equivalente, todos los ingresos y gastos que ocurren durante un periodo son convertidos a una anualidad equivalente. Cuando dicha anualidad es positiva, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptable. El valor anual equivalente queda determinado por:

$$VAE = P[A/P, i\%, n] + A_e + F[A/F, i\%, n]$$

Donde:

- P Inversión inicial (desembolso considerado con signo negativo)
- F Valor de rescate
- A_e Anualidad equivalente
- n Número de periodos, en años
- i Tasa de rentabilidad (TREMA)

Criterio de decisión: "El proyecto se debe de aceptar cuando la anualidad equivalente es positiva".

4.3.4 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retorno, como se le llama frecuentemente, es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Esta definida como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, el valor futuro o el valor anual equivalente de una serie de ingresos y egresos. La TIR se calcula con la siguiente expresión:

$$0 = \sum_{j=0}^n \frac{F_j}{(1+TIR)^j}$$

Donde:

F_j Flujo de efectivo neto en el período j

n Número de períodos

TIR Tasa interna de retorno

El valor de la TIR generalmente se calcula por un proceso de aproximaciones sucesivas, hasta encontrar el valor que iguala los ahorros con los egresos a valor presente.

Criterio de decisión: “Cuando la TIR es mayor o igual a la TREMA se recomienda aceptar la inversión, y cuando la TIR es menor a la TREMA se debe rechazar la inversión”.

4.3.5 RELACIÓN BENEFICIO/ COSTO

La relación beneficio/ costo es una medida de los beneficios que se obtienen con respecto a los costos que se tienen que realizar. Esta relación debe ser superior a la unidad para que la inversión arroje beneficios netos. La expresión con la que se calcula esta relación es:

$$RELACION = \frac{VPNB}{VPNC}$$

Donde:

VPNB Valor presente neto de los beneficios.

VPNC Valor presente neto de los costos.

Criterio de decisión: “Cuando la relación beneficio costo es mayor o igual a la unidad se recomienda aceptar el proyecto, o bien, cuando esta relación es menor a la unidad se recomienda rechazar el proyecto”.

Los índices de rentabilidad de los cinco métodos descritos con anterioridad se aplican para los cuatro escenarios propuestos. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

Parámetro	Unidad	Venta de excedentes a CFE e industrias		Venta de excedentes a CFE y municipio	
Tasa de interés	%	10.0	8.0	10.0	8.0
Periodo de recuperación	años	4.21	4.02	1.66	1.55
Valor presente neto	\$	62,215,329.1	76,667,166.5	157,951,303.9	199,436,455.3
Anualidad equivalente	\$/año	6,854,142.9	7,182,086.6	17,401,190.6	18,682,963.6
Tasa interna de retorno	%	23.82	24.82	37.08	37.67
Relación beneficio/ costo		1.98	2.25	3.95	4.34

Tabla 4-10: Análisis de rentabilidad
(Elaboración propia)

Vender la energía eléctrica excedente a los sectores CFE e industrias es menos rentable que cuando se vende a los sectores CFE y municipio. En el primer caso la relación beneficio costo es de 2, y para el segundo caso es de 4.

4.4 ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO

En el caso de los proyectos de cogeneración el financiamiento es un elemento fundamental, más aún si se toma en cuenta que las inversiones en estos proyectos son importantes y que generalmente se consideran como proyectos colaterales, ya que forman parte de la actividad industrial de una empresa.

El desarrollo de un proyecto de cogeneración se puede financiar, ya sea por los métodos tradicionales, o por alternativas de financiamiento no tradicionales. Las primeras corresponden al desarrollo con recursos propios de la empresa o con créditos que obtiene ésta, y los segundos se refieren a sistemas más elaborados, mejor conocidos como "Financiamiento por terceros", en donde una compañía energética (tercero) asume los riesgos tecnológicos y financieros del proyecto, desarrollándolo en sus fases de construcción y explotación.

A continuación se describen brevemente las ventajas y desventajas de los sistemas de financiamiento:

4.4.1 MÉTODOS TRADICIONALES

▪ Financiamiento con recursos propios

En este caso el usuario tiene el control total del proyecto, y dado que lo está realizando con recursos propios, no incrementa su endeudamiento. La propiedad de los equipos e instalaciones pasa a formar parte de sus activos de inmediato, y podrá iniciar su depreciación conforme a la legislación correspondiente.

Sin embargo, al aplicar sus recursos de capital a este proyecto, disminuye su capacidad para realizar otras inversiones relacionadas con su actividad industrial, área en la que está mucho mejor capacitado que en proyectos de cogeneración.

Por otro lado, el usuario contrae la responsabilidad total del proyecto de cogeneración, así como el hacerse cargo de realizar todas, o parte de las gestiones necesarias para obtener las autorizaciones y licencias, para instalar y operar una planta de cogeneración.

▪ Financiamiento con créditos

La alternativa que generalmente se usa para el desarrollo de un proyecto, a falta de recursos propios, es conseguir créditos adecuados que permitan llevar a cabo el desarrollo del proyecto.

En este caso se agregarían dos elementos adicionales a los contemplados en la alternativa anterior: una institución financiera y una aseguradora. La primera para aportar los fondos necesarios para el proyecto, y la segunda, para garantizar a la primera, el pago del capital y los intereses correspondientes a los fondos aportados.

Por otro lado, al igual que en el caso anterior, el usuario tendría el control total del proyecto. Sin embargo, en este sí incrementaría su endeudamiento, ya que está utilizando fondos externos para su desarrollo. La propiedad, de los equipos e instalaciones también pasa a formar parte de sus activos de inmediato.

La responsabilidad del proyecto de cogeneración y las gestiones para su establecimiento serán del usuario, y no debemos olvidar que el usuario conoce poco o nada de este tipo de proyectos, ya que su actividad industrial es diferente y por lo tanto requerirá de un buen asesoramiento para evitar incurrir en errores costosos. Por último el usuario destinará fondos a este proyecto, disminuyendo su capacidad de crédito para realizar otras inversiones.

4.4.2 MÉTODOS NO TRADICIONALES

▪ **Arrendamiento financiero**

Una de las alternativas más atractivas, cuando no se cuenta con recursos propios o crédito, o cuando no se requiere destinar los anteriores al desarrollo de proyectos no relacionados con la actividad industrial de la empresa, es el llamado "Arrendamiento Financiero", el cual ofrece varias ventajas, comparado con los sistemas tradicionales de financiamiento.

El usuario en este caso, contrata con un tercero, al que llamaremos "Arrendador". El arrendador, se encarga de llevar a cabo todas las tareas necesarias para el desarrollo del nuevo proyecto, incluyendo el financiamiento, y a cambio de una cuota periódica, o renta, el arrendador entregará al usuario o usuarios, la energía eléctrica y térmica que han contratado.

El arrendador se hará cargo de contratar la compra e instalación de los equipos necesarios, tramitar las licencias, permisos y autorizaciones, así como de la operación y mantenimiento de los equipos del proyecto. Además el usuario tendrá la opción, si así lo desea, de adquirir las instalaciones, una vez que se hayan generado las utilizadas necesarias para pagar la inversión erogada por el arrendador, e inclusive antes, a un precio acordado entre ambos.

También existe la posibilidad de que el usuario sea el propio operador del equipo y varias otras alternativas, las que dependerán primordialmente de las necesidades del usuario.

▪ **Financiamiento por ahorros compartidos**

El Financiamiento por ahorros compartidos es una variante del "Arrendamiento Financiero", en la cual se sustituye el pago de la cuota de arrendamiento por un pago periódico, previamente acordado, que resulta ser una porción del monto ahorrado por el usuario en la facturación de los energéticos. La ventaja adicional de este sistema es que existe una garantía por parte del arrendador en cuanto al monto del ahorro. Sin embargo una dificultad importante es el control de los ahorros, la cual se complica si intervienen varios usuarios.

Participa en este esquema una institución aseguradora, para que en el caso de que el ahorro sea inferior a lo esperado, ésta aporte la diferencia. De ser mayor el ahorro, la diferencia pasará a la compañía aseguradora.

▪ **Financiamiento por aborro neto**

Esta alternativa es una variante del "Arrendamiento Financiero", en el cual el proyecto es desarrollado por el arrendador, el que entrega al usuario las energías cogeneradas a cambio de un pago periódico, equivalente a los ahorros totales que se obtendrán en la facturación de energéticos, respecto a la situación anterior al desarrollo del proyecto de cogeneración.

El usuario recibe una garantía de los ahorros que se tendrán, con los cuales se pagara, las erogaciones realizadas en el desarrollo del proyecto. Se incluye la participación de una institución aseguradora para garantizar los ahorros previstos, al mismo tiempo que se compromete el consumo de las energías cogeneradas por parte del usuario.

El arrendador se hace cargo de todo el proyecto, entregando las instalaciones como un "Proyecto llave en mano", para que lo opere el usuario, o en su caso el arrendador puede ser el que opere las instalaciones. Como en los casos anteriores, el usuario tiene la opción de adquirir el sistema de cogeneración al analizar el financiamiento a un valor de rescate previamente acordado.

4.4.3 OTRAS ALTERNATIVAS DE FINANCIAMIENTO

▪ Asociación en participación

Esta alternativa de financiamiento consiste en el establecimiento de una sociedad en la que participan, una empresa promotora de proyectos industriales, en este caso proyectos de cogeneración, el fabricante del equipo, el desarrollador y otros inversionistas y de considerarse conveniente o necesario, también participa el usuario o los usuarios.

Esta nueva sociedad especifica claramente el tiempo de participación de cada uno de los socios, dando al usuario o usuarios, la primera opción de compra de la parte o las partes que en un momento dado, por terminación del período de participación, se pongan a la venta. Además el precio de venta de cada una de las partes se establece al inicio de la formación de la nueva sociedad. Cada empresa formada bajo este sistema, es diferente de las otras, ya que sus características dependerán de las necesidades del usuario o los usuarios, así como de los energéticos que se consuman y los que se pongan a la venta.

La ventaja principal de este sistema es su gran flexibilidad y la participación en la nueva sociedad de personal técnico especializado que garantiza entre otras, el diseño óptimo de las instalaciones.

▪ Fondos de inversión BANOBRAS

En México existen instrumentos de desarrollo y financiamiento local, que están siendo impulsados por la Banca de Desarrollo de México, y en particular por el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS). La estrategia de BANOBRAS es crear un entorno adecuado para el desarrollo de las energías renovables a través de instrumentos de promoción y apoyo. Actúa tanto en la esfera pública como en la privada: financia proyectos de estructura y servicios públicos de gobiernos locales, apoya su fortalecimiento financiero e institucional, y promueve la inversión y financiamiento del sector privado.

El apoyo de BANOBRAS se enfoca en estructurar el financiamiento, atender el riesgo del proyecto, y en facilitar el proceso de inversión y financiamiento. Para ello busca que los créditos colocados sobre el riesgo del proyecto se ajusten a los plazos de recuperación de los flujos en el tiempo, que se optimice la mezcla de recursos financieros, además de contribuir a cubrir riesgos que el mercado no está dispuesto a asumir.

4.5 ANÁLISIS Y ASIGNACIÓN DE RIESGOS

En cada etapa de desarrollo del proyecto se presentan riesgos que pueden contribuir en pérdidas importantes, por lo que con objeto de minimizar estas se presentan las siguientes recomendaciones para cada etapa:

Origen - riesgo	Riesgo específico	Mecanismo para mitigar riesgo	Parte que absorbe el riesgo
Construcción	Sobre costos Retrasos Características tecnológicas	Contratos llave en mano Revisión por ingeniero independiente Reservas de efectivo Seguros Bonos de productividad Tecnología probada	Contratistas Proveedores de equipo Aseguradoras
Operación	Capacidad "Force majeure"	Penas convencionales Revisión por ingeniero independiente Contratos llave en mano Bonos de productividad Seguros Experiencia del operador	Proveedores de equipo Aseguradoras
Insumos	Incremento en precios Disponibilidad de insumos	Contratos de suministro de largo plazo Formulas de escalación de precios Reservas contingentes Verificación de calidad Verificación de alternativas de transporte Verificación de alternativas de suministro	Proveedores de insumos Compañía de transporte
Mercado	Caída en la demanda Caída en el precio Competencia	Contratos "Take of pay" Formulas de escalación de precios Fortaleza financiera del comprador Investigación de mercado	Comprador del producto Off-takers
Marco regulatorio (Riesgo político)	Cambio en la legislación	Clawback provisión Garantías gubernamentales	Gobiernos anfitriones Off-takers
Riesgo financiero	Tipo de cambio Tasa de interés	Derivados (futuros, opciones) Garantías gubernamentales Seguros Participantes del consorcio Coberturas	Instituciones financieras Agencias multilaterales Aseguradoras Off-takers

Tabla 4-11: Análisis y asignación de riesgos en el proyecto de cogeneración (Estructuras financieras en proyectos de infraestructura del sector privado)

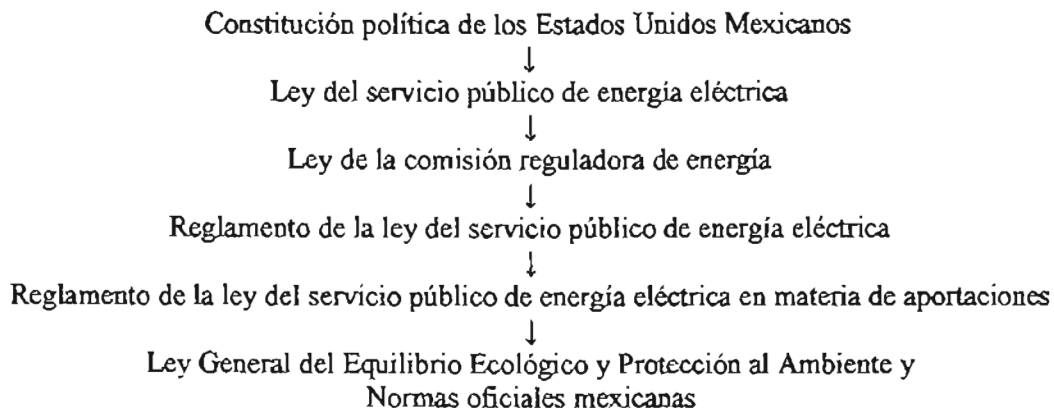
CONCLUSIONES

El análisis de viabilidad económica revela que la inversión del sistema instalado es del orden de US\$ 1,237.8/kW; en tanto que los costos operativos y de mantenimiento son de US\$0.01397/kWh. Para una capacidad de respaldo por falla y mantenimiento de 120 kW, el costo estimado que se tendría que pagar a CFE sería de \$0.0386/kWh; y para el servicio de porteo de 2,000 kW, el costo sería de \$0.0265/kWh.

El proyecto genera ingresos importantes por la venta de energía eléctrica y térmica al aserradero, y por la venta de energía excedente a CFE e industrias, o bien a CFE y al municipio. La conveniencia de realizar la inversión que implica este proyecto de cogeneración queda demostrada después de realizar un análisis de rentabilidad; de esta forma se espera que el período de recuperación de la inversión sea de 2 a 4 años, y con un valor anual equivalente de \$6,854,143/año a \$18,672,124/año.

5 ESTUDIO LEGAL DE VIABILIDAD

El marco normativo vigente que permite regular las actividades en materia de energía eléctrica está conformado por una serie de disposiciones legales que van desde la constitución política de los Estados Unidos Mexicanos hasta las normas oficiales mexicanas, de acuerdo con la estructura descrita a continuación:



La implantación del proyecto de cogeneración con biomasa no es un problema tecnológico, económico o legal. El hecho es que cualquier persona física o moral puede generar la energía para su propio consumo y los sobrantes venderlos. En este capítulo se analiza detalladamente cada una de las disposiciones legales del actual marco regulatorio en materia de generación de electricidad. De la constitución política de los Estados Unidos Mexicanos se analiza el artículo 28, donde se fundamenta la posibilidad de generar energía eléctrica por particulares; del reglamento y de la ley del servicio público de energía eléctrica, se han descrito los artículos más importantes relacionados con la cogeneración. Finalmente, de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, y de las normas oficiales mexicanas, se describen las normas aplicables a este proyecto de cogeneración en materia de protección ambiental. También se muestran las gestiones que se tiene que realizar en la implementación del proyecto.

5.1 NORMATIVIDAD EN MATERIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

▪ CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

La generación de energía eléctrica en México mediante particulares tiene sus bases en la constitución política de los Estados Unidos Mexicanos, la cual establece en su artículo 28 que: “El estado, sujetándose a las leyes, podrá en caso de interés general, concesionar la prestación de servicios públicos...”. Este artículo dispone que no constituirán monopolios las funciones que el estado ejerza de manera exclusiva en las diversas áreas estratégicas a su cargo, entre ellas la electricidad.

▪ LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LSPEE)

Reformada en 1992 con el objetivo de ampliar y definir la participación de los particulares en actividades de generación, exportación e importación de energía eléctrica. Los artículos más relevantes al respecto son:

Artículo 30.- No se considera servicio público: I) La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción; II) La generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión Federal de Electricidad (CFE); III) La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción; IV) La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y V) La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

Artículo 36.- La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica.

Artículo 36-Bis.- Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente: III.- Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares bajo cualquiera de las modalidades reconocidas en el artículo 36 de esta Ley;

▪ **LEY DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA**

Artículo 2.- La Comisión Reguladora de Energía (CRE) tendrá por objeto promover:

II.- La generación, exportación e importación de energía eléctrica, que realicen los particulares;

Artículo 3.- Para el cumplimiento de su objeto, la comisión tendrá las atribuciones siguientes:

XII.- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas;

▪ **REGLAMENTO DE LA LSPEE**

Artículo 72.- Los particulares podrán realizar:

I. La generación de energía eléctrica para cualquiera de los fines que a continuación se señalan:

a) Su venta a la CFE;

b) Su consumo por los mismos particulares en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.

Artículo 73.- El ejercicio de las actividades a que se refiere el artículo anterior, podrá incluir la transmisión, la transformación y la entrega de la energía eléctrica a los respectivos beneficiarios de la misma, según las particularidades de cada caso.

Artículo 101.- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36, fracción I, de la Ley, se entiende por autoabastecimiento a la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.

Artículo 103.- De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36, fracción II, de la Ley, se entiende por cogeneración:

I. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;

III. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.

Artículo 108.- Se considera producción independiente, la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación.

Artículo 111.- Se entiende por pequeña producción la generación de energía eléctrica destinada:

I. Para la venta a la CFE de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW.

Artículo 135.- Para la adquisición de energía eléctrica para el servicio público, tanto en el largo como en el corto plazo, la CFE celebrará convenios con los titulares de permisos de generación, de acuerdo a lo siguiente:

II. Con los permisionarios con excedentes de energía de 20 MW o menos, en los casos en que resulte conveniente, la CFE podrá celebrar convenios en que se pacten compromisos de capacidad y adquisición de energía sujetos a las reglas de despacho.

Artículo 148.- La entrega de energía eléctrica a la red del servicio público, se sujetará a las reglas de despacho y operación del sistema eléctrico nacional que establezca el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), de la CFE, de conformidad con lo dispuesto en la ley y en este reglamento.

Artículo 152.- Cada uno de los productores externos con los que la CFE tenga convenio, dará a conocer:

II. El precio al que ofrezcan entregar energía y la cantidad máxima de ésta, para las horas base, intermedio y pico del período mencionado, tratándose de permisionarios a que se refieren las fracciones II del artículo 135.

Artículo 157.- Los particulares podrán construir las líneas de conducción de energía eléctrica que requieran para su propio uso, siempre que dichas líneas cumplan con las normas oficiales mexicanas. En caso de que los particulares pretendan interconectarse con la red del servicio público, será necesaria la celebración previa del contrato respectivo con el suministrador.

Artículo 161.- Cuando un productor externo requiera capacidad de respaldo, la CFE se la proporcionará, salvo que exista impedimento técnico o razones económicas que lo impidan, mediante la celebración del contrato de suministro respectivo.

▪ **OBSERVACIONES DE LA NORMATIVIDAD VIGENTE**

1. La Ley y el reglamento del servicio de energía eléctrica definen seis tipos de permisos para las actividades que no se consideran servicio público (artículo tercero): autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación y exportación; y establecen las condiciones bajo las cuales serán otorgados cada uno de los permisos (Art. 36 de la LSPEE).
2. Como el proyecto que se desea implantar debe satisfacer la demanda de electricidad para sí mismo, este no debe ser incluido en la modalidad de pequeña producción debido a que conforme al artículo 36 de la ley del servicio público de energía eléctrica y al artículo III al reglamento de la ley del servicio público de energía pública la pequeña producción es considerada como la generación de energía eléctrica destinada para la venta a la comisión (CFE) de la totalidad de la electricidad generada, y en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW.
3. Dado que los requerimientos en demanda eléctrica para el aserradero de la comunidad debe ser de 2 MW, la modalidad de generación de energía eléctrica tampoco puede ser la producción independiente, debido a que según los términos que señala el artículo 108 al reglamento de la LSPEE esta modalidad de generación corresponde cuando se considera la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la CFE o a la exportación.
4. Conforme a los términos que señala la ley del servicio público de energía eléctrica y su reglamento, el proyecto cumple con las expectativas de incluirse tanto en la modalidad de cogeneración como en la de autoabastecimiento; es decir, con ambas modalidades se esta permitido: a) Obtener tanto energía térmica como eléctrica, y b) Vender los excedentes de energía eléctrica en su caso.

5. Las ventajas principales de la cogeneración respecto al autoabastecimiento son las siguientes: a) El costo de los permisos de generación son menores en el orden del 28% aproximadamente, b) En el momento en que se lleve a cabo la construcción de la planta, bajo esta modalidad se pueden obtener descuentos arancelarios importantes por la importación de tecnología a diferencia de los permisos de autoabastecimiento.
6. Según el artículo 72 del reglamento, la generación de energía eléctrica (ya sea bajo la modalidad de cogeneración o autoabastecimiento) se podrá realizar con fines de; a) Su venta a la Comisión (CFE), b) Su consumo por los mismos particulares; o c) Para servicio público bajo los términos del artículo 135 del reglamento a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Conforme a los puntos anteriores se recomienda adoptar la modalidad de cogeneración.

5.2 NORMATIVIDAD EN MATERIA AMBIENTAL

La política ambiental nacional tiene como objetivos, entre otros, la preservación, restauración y mejoramiento del ambiente, la protección de áreas naturales, el aprovechamiento de recursos naturales y la prevención y control de la contaminación del aire, agua y suelos.

Para implantar esta política la Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales y Pesca (SEMARNAP), en coordinación con la Secretaría de Energía (SE) y la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI), deben regular las actividades que en el artículo 27 constitucional reserva a la nación, relacionados con la exploración y explotación de los recursos naturales, cuando estas actividades puedan originar desequilibrios ecológicos o daños al ambiente.

Instrumentos de regulación

Los instrumentos en la regulación de la industria en México en el ámbito medioambiental son:

- Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LEGEEPA): Prevé incentivos económicos para promover la innovación tecnológica y para penalizar a los agentes contaminantes y los esquemas de autorregulación que fomentan la corresponsabilidad y la iniciativa del sector privado.
- Normas Oficiales Mexicanas (NOM): Estas normas regulan y establecen diferentes especificaciones de protección ambiental. Actualmente clasificadas por subcomité como: subcomité I del sector primario y recursos naturales, subcomité II de energía y actividades extractivas y subcomité III de industria.

Las normas más importantes que en materia de protección ambiental se relacionan con este proyecto de cogeneración son:

1. NOM-001-SEMARNAT-1996 (anteriormente NOM-001-ECOL-1996): Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
 - Objetivo y campo de aplicación
Establecer los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales, con el objeto de proteger su calidad y posibilitar sus usos, y es de observancia obligatoria para los responsables de dichas descargas.
2. NOM-061-SEMARNAT-1994 (anteriormente NOM-061-ECOL-1994): Que establece las especificaciones para mitigar los efectos adversos ocasionados en la flora y fauna silvestres por el aprovechamiento forestal.
 - Objetivo y campo de aplicación
Establecer las especificaciones para mitigar los efectos adversos ocasionados en la flora y fauna silvestres por el aprovechamiento forestal. La presente norma oficial mexicana es de observancia obligatoria en los aprovechamientos forestales.

3. NOM-081-SEMARNAT-1994 (anteriormente NOM-081-ECOL-1994): Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.

▪ **Objetivo y campo de aplicación**

Esta norma oficial mexicana establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido que genera el funcionamiento de las fuentes fijas y el método de medición por el cual se determina su nivel emitido hacia el ambiente.

Esta norma oficial mexicana se aplica en la pequeña, mediana y gran industria, comercios establecidos, servicios públicos o privados y actividades en la vía pública.

4. NOM 085-SEMARNAT-1994 (anteriormente NOM-085-ECOL-1994): Contaminación atmosférica para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones.

▪ **Objetivo y campo de aplicación**

Norma Oficial Mexicana para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión; así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión.

5. NOM 086-SEMARNAT-1994 (anteriormente NOM-086-ECOL-1994): Contaminación atmosférica. Especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en fuentes fijas y móviles.

▪ **Objetivo y campo de aplicación**

Establecer las especificaciones sobre protección ambiental que deben reunir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se usan en fuentes fijas y móviles.

Esta Norma Oficial Mexicana es de observancia obligatoria en la producción, importación y distribución de combustibles fósiles líquidos y gaseosos.

6. NOM-113-SEMARNAT-1998 (anteriormente NOM-113-ECOL-1998): Que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticas.

▪ **Objetivo y campo de aplicación**

Esta Norma Oficial Mexicana establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de subestaciones eléctricas de potencia o de distribución que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticas; y es de observancia obligatoria para las empresas responsables de dichas actividades.

7. NOM-114-SEMARNAT-1998 (anteriormente NOM-114-ECOL-1998): Que establece las especificaciones de protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica que se pretendan ubicar en áreas urbanas, suburbanas, rurales, agropecuarias, industriales, de equipamiento urbano o de servicios y turísticas.

▪ **Objetivo y campo de aplicación**

Las disposiciones de la presente Norma Oficial Mexicana no son aplicables a aquellos proyectos de líneas de transmisión y de subtransmisión eléctrica que se pretendan ubicar en zonas donde existan bosques, terrenos forestales, selvas, desiertos, sistemas ribereños, costeros y lagunares donde sus características ecológicas naturales y biodiversidad no hayan sido alteradas.

5.3 GUÍA DE GESTIONES PARA IMPLEMENTAR UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Conforme a la CONAE, considerando que el aserradero forestal de la comunidad indígena:

- Es una sociedad establecida que desea establecer una planta de cogeneración
- Funciona normalmente y consume agua, energía eléctrica y combustibles fósiles
- No desarrollará actividades relacionadas la transmisión de energía eléctrica y,

Que el proyecto de cogeneración:

- Tendrá una capacidad de generación eléctrica de 2 MW
- Requiere que el suministrador (Comisión Federal de Electricidad) proporcione el servicio de porteo de energía eléctrica
- Requiere del servicio de respaldo eléctrico del suministrador
- Venderá energía eléctrica al suministrador

Se tendrán que efectuar como mínimo la realización de 25 procedimientos distribuidos en tres etapas y resumidos a continuación:

Número	Trámite	Lugar	Tiempo (días)	Costo (pesos)
Implementación				
1	Estudio de factibilidad de interconexión	CFE	30	0
2	Estudio de porteo	CFE	20	Mínimo 22000
3	Permiso de cogeneración	CRE	50	21000
4	Expedición de acta constitutiva de la sociedad	NOTARIO	15	8000
5	Permiso para la constitución de sociedades	SRE	1	555
6	Inscripción en el registro federal de contribuyentes	SHCP	15	0
7	Permiso para la constitución de sociedades y de reformas a sus estatutos	SRE	1	205-1105
8	Estudio de impacto ambiental	SEMARNAT	20-60	3425-13664
9	Manifestación de impacto ambiental	SEMARNAT	60	6611-13664
10	Informe preventivo	SEMARNAT	20	3425
11	Licencia única ambiental	SEMARNAT	10	3426
12	Aviso para variar, total o parcialmente, el uso de agua	CNA	1	1051
13	Modificación del permiso de descarga de aguas residuales	CNA	60	1051
14	Contrato de interconexión	CFE	90	0
15	Convenio de compra venta de excedentes eléctricos	CFE	30	0
16	Convenio de transmisión de energía eléctrica	CFE	30	0
17	Contrato de adhesión para la prestación del servicio	CFE	30	0
Instalación y construcción				
18	Autorización para una ampliación o modificación de una edificación	GDF	15	37/m ²
19	Expedición de permisos de importación	SE	15	1142
20	Visto bueno de seguridad y operación	GDF	15	0
21	Autorización para la utilización de equipos, tecnologías y procedimientos	STPS	45	0
22	Manifestación de una terminación de obra	GDF	1	0
Operación				
23	Autorización de ocupación	GDF	1	0
24	Cédula de operación anual	SEMARNAT	Anual	0
25	Aviso de manifestación estadística	INEGI	Anual	0

Tabla 5-1: Guía de gestiones para implantar un sistema de cogeneración, (CONAE)

5.3.1 GESTIONES EN LA ETAPA DE IMPLEMENTACIÓN

▪ ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE INTERCONEXIÓN

Objetivo: Conocer la factibilidad real de interconexión de la planta de cogeneración con la red del suministrador (CFE).

Acudir a: Las oficinas de la subdirección de programación de la Comisión Federal de Electricidad, presentando la solicitud mediante una carta, que contenga información al detalle del proyecto de cogeneración.

Plazo de respuesta: 30 días hábiles, vía dictamen técnico, a favor o en contra de la interconexión de la planta de cogeneración con la red.

Vigencia: 6 meses.

Costo: Ninguno.

Comentarios: El estudio no es obligatorio, y no es sólo para fines de cogeneración; se recomienda llevarlo a cabo antes de cualquier estudio o gestión y en paralelo con el estudio de porteo.

▪ ESTUDIO DE PORTEO DE ENERGÍA

Objetivo: Conocer el costo del transporte de la energía eléctrica, que se va a pagar al suministrador (\$/kWh), por el porteo de ésta, desde la planta de cogeneración hasta el o los puntos de consumo.

Acudir a: Las oficinas de la subdirección de programación de la Comisión Federal de Electricidad, presentando la solicitud mediante una carta, que contenga información al detalle del proyecto.

Plazo de respuesta: 20 días hábiles, vía oficio, el cual contendrá el costo por kWh de la energía que se pretende portear.

Vigencia: 6 meses.

Costo: Varía de acuerdo con el número de generadores y cargas involucradas: el estudio más sencillo (un generador y una carga) tiene un costo de 22 mil pesos.

Comentarios: El estudio es obligatorio cuando se requiere portear energía eléctrica, y no sólo para fines de cogeneración; se recomienda llevarlo a cabo en paralelo con el estudio de interconexión.

▪ PERMISO DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Objetivo: Obtener el permiso oficial para generar energía eléctrica mediante la modalidad de cogeneración.

Acudir a: Las oficinas de la dirección general de electricidad de la Comisión Reguladora de Energía, y solicitar el formato de permiso de cogeneración de energía eléctrica⁸.

Plazo de respuesta: 50 días hábiles, cuando se requiera recabar la opinión del suministrador, y de 20 días hábiles, cuando no sea necesario recabar dicha opinión (capacidades < a 3 MW, sistemas aislados y cuando consuman energía equivalente a la que generan).

En todo caso, el suministrador deberá emitir su opinión dentro de los 10 días hábiles a partir de la fecha en que se lo solicite la CRE, ya que en caso contrario, se entenderá que dicha opinión es favorable, porque: a) No se requiere interconexión a la red, b) La capacidad de la planta no impacta a la red, o c) El proyecto no prevé excedentes de capacidad ni necesidad de interconexión.

Vigencia: No específica.

Costo: Depende de la capacidad de la planta, para una de 3 MW el costo es de 31 mil 400 pesos, y para una de 2 MW es de aproximadamente 2,1000 pesos.

Comentarios: El permiso es obligatorio cuando se desea realizar un proyecto de cogeneración.

⁸ <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/dgrs002.pdf>

Procedimiento para solicitar el permiso

Una vez reunidos los requisitos para realizar la cogeneración, éstos deben ser presentados, junto con la solicitud, ante la CRE para que ésta inicie el proceso, análisis y evaluación de la solicitud y, en su caso, otorgue el permiso correspondiente.

Los requisitos necesarios para cogeneración son:

1. Formato debidamente requisitado con la información siguiente:
 - Nombre, denominación o razón social y domicilio del solicitante;
 - Objeto del permiso y, en su caso, plazo propuesto por el solicitante;
 - Ubicación de la planta, capacidad de la instalación, lugares donde se utilizará la energía y las personas que aprovecharán la misma;
 - Programa de abastecimiento de energéticos, incluyendo datos sobre su fuente, tipo, sustitutos y costos;
 - Información relativa al uso de aguas nacionales, en su caso;
 - Disponibilidad y firmeza de excedentes de capacidad, y
 - Requerimientos de capacidad y energía de respaldo y de servicios de transmisión
2. Documentación que acredite la existencia legal del solicitante. En caso de personas morales este requisito se cumple presentando una copia certificada o testimonio del acta constitutiva que acredite la personalidad y existencia legal del solicitante.
3. Documentación que acredite la personalidad del representante legal, tales como copia certificada o testimonio del poder notarial para actos de administración, en el que se otorguen facultades para realizar el trámite del permiso.
4. Copia simple del acta o documento que acredite la propiedad, posesión o autorización para el aprovechamiento de la superficie que ocuparán las instalaciones.
5. Documento con la descripción general del proyecto que incluya cada uno de los elementos siguientes, con la especificación necesaria para que la CRE pueda verificar la factibilidad técnica del proyecto:
 - Las características de la planta y de las instalaciones accesorias;
 - La distribución de cargas;
 - El punto de interconexión y puntos de carga;
 - El factor de planta;
 - La demanda típica mensual, y
 - Los datos estimados de la generación anual y consumo de combustibles.
6. Información relativa al uso de aguas. El solicitante puede presentar copia simple del título de concesión respectivo.
7. Información relativa al cumplimiento de las normas en materia ecológica. El solicitante puede presentar documentos tales como:
 - Copia simple de las autorizaciones en materia ecológica para la instalación de la planta de generación de energía eléctrica.
 - Copia simple del documento donde se acredite el inicio de los trámites para la obtención de la autorización en materia ecológica ante las autoridades federales.
8. Información relativa al uso del suelo. El solicitante puede presentar documentos tales como:
 - Copia simple de las autorizaciones de uso de suelo para la instalación de la planta de generación de energía eléctrica.
 - Copia simple del documento donde se acredite el inicio de los trámites en materia de uso de suelo ante las autoridades locales.
9. La memoria técnico-descriptiva del proyecto en donde se detallen los elementos mencionados en el requisito 5.
10. El interesado puede presentar esta memoria técnico-descriptiva junto con su solicitud.

▪ **EXPEDICIÓN DEL ACTA CONSTITUTIVA DE LA SOCIEDAD**

Objetivo: Establecer la razón social, jurídicamente adecuada para el proyecto de cogeneración, conforme al actual marco regulatorio del sector eléctrico Mexicano.

Acudir a: Las oficinas del Notario Público de su elección.

Plazo de respuesta: 15 días hábiles como máximo, mediante la expedición o no del acta constitutiva solicitada.

Vigencia: No específica.

Costo: 8 mil pesos (promedio)

Comentarios: La expedición es obligatoria sólo cuando interviene otra empresa (o empresas), además de la generadora de los procesos de la planta de cogeneración.

▪ **PERMISO PARA LA CONSTITUCIÓN DE SOCIEDADES**

Objetivo: Obtener la autorización para constituir la sociedad de cogeneración.

Acudir a: Las oficinas de la dirección general de asuntos jurídicos de la Secretaría de Relaciones Exteriores (SRE) y a la delegación del estado de Michoacán; en ambos casos, presentando la solicitud mediante un escrito libre y con el formato (SA-1) de permiso de constitución de una sociedad⁹.

Plazo de respuesta: 1 día hábil, ya que en caso contrario, el permiso solicitado se considera otorgado.

Vigencia: 90 días hábiles.

Costo: 555 pesos.

Comentarios: El permiso es obligatorio cuando se establece cualquier sociedad.

▪ **INSCRIPCIÓN EN EL REGISTRO FEDERAL DE CONTRIBUYENTES**

Objetivo: Inscribir a la sociedad de cogeneración en el Registro Federal de Contribuyentes.

Acudir a: Los módulos del Servicio de Administración Tributaria (SAT) que le corresponda, según su domicilio fiscal, y solicitar el formato adecuado¹⁰.

Plazo de respuesta: Inmediata, ya que se le proporciona al permisionario copia sellada de la forma fiscal y del anexo(s) presentado(s), la cual servirá como comprobante de la realización de esta gestión. Posteriormente, se hará llegar a su domicilio fiscal, vía servio postal Mexicano, la cédula de identificación fiscal.

Vigencia: No específica.

Costo: Ninguno.

Comentarios: La inscripción es obligatoria cuando se establece cualquier sociedad; no sólo para fines de cogeneración, y se hace una sola vez.

Dónde acudir para realizar la inscripción al registro federal de contribuyentes

1) Módulos de atención fiscal dentro de las administraciones locales de asistencia al contribuyente; 2) Módulos de atención fiscal fuera de sede; 3) Módulo de recepción de trámites fiscales que se ubican, entre otros sitios, en centros comerciales, oficinas del SEPOMEX, cámaras de comercio e industriales, asociaciones y colegios profesionales; 4) La inscripción también podrá ser enviada por correo certificado con acuse de recibo a la administración local de asistencia al contribuyente que le corresponda.

⁹ <http://www.sre.gob.mx/juridicos/doctos/sa-1.doc>

¹⁰ <http://www.sat.gob.mx>

▪ AVISO DE USO DE PERMISO PARA LA CONSTITUCIÓN DE SOCIEDADES

Objetivo: Avisar oficialmente acerca del uso del permiso para la constitución de sociedades, conforme a la obligación que establece la Ley de Inversión Extranjera del actual marco regulatorio mexicano.

Acudir a: Las oficinas de la dirección general de asuntos jurídicos de la Secretaría de Relaciones Exteriores en el Distrito Federal, y a las delegaciones regionales en el resto de la República; en ambos casos, presentando la solicitud mediante un escrito libre.

Plazo de respuesta: Inmediata, ya que se le proporcionará al permisionario el acuse de recibo, mismo que servirá como constancia de inscripción y de haber realizado la gestión.

Vigencia: No especifica.

Costo: 205 pesos por presentación de cada aviso, y de mil 105 pesos en caso de presentar el aviso en forma extemporánea.

Comentarios: El aviso es obligatorio cuando se establece cualquier sociedad.

▪ ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Objetivo: Determinar la viabilidad del proyecto de cogeneración, en función del impacto ambiental en el sitio y su entorno, desde su construcción hasta su operación, con base en estudios científicos y técnicos, y las medidas previstas para evitar o mitigar los efectos negativos sobre el ambiente, conforme a lo dispuesto por la normatividad ecológica y de impacto ambiental vigente.

Acudir a: Las oficinas de la SEMARNAT, en el Distrito Federal, y a las delegaciones federales para el resto del país; ambos casos, solicitar el formato adecuado.

Plazo de respuesta: 20 a 60 días (dependiendo de modalidad)

Vigencia: Depende del tiempo que permanecen las condiciones originales, para las cuales se realizó el estudio.

Costo: 3 mil 425 pesos vía informe preventivo (IP), 6 mil 611 pesos vía manifestación de impacto ambiental (MIA) particular y de 13 mil 664 pesos vía MIA regional.

Comentarios: Este estudio es obligatorio cuando se establece cualquier proyecto y no sólo para fines de cogeneración; se resuelve de acuerdo a su tamaño e impacto, por la modalidad de MIA particular o regional, o por la modalidad de IP.

Descripción de la MIA y el IP

Análisis del informe preventivo

Es el procedimiento a través del cual, se analiza si los impactos más relevantes que puede ocasionar una obra o actividad, están regulados por las Normas Oficiales Mexicanas o que se encuentra dentro de un plan, programa de desarrollo urbano o de ordenamiento ecológico o en un parque industrial.

Previamente evaluados en materia de impacto ambiental por la secretaría y se determina si la obra puede realizarse en los términos presentados o requiere de presentar una manifestación de impacto ambiental para su autorización.

Evaluación de la manifestación de impacto ambiental

▪ Modalidad regional:

Procedimiento a través del cual se establecen las condiciones a que se sujetará la realización de obras y actividades que puedan causar desequilibrio ecológico a nivel regional, a fin de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el ambiente.

▪ Modalidad particular:

Procedimiento a través del cual se establecen las condiciones a que se sujetará la realización de obras y actividades que puedan causar desequilibrio ecológico a nivel particular, a fin de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el ambiente.

▪ MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

Objetivo: Determinar la viabilidad del proyecto de cogeneración, en función del impacto ambiental en el sitio y su entorno, desde su construcción hasta su operación, vía manifestación de impacto ambiental (MIA), que dependiendo de su tamaño e impacto puede ser particular o regional.

Acudir a: Las oficinas de la SEMARNAT, en el Distrito Federal, y las delegaciones federales en el resto del país; en ambos casos, solicitar el formato guía de la MIA por modalidad de particular o modalidad regional¹¹.

Plazo de respuesta: 60 días hábiles para la MIA ya sea particular o regional, y excepcionalmente otros 60 días hábiles por complejidad del proyecto.

Vigencia: Depende del tiempo que permanecen las condiciones originales, para las cuales se realizó el estudio.

Costo: 6 mil 611 pesos vía MIA particular y de 13 mil 664 pesos vía MIA regional.

Comentarios: Esta manifestación es obligatoria cuando se establece cualquier proyecto y no sólo para fines de cogeneración.

Requisitos de la evaluación de la MIA modalidad particular

- Oficio solicitándolo, dirigido al director general de impacto y riesgo ambiental, o al delegado federal de la SEMARNAT del estado correspondiente, en cuyo caso se deberá presentar un ejemplar completo de la MIA modalidad particular; resumen de su contenido y, cuando se incluyan actividades altamente riesgosas, anexar el Estudio de Riesgo (ER).
- Dos copias de la MIA (completa), incluyendo el resumen de su contenido y, de ser el caso, el estudio de riesgo (ER) correspondiente.
- El resumen del contenido.
- Una copia de la MIA, que incluya, de ser el caso el estudio de riesgo; ambos con la leyenda “CONSULTA PÚBLICA”.
- Constancia del pago de derecho, copia con sello original del formato SHCP 5, por el importe correspondiente al pago de derechos por recepción y evaluación de la MIA, modalidad particular y, en su caso, la correspondiente al estudio de riesgo.
- La MIA, y de ser el caso el estudio de riesgo, deberá ser elaborada conforme a la guía del sector y al estudio de riesgo que corresponda

Requisitos de la evaluación de la MIA modalidad regional

- Oficio o carta solicitándolo, dirigido al director general de impacto y riesgo ambiental, o al delegado federal de la SEMARNAT, si se presenta en la delegación del estado donde se pretende desarrollar el proyecto.
- MIA modalidad regional, resumen del contenido y cuando se trate de actividades altamente riesgosas, deberá incluirse estudio de riesgo, en su caso, incluyendo anexos.
- Una de las copias impresas deberá contener la leyenda para “CONSULTA PÚBLICA”, en la cual no se debe incluir información considerada como confidencial.
- La MIA modalidad regional deberá elaborarse conforme a la guía del sector que corresponde.
- Copia, con sello original, de la constancia del pago de derechos, donde se indique la clave que corresponda, el cual puede realizarse en cualquier banco.
- Además, dentro de la MIA, incluir la siguiente documentación:
- Para el caso de personas morales, copia del acta constitutiva de la empresa y, en su caso, copia simple del acta más reciente de modificaciones a estatutos
- Registro federal de contribuyentes del promovente
- Nombre y cargo del representante legal (anexar copia certificada del poder notarial), en su caso constancia de propiedad del predio (escritura pública con sello en el registro público de la propiedad, o documento legal que lo acredite).

¹¹ <http://sat.semarnat.gob.mx/dgoeia/impacto/guias.html>

▪ INFORME PREVENTIVO

Objetivo: Determinar la viabilidad del proyecto de cogeneración del permisionario, en función del impacto ambiental en el sitio y su entorno, desde su construcción hasta su operación vía informe preventivo (IP).

Acudir a: Las oficinas de la SEMARNAT, en el Distrito Federal, y las delegaciones federales en el resto del país; en ambos casos, solicitar el formato guía de estudio de impacto ambiental modalidad IP¹².

Plazo de respuesta: 20 días hábiles.

Vigencia: Depende del tiempo que permanecen las condiciones originales, para las cuales se realizó el estudio.

Costo: 3 mil 425 pesos

Comentarios: Este estudio es obligatorio cuando se establece cualquier proyecto.

Requisitos del estudio de impacto ambiental modalidad informe preventivo

- Oficio o carta de solicitud de autorización en materia de impacto ambiental, dirigido al director general de impacto y riesgo ambiental o al delegado federal de la SEMARNAT, si se presenta en la delegación del estado donde se pretende desarrollar el proyecto.
- Informe preventivo y, cuando se trate de actividades altamente riesgosas, deberá incluirse un estudio de riesgo; todos impresos en original y cuatro copias, así como en archivo magnético (CD o disquete de 3.5"), en su caso, incluyendo anexos. Una de las copias impresas deberá contener la leyenda para CONSULTA PÚBLICA, en la cual no se puede incluir información considerada como confidencial. El Informe Preventivo se elaborará conforme a la guía del sector que corresponda.
- Copia sellada de la constancia del pago de derechos, donde se indique la clave que corresponda, el cual puede realizarse en cualquier banco.
- Además, dentro del informe preventivo, incluir la siguiente documentación:
- Para el caso de personas morales, copia del acta constitutiva de la empresa y copia simple del acta más reciente de modificaciones a estatutos.
- Registro federal de contribuyentes del promovente.
- Nombre y cargo del representante legal (anexar copia certificada del poder notarial, en su caso).
- Constancia de propiedad del predio.

▪ LICENCIA ÚNICA AMBIENTAL (LAU)

Constituye la columna vertebral del sistema que coordina las distintas obligaciones en materia de regulación ambiental que competen a la industria.

Objetivo: Contar con el instrumento de regulación directa para establecimientos industriales de jurisdicción federal en materia de prevención y control de la contaminación de la atmósfera, que establece condiciones para su operación y funcionamiento integral, conforme a la normatividad ecológica y de impacto ambiental en vigor.

Acudir a: Las oficinas de la SEMARNAT, en el Distrito Federal, y las delegaciones federales en el resto del país; en ambos casos, solicitando el formato de Licencia Única Ambiental¹³.

Plazo de respuesta: 110 días hábiles.

Vigencia: Depende del tiempo que permanecen las condiciones originales, para las cuales se realizó el estudio.

Costo: 3 mil 426 pesos

Comentarios: Obligatoria para todo el que haya realizado un estudio de impacto ambiental. La LAU se emite por única vez por establecimiento y deberá renovarse en caso de cambio de localización, cambios en procesos o tecnologías o en el giro industrial para el que fue autorizado.

¹² <http://sat.semarnat.gob.mx/dgoeia/impacto/guias.html>

¹³ <http://www.semarnat.gob.mx/slp/gestion/aire2.shtml>

Requisitos para la licencia única ambiental

- Datos del registro
- Información técnica general
- Contaminación atmosférica
- Servicios hidráulicos
- Generación y manejo de residuos peligrosos

▪ **AVISO PARA CAMBIAR TOTAL O PARCIALMENTE EL USO DEL AGUA**

Objetivo: Comunicar la variación en el uso, así como en el volumen del agua que se utilizará en la planta de cogeneración del permisionario, conforme a la ley de aguas nacionales.

Acudir a: Las oficinas de las ventanillas únicas de la Comisión Nacional del Agua (CNA) en el Distrito Federal, y a las delegaciones estatales en el resto del país, presentando la solicitud mediante el formato de aviso para cambiar total o parcialmente el uso del agua CNA-01-014¹⁴.

Plazo de respuesta: Inmediata, ya que se le proporcionará al permisionario el acuse de recibo, mismo que servirá como constancia de la realización de esta gestión.

Vigencia: Depende del tiempo que permanecen las condiciones originales, para las cuales se realizó el estudio.

Costo: 1 mil 51 pesos.

Comentarios: Este aviso es obligatorio cuando se presenta una variación en el uso y/o volumen del agua utilizada, y no sólo para fines de cogeneración.

Requisitos del aviso para cambiar total o parcialmente el uso del agua ante la CNA

- Solicitud y llenado de formato de aviso para cambiar total o parcialmente el uso del agua CNA-01-014
- Número(s) del título(s) de concesión, asignación y/o permiso
- Variación del uso del agua: total o parcial
- Descripción de las acciones para evitar la afectación a los derechos de los terceros, así como asegurar el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas y de las condiciones particulares de descarga, que le hayan sido fijadas.

▪ **MODIFICACIÓN DEL PERMISO DE DESCARGA DE AGUAS RESIDUALES**

Objetivo: Obtener la autorización para realizar la modificación del permiso de descarga de aguas residuales por la planta de cogeneración del permisionario, conforme a lo previsto en la ley de aguas nacionales y su reglamento vigente.

Acudir a: Las oficinas de las ventanillas únicas de la Comisión Nacional del Agua en el Distrito Federal, y delegaciones estatales en el resto del país, presentando el formato de solicitud de servicios, en donde marcará la opción de modificación del permiso de descarga de aguas residuales¹⁵.

Plazo de respuesta: 60 días hábiles.

Vigencia: El mismo período para el cual se expidió el permiso original.

Costo: 1 mil 51 pesos.

Comentarios: Obligatoria cuando se presenta una variación en la descarga de aguas residuales.

¹⁴ <http://www.cna.gob.mx/portal/publica/doctos/formatos/avisos.pdf>

¹⁵ <http://www.cna.gob.mx/portal/publica/doctos/formatos/solicitud.pdf>

Requisitos para la gestión de modificación de permiso de descarga de aguas residuales

- Memoria técnica: planos de la obra, con la descripción y características de las obras realizadas o por realizar, así como las necesarias para la disposición y tratamientos de aguas residuales y sus programas de construcción, en su caso.
- Documentación técnica: 1) Descripción de los sistemas y procesos para el tratamiento de aguas residuales, en su caso; 2) Documentos con condiciones particulares de descarga, fijadas previamente por la autoridad competente y la calidad del agua, antes y después de su tratamiento, en caso de permisos otorgados antes de la operación de la CNA
- Título de concesión, asignación o permiso, y
- Carta de solicitud con la descripción de la modificación solicitada.

CONTRATO DE INTERCONEXIÓN

Objetivo: Permitir la interconexión de la central de generación de energía eléctrica con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), proporcionándole los elementos necesarios para administrar la demanda de sus centros de carga, además de permitirle calcular los pagos por los servicios conexos proporcionados por el suministrador.

Acudir a: Las oficinas de la subdirección de programación de la Comisión Federal de Electricidad, presentando la solicitud mediante un oficio, al cual deberá acompañar el formato de contrato de interconexión.¹⁶

Plazo de respuesta: 90 días hábiles.

Vigencia: La establecida en el contrato por ambas partes.

Costo: Aunque la gestión es gratuita, se tienen que pagar los estudios para determinar el costo del servicio de transmisión (mismos que se establecen con la metodología para el cálculo del costo del estudio relativo a las solicitudes de servicios de transmisión, que se encuentra en aprobación de la CRE).

Comentarios: Este contrato es obligatorio cuando se va a interactuar (vendiendo, comprando o transmitiendo) con la red del suministrador, y no sólo para fines de cogeneración; se recomienda efectuarlo conjuntamente con el convenio de compraventa de excedentes, el convenio de transmisión y el contrato de adhesión para la prestación del servicio de respaldo.

Al cierre del 2002 existían 61 contratos de interconexión, 44 firmados con CFE, 4 con LFC y 13 en proceso de autorización.

La materia de este contrato incluye principalmente: las entregas de energía por el permisionario al suministrador (CFE y/o LFC), la energía en emergencias, la energía entregada en el periodo de prueba, los periodos de pago y plazos, las características de la medición, los casos y condiciones de interrupción de los servicios, así como el arbitraje.

Requisitos de contrato de interconexión con CFE o LyFC

- Oficio de solicitud para la estimación del costo del servicio de transmisión, con el esquema de cargas indicado por el permisionario. Cuando la CFE comunique los resultados del estudio al permisionario y éste no tenga objeción, deberá enviar a la CFE una carta de aceptación de los cargos por el servicio de transmisión solicitado.
- Fotocopia del título de permiso expedido por la Comisión Reguladora de Energía.
- Documento probatorio o copia certificada del acta constitutiva de la empresa, otorgada por fedatario público, debidamente inscrita en el registro público de la propiedad y del comercio que le corresponda.
- Documento probatorio o copia certificada de la escritura pública en que consten las atribuciones legales del representante del permisionario, otorgada por fedatario público, debidamente inscrita en el registro público de la propiedad y del comercio que le corresponda.

¹⁶ <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/cont-inter.pdf>

▪ **CONVENIO DE COMPRAVENTA DE EXCEDENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Objetivo: Realizar el convenio para vender al suministrador la energía eléctrica excedente generada por la planta de cogeneración del permisionario, el cual estará en función del sistema de recepción seleccionado, por “subasta” o “automática”.

Acudir a: Las oficinas de la gerencia de programación de sistemas eléctricos de la Comisión Federal de Electricidad, presentando la solicitud mediante el convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica¹⁷.

Plazo de respuesta: 30 días hábiles.

Vigencia: La establecida en el convenio por ambas partes.

Costo: Ninguno.

Comentarios: Este convenio es obligatorio cuando se desea vender los excedentes eléctricos al suministrador, y no sólo para fines de cogeneración, se encuentra restringido a que se tenga disponibilidad de aceptar los excedentes.

Al finalizar el 2002, se contaba con 36 convenios signados con CFE, cuatro con LFC y tres más se encuentran en proceso de firma. Cuando el permisionario considera conveniente realizar entregas de energía económica al suministrador, cuenta con tres procedimientos: recepción por subasta, recepción automática notificada y recepción automática no notificada.

▪ **CONVENIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

Este convenio establece que el suministrador recibe la energía eléctrica de la central de generación en el punto de interconexión y la transporta hasta los centros de carga del permisionario de acuerdo con la capacidad de porteo contratada para cada uno de ellos.

Objetivo: Realizar el convenio requerido para poder transmitir (portear) la energía eléctrica desde el sitio de interconexión de la planta de cogeneración del permisionario, hasta donde se localizan los centros de consumo, utilizando la red del suministrador, conforme al marco regulatorio del Sector Eléctrico Mexicano.

Acudir a: Las oficinas de la gerencia de programación de sistemas eléctricos de la Comisión Federal de Electricidad, presentando la solicitud mediante el convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica¹⁸ de acuerdo con la modalidad requerida.

Plazo de respuesta: 30 días hábiles.

Vigencia: La establecida en el convenio por ambas partes.

Costo: Ninguno.

Comentarios: Este convenio es obligatorio cuando se desea transmitir energía eléctrica usando la red del suministrador, se encuentra restringido a que se tenga capacidad en las líneas.

Durante el 2002, se firmaron 18 convenios con CFE, uno con LFC y nueve más se encontraban en proceso, que en total sumaron 28 convenios.

Modalidades del convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica ante CFE

- Convenio de transmisión M1. Para ser usado en caso de que se aplique el cargo mínimo, y se haya elegido la opción 1 de ajuste.
- Convenio de transmisión M2. Para ser usado en caso de que se aplique el cargo mínimo, y se haya elegido la opción 2 de ajuste.
- Convenio de transmisión N1. Para ser usado en caso de que se aplique el cargo normal (no mínimo), y se haya elegido la opción 1 de ajuste.
- Convenio de transmisión N2. Para ser usado en caso de que se aplique el cargo normal (no mínimo), y se haya elegido la opción 2 de ajuste.

La opción 1 de ajuste incluye revisión de parámetros y recálculo del factor de reparto del uso de la red cada 5 años, en tanto que la opción 2 incluye la utilización del factor de cobertura

¹⁷ <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/cont-inter.pdf>

¹⁸ <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/cont-inter.pdf>

▪ **CONTRATO PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE RESPALDO**

Este servicio es proporcionado en media y alta tensión por el suministrador del servicio público a la central de generación del permisionario, para respaldo por falla, por mantenimiento o por ambos.

Objetivo: Realizar el contrato con el suministrador, para obtener el servicio de respaldo de energía eléctrica que se requiere para la planta de cogeneración, por medio del cobro de una tarifa mensual.

Acudir a: Las oficinas de la gerencia de programación de sistemas eléctricos de la Comisión Federal de Electricidad, presentando la solicitud mediante el contrato de adhesión para la prestación del servicio de respaldo eléctrico¹⁹, de acuerdo con sus necesidades.

Plazo de respuesta: 30 días hábiles.

Vigencia: La establecida en el contrato por ambas partes.

Costo: Ninguno.

Comentarios: Obligatorio cuando se desea contar con respaldo eléctrico del suministrador.

Al 31 de diciembre del 2002, se firmaron 19 contratos con CFE, uno con LFC y cuatro más se encuentran en proceso. Los cargos que el permisionario pagará al suministrador, están determinados por los procedimientos contenidos en las tarifas de respaldo.

Tipos de tarifas de respaldo

Tarifas HM, HS Y HT en media tensión, alta tensión nivel subtransmisión y nivel transmisión:

- Tarifa de respaldo para falla
- Tarifa de respaldo para mantenimiento programado
- Tarifa de respaldo para falla y mantenimiento

5.3.2 GESTIONES EN LA ETAPA DE INSTALCIÓN Y CONSTRUCCIÓN

▪ **AUTORIZACIÓN PARA REALIZAR LA AMPLIACIÓN DE UNA EDIFICACIÓN**

Objetivo: Obtener la autorización para iniciar la construcción de la planta de cogeneración del permisionario, conforme al actual marco regulatorio vigente.

Acudir a: Las oficinas de la ventanilla única de la delegación política correspondiente en el Distrito Federal y a las oficinas de las delegaciones regionales en el resto del país, presentando la solicitud mediante el formato de autorización para realizar la ampliación o modificación de una edificación AU-02²⁰.

Plazo de respuesta: 15 días hábiles.

Vigencia: 6 meses

Costo: 37 pesos por metro cuadrado de construcción.

Comentarios: Obligatoria cuando se va a iniciar una construcción.

▪ **EXPEDICIÓN DE PERMISOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN**

Objetivo: Obtener el permiso para importar los equipos que se requieren para construir y operar la planta de cogeneración, de acuerdo con el actual marco regulatorio de México.

Acudir a: Las oficinas de las unidades administrativas de la dirección general de servicios al comercio exterior, y delegaciones y subdelegaciones federales de la Secretaría de Economía (SE), presentando la solicitud mediante el formato SE-03-018 de solicitud de expedición y modificación de permisos de importación y exportación²¹.

Plazo de respuesta: 15 días hábiles, si es positiva y 30 días hábiles en caso de que se requiera opinión previa de otra dependencia (en caso contrario, se considera aprobada).

Vigencia: 1 año, salvo en los casos en que la Dependencia o el área de la SE, indique otra vigencia.

Costo: 198 pesos por derecho de trámite y de 944 pesos por el derecho de expedición del permiso.

Comentarios: Este permiso es obligatorio cuando se requiere de equipos de importación.

¹⁹ <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/cont-adhes.pdf>

²⁰ http://www.df.gob.mx/tramites/pdf/Construcciones_y_Obras_2.pdf

²¹ <http://www.economia.gob.mx/?P=704>

▪ **VISTO BUENO DE SEGURIDAD Y OPERACIÓN**

Objetivo: Manifestar oficialmente al responsable(s) de la obra y corresponsable(s), en su caso, de las edificaciones e instalaciones de la planta de cogeneración, en cuanto a las condiciones de seguridad para su operación y funcionamiento, conforme al actual marco regulatorio de México.

Acudir a: Las oficinas de las ventanillas únicas de la delegación política correspondiente del Gobierno del Distrito Federal (GDF) y a las delegaciones regionales correspondientes para el resto del país, presentando la solicitud mediante el formato AU-19²².

Plazo de respuesta: 3 días hábiles.

Vigencia: 3 años.

Costo: Ninguno.

Comentarios: Obligatorio si se va a iniciar una construcción; no sólo para fines de cogeneración.

▪ **UTILIZACIÓN DE EQUIPOS, TECNOLOGÍAS Y PROCEDIMIENTOS**

Objetivo: Obtener la autorización para el uso de recipientes sujetos a presión y generadores de vapor o calderas que operen en los centros de trabajo, conforme a las obligaciones contenidas tanto en el reglamento federal de seguridad, higiene y medio ambiente de trabajo, como en las Normas Oficiales Mexicanas del actual marco regulatorio vigente.

Acudir a: Las oficinas de la dirección general de seguridad y salud del trabajo de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) en el Distrito Federal, y a las delegaciones federales del trabajo correspondientes en el resto del país, presentando la solicitud mediante el formato STPS-05-003-A, y anexando la descripción y justificación de la propuesta (alternativa), donde se enuncie cómo, o de qué manera cumple con lo dispuesto en las regulaciones establecidas y, en su caso, el personal responsable de su aplicación, metodología y criterios de aceptación o rechazo.

Plazo de respuesta: 45 días hábiles.

Vigencia: Se establece en función de la petición del permisionario.

Costo: Ninguno.

Comentarios: Obligatoria cuando se utilizan recipientes sujetos a presión en una construcción.

▪ **MANIFESTACIÓN DE TERMINACIÓN DE UNA OBRA**

Objetivo: Manifestar a las autoridades correspondientes, la terminación de la obra de la planta de cogeneración del permisionario, ejecutada en su predio, de acuerdo con el actual marco regulatorio de México.

Acudir a: Las oficinas de la ventanilla única de la delegación política correspondiente en el Distrito Federal, y a las delegaciones regionales en el resto del país, presentando la solicitud mediante el formato AU-02²³.

Plazo de respuesta: Inmediato, ya que se le proporcionará ahí al permisionario el acuse de recibo, mismo que servirá como constancia de la gestión.

Vigencia: No aplica, ya que su carácter es de aviso.

Costo: Ninguno.

Comentarios: Obligatoria cuando se concluye una construcción.

Requisitos para la manifestación de terminación de una obra

- Licencia de construcción previamente autorizada con los datos de la manifestación de terminación de obra, suscrita por el propietario o poseedor, por el director responsable de obra y/o corresponsables (original y copia simple).
- Visto bueno de seguridad y operación (copia simple y original o copia certificada para cotejo).
- Documento con el que acredite la personalidad del representante legal (copia simple y original o copia certificada para cotejo), en su caso.

²² http://www.df.gob.mx/tramites/pdf/Construcciones_y_Obras_4.pdf

²³ http://www.df.gob.mx/tramites/pdf/Construcciones_y_Obras_2.pdf

5.3.3 GESTIONES EN LA ETAPA DE OPERACIÓN

▪ AUTORIZACIÓN DE OCUPACIÓN

Objetivo: Obtener la autorización para la operación de la planta de cogeneración, haciéndose responsable de la operación y mantenimiento de la misma, de acuerdo con el actual marco regulatorio de México.

Acudir a: Las oficinas de la ventanilla única de la delegación política correspondiente en el Distrito Federal, y a las delegaciones regionales que corresponda en el resto del país, presentando la solicitud mediante el formato respectivo²⁴.

Plazo de respuesta: Inmediato, ya que se le proporcionará al permisionario el acuse de recibo, mismo que servirá como constancia de la gestión.

Vigencia: No específica.

Costo: Ninguno.

Comentarios: Esta autorización es obligatoria cuando se concluye una construcción y se va a iniciar su operación, y no sólo para fines de cogeneración.

▪ CÉDULA DE OPERACIÓN ANUAL

La Cédula de Operación Anual es el mecanismo de reporte anual relativo a las emisiones, transferencias y manejo de contaminantes que deriva de las obligaciones fijadas en la LAU.

Objetivo: Reportar anualmente a las autoridades correspondientes, los parámetros ecológicos y ambientales de operación de la planta de cogeneración, conforme a la normatividad ecológica y de impacto ambiental del actual marco regulatorio mexicano.

Acudir a: Las oficinas de la dirección general de manejo integral de contaminantes de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), en el Distrito Federal, y a las delegaciones regionales correspondientes en el resto del país, presentando la solicitud mediante el formato de cédula de operación anual para establecimientos industriales de jurisdicción federal²⁵.

Plazo de respuesta: 3 días hábiles.

Vigencia: 1 año (se debe realizar anualmente).

Costo: Ninguno.

Comentarios: Esta cédula es obligatoria cuando se opera una planta industrial, y no sólo para fines de cogeneración. Se presenta por establecimiento industrial, tanto para actualizar su operación y facilitar su seguimiento por parte de la autoridad ambiental, como para ofrecer información actualizada que contribuya a la definición de políticas ambientales por regiones prioritarias y áreas críticas o a nivel nacional. La Cédula deberá entregarse en el primer cuatrimestre de cada año, de acuerdo al formato y calendario fijado por la autoridad ambiental. Su contenido corresponderá a la información acumulada en el año anterior transcurrido.

Requisitos de información de la cédula de operación anual

- Datos de registro
- Información técnica general
- Datos de contaminación atmosférica
- Datos de aprovechamiento de agua y descarga de aguas residuales
- Datos de generación, tratamiento y transferencia de residuos peligrosos
- Datos de emisión y transferencia anual de sustancias listadas
- Anexos:
 - Diagramas de operación
 - Tabla resumen de los diagramas de funcionamiento
 - Croquis del domicilio de localización

²⁴ http://www.df.gob.mx/tramites/pdf/Construcciones_y_Obras_1.pdf

²⁵ <http://www.semarnat.gob.mx/dgmic/tramites/requisitos/aviso2002.shtml>

▪ AVISO DE MANIFESTACIÓN ESTADÍSTICA

Objetivo: Reportar anualmente a las autoridades correspondientes, la información referente de la planta forestal y la planta de cogeneración operando, ya que los datos, así recopilados constituyen un insumo indispensable para la planeación de eventos censales y encuestas por muestreo, sobre actividades económicas, a partir de las cuales se ofrecen estadísticas que permiten la definición de políticas económicas y realizar estudios de mercado a las empresas, entre otras cosas.

Acudir a: Las oficinas de las coordinaciones estatales del Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática (INEGI), correspondientes a ubicación de la razón social, presentando la solicitud mediante el formato de manifestación estadística.

Plazo de respuesta: Inmediato, ya que se le proporcionará al permisionario el acuse de recibo, mismo que servirá como constancia de la gestión.

Vigencia: 1 año (se debe realizar anualmente).

Costo: Ninguno.

Comentarios: Este aviso es obligatorio cuando se opera una planta, y no sólo para fines de cogeneración.

CONCLUSIONES

Conforme a los términos que señala la ley del servicio público de energía eléctrica y su reglamento, el proyecto cumple con las expectativas de incluirse tanto en la modalidad de cogeneración como en la de autoabastecimiento; es decir, con ambas modalidades se esta permitido tener tanto energía térmica como eléctrica, y además vender los excedentes de energía eléctrica que se tengan. Sin embargo, se prefiere optar por los permisos de cogeneración en lugar de autogeneración, ya que se tienen ventajas como los menores costos de los permisos de generación (en el orden del 28% aproximadamente), así como la obtención de descuentos arancelarios importantes por la importación de tecnología.

Se estima que con objeto de cumplir con todos los trámites establecidos por el actual marco legal, se tendrán que efectuar como mínimo 25 procedimientos en las tres diferentes etapas del proyecto: implementación, instalación y construcción, y operación. Este conjunto de gestiones legales se llevan acabo en promedio en un lapso de 614 días hábiles de trámites, y con un costo total aproximado de 90 mil pesos.

6 ESTUDIO DE VIABILIDAD AMBIENTAL

La aplicación de criterios ambientales durante el diseño de una planta de cogeneración puede contribuir de manera decisiva a la reducción de las incidencias sobre el medio ambiente. Para conseguir esto es necesario tener en cuenta las emisiones atmosféricas derivadas de la combustión, con el fin de reducir el impacto ambiental antes de la ejecución de la instalación. El principal impacto ambiental potencial de estos aprovechamientos se efectúa cuando no existe una correcta planificación en la provisión del combustible, induciendo de esa manera a la eventual depredación del recurso. Las restantes fuentes de impacto ambiental están constituidas por las emisiones y afluentes propios del funcionamiento de la planta y por la posible contaminación a través de ruidos o vibraciones. En el primer aspecto, los combustibles biomásicos no presentan mayor nivel potencial de contaminación respecto a otros combustibles, sobre todo si se mantiene un adecuado control de la combustión. En el segundo aspecto, el impacto se origina debido a los dispositivos mecánicos de transporte, corte, fresado, cepillado y aspiración de la madera; sin embargo, como el proyecto de cogeneración no alterará la frecuencia actual de estas operaciones, el impacto ocasionado es menor.

En este capítulo se define si la cogeneración con biomasa es viable desde el punto de vista medioambiental, para tal propósito se presenta un análisis sobre los índices de emisión esperados en el proyecto, y de los niveles de control de la NOM-085-SEMARNAT-1994. También se describe la relación que guarda este proyecto de cogeneración con el afecto invernal y con el recientemente aprobado "protocolo de Kyoto".

6.1 ÍNDICES DE EMISIÓN

Una forma práctica de cuantificar la contaminación atmosférica es mediante los índices de emisión; el cual expresa la cantidad de materia expulsada al medio ambiente en función del consumo de combustible, que a su vez es función del poder calorífico. A mayor poder calorífico menor consumo de combustible para obtener el mismo nivel energético. En el caso del empleo de combustibles como la madera y el combustóleo resulta práctico determinar los índices de agua, óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y dióxido de carbón. Este estudio se realiza también para el diesel y bagazo de caña como una medida efectiva de comparación respecto a la madera y el combustóleo.

▪ Índice de monóxido de carbón

La formación del CO es función de la eficiencia de combustión, durante la combustión completa todo el carbón se convierte en CO₂. Para el caso de la combustión con madera las experiencias en México son limitadas; sin embargo su eficiencia depende del contenido de humedad, debido a que en la medida en que este contenido aumenta el poder calorífico disminuye.

▪ Índice de óxidos de nitrógeno

La formación de los óxidos de nitrógeno no depende de la eficiencia de combustión, esta formación es dependiente de la temperatura de combustión y de la cantidad de nitrógeno que este presente y pueda combinarse con el oxígeno.

Existen muchos óxidos de nitrógeno pero los dos más importantes son el óxido nítrico NO y el dióxido de nitrógeno NO₂. Durante el proceso de formación de los óxidos de nitrógeno el 95% del NO_x formado es óxido nítrico y el 5% de los NO_x formados es dióxido de nitrógeno.

A diferencia del óxido nítrico, el dióxido de nitrógeno es un gas café amarillento sumamente tóxico con un olor sofocante.

▪ Índice de óxidos de azufre

El azufre tiene dos óxidos importantes: El dióxido de azufre SO₂, y el trióxido de azufre SO₃. En una combustión controlada, generalmente el 95% de SO_x es SO₂, el 3% de SO_x es SO₃, y el 2% se forman como partículas. La notable mayor formación de SO₂ respecto a la del SO₃ se debe a que este último se lleva a partir de una reacción lenta de la oxidación del SO₂.

La cantidad de óxidos de azufre emitidos depende de la cantidad de azufre que este presente en el combustible y pueda combinarse con el oxígeno, así a mayor consumo de combustible mayor será la formación de óxidos de azufre.

▪ **Índices de vapor de agua**

El agua que contienen los gases de combustión se generan de la evaporación del agua contenida en el combustible, así como de la oxidación del hidrógeno que pudiera contener este.

Es preferible que el combustible tenga la menor cantidad de agua en su constitución, debido a que por cada kilogramo de agua evaporada se requiere emplear 587.2 kcal de energía; de esta forma la energía contenida en el combustible no solo se esta empleando para el fin deseado, sino que intrínsecamente es usado por la reacción de combustión para evaporar el agua que contiene el combustible.

6.1.1 ÍNDICES DE EMISIÓN ESPERADOS

Sobre la base de que la única oxidación que tiene es la combustión completa, y que por tanto los productos gaseosos de la combustión serán el CO₂, H₂O, NO y SO₂.

Tomando en consideración la composición química de los combustibles reportada en la tabla 3-7 se podrá determinar estos índices de emisión para los diferentes combustibles. Considerando que VN, VNO, VCO₂, VH₂O y VSO₂ son los volúmenes de nitrógeno, óxido nítrico, dióxido de carbono, agua y dióxido de azufre en los gases de combustión respectivamente; se muestran estos índices en la siguiente tabla para los distintos combustibles seleccionados.

Parámetro	Unidad	Madera	Bagazo caña	Diesel	Combustóleo
VNO	Nm ³ NO/kg	7.64	7.28	18.17	17.358
VNO	Nm ³ NO/Mcal	1.77	1.77	1.70	1.714
VCO ₂	Nm ³ CO ₂ /kg	0.93	0.91	1.56	1.546
VCO ₂	Nm ³ CO ₂ /Mcal	0.21	0.22	0.15	0.153
VH ₂ O	Nm ³ agua/kg	0.66	0.63	1.41	1.170
VH ₂ O	Nm ³ agua/Mcal	0.15	0.15	0.13	0.116
VSO ₂	Nm ³ SO ₂ /kg	0.00	0.00	0.00	0.020
VSO ₂	Nm ³ SO ₂ /Mcal	0.00	0.00	0.00	0.002

Tabla 6-1: Índices de emisión de NO, CO₂, H₂O y SO₂ para los combustibles (Elaboración propia)

Como puede notarse, tanto la madera de pino como el bagazo (combustibles a base de biomasa) son los combustibles con menores emisiones de NO, CO₂ y SO₂ por unidad de masa; debido a que su poder comburente es prácticamente 100% menor respecto a los combustibles fósiles convencionales. Cuando comparamos este índice por unidad de energía, se puede distinguir que no existen muchas diferencias cuando se trata de NO; más no es así con el CO₂.

La emisión de bióxido de carbono es mayor para el bagazo de caña y la madera respecto de la emisión que llega a tener el diesel y el combustóleo; sin embargo, dado que todo el CO₂ emitido en la utilización energética de la biomasa se había previamente fijado en el crecimiento de la materia vegetal que la había generado, se tiene en un balance general de la atmósfera, que toda la liberación de CO₂ por la combustión de la biomasa no contribuye al incremento de su proporción en la atmósfera y, por tanto, no es responsable del aumento del efecto invernadero. Esto no es así en un combustible que es extraído del subsuelo (diesel y combustóleo) y que después de su combustión, se incrementa el contenido de carbón (en forma de CO₂) en la atmósfera.

También puede observarse como la biomasa tiene contenidos en azufre prácticamente nulos, generalmente inferiores al 0.1%, por lo que las emisiones de dióxido de azufre, que junto con las de óxidos de nitrógeno son las causantes de la lluvia ácida, son mínimas.

Para el periodo de vida del proyecto (25 años), y conforme al factor de emisión en CO₂ que se tendrá por la combustión de la madera (0.93 Nm³/kg); se espera que la planta de cogeneración emita en este tiempo de operación la cantidad de 1,294,069 ton CO₂ o bien, 352,927 ton C.

6.1.2 ÍNDICES DE EMISIÓN REALES

Con la finalidad de caracterizar las emisiones de gases de combustión de las calderas actuales, se cuantificó la composición de estos mediante el empleo de un analizador de gases modelo CA300. La medición se efectuó en Diciembre del 2004, y se realizó considerando la combustión sola de leña; así como la combustión mixta de leña y aserrín para la caldera del área de estufas de secado. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

- Combustión con leña de pino

Condiciones de operación: Vapor saturado a 6 bar, máximo 6,900 MJ/h

Parámetro	Unidad	Resultado con analizador Modelo CA300
Pérdida por la chimenea	%	15.8
Dióxido de azufre (SO ₂)	ppm	9.0
Dióxidos de nitrógeno (NO _x)	ppm	114.0
Monóxido de carbono (CO)	ppm	2,100-3,402.0
Dióxido de carbono (CO ₂)	%	19.8
Oxígeno	%	0.6
Aire	%	2.0
Temperatura de los gases	°C	158.0
Temperatura ambiente	°C	19.0
Índice de opacidad	Puntos	7.5/9

Tabla 6-2: Composición de los gases de combustión de la leña de pino
(Elaboración propia)

- Combustión con leña y aserrín de pino

Condiciones de operación: Vapor saturado a 6.5 bar, máximo 6,900 MJ/h

Parámetro	Unidad	Resultado con analizador Modelo CA300
Pérdida por la chimenea	%	18.7
Dióxido de azufre (SO ₂)	ppm	0.0
Dióxidos de nitrógeno (NO _x)	ppm	152.0
Monóxido de carbono (CO)	ppm	1,450-3,109.0
Dióxido de carbono (CO ₂)	%	16.3
Oxígeno	%	4.2
Aire	%	24.0
Temperatura de los gases	°C	209.0
Temperatura ambiente	°C	19.0
Índice de opacidad	Puntos	7.5/9

Tabla 6-3: Composición de los gases de combustión de la leña y el aserrín de pino
(Elaboración propia)

Puede observarse que existen algunas diferencias en la composición de los gases de combustión cuando en el proceso de oxidación se emplea además de la leña el aserrín. La combustión de aserrín facilita la oxidación debido a que este tipo de biomasa se encuentra a un menor tamaño de partícula respecto a la leña, con lo cual se pueden satisfacer demandas pico de vapor (esto se refleja en el aumento de la presión de 6.0 a 6.5 bar). Bajo esta condición de operación el suministro del exceso de aire en los quemadores aumenta desde 2 a 24%, por lo que el contenido del monóxido de carbono disminuye. Conforme a la NOM-086-ECOL-1994 la composición de estos gases de combustión se encuentra dentro de los límites máximos permitidos.

6.2 COMBUSTIÓN Y CONTAMINACIÓN DEL AIRE

La relación entre combustión y contaminación del aire es muy estrecha, pues una da origen a la otra. La contaminación del aire es la presencia en la atmósfera de sustancias no deseables en concentraciones, tiempo y circunstancias tales que pueden afectar significativamente el confort, salud y bienestar de las personas o al uso y disfrute de sus propiedades.

Existen diversos contaminantes que pueden llegar a ocasionar estos efectos en la salud; sin embargo, los contaminantes originados por la combustión de los combustibles que empleará este proyecto de cogeneración son únicamente los compuestos inorgánicos del carbón, compuestos derivados del azufre, y los compuestos del nitrógeno; por lo que a continuación se describen brevemente estos.

▪ Contaminación debida al carbono

La combustión completa del carbono produce CO_2 que es el principal contribuyente al efecto invernadero. Este componente es una consecuencia inevitable de la combustión.

Si la combustión del carbono no es completa se produce CO , gas tóxico que en concentraciones elevadas puede provocar incluso la muerte, por lo que se debe evitar al máximo. La mejor forma de reducir el efecto de estos agentes es la de tratar de conseguir combustiones completas que no produzcan CO , y la de obtener los mayores rendimientos de combustión de modo que se consuma el mínimo combustible necesario, produciendo así la menor cantidad de CO_2 .

▪ Contaminación debida al nitrógeno

En las elevadas temperaturas de la llama, el nitrógeno que forma parte del combustible y el nitrógeno del aire comburente pueden combinarse con el oxígeno para formar NO , este producto en la atmósfera se combina lentamente con el oxígeno del aire para formar NO_2 .

Entre los diferentes efectos perniciosos de estos óxidos (NO y NO_2 , denominados conjuntamente como NO_x) se pueden citar: colaboran en la destrucción de la capa de ozono de forma importante, en combinación con el agua de la atmósfera pueden dar lugar a condensaciones ácidas lo que incrementa la "lluvia ácida", y el NO_2 es un gas venenoso.

▪ Contaminación debida al azufre

El azufre está presente en los combustibles en proporciones variables; la oxidación del azufre puede producir SO_x como SO_2 y como SO_3 .

Respecto a la formación del SO_3 cabe destacar que éste en contacto con el agua de la combustión o de la atmósfera puede dar lugar a ácido sulfúrico (H_2SO_4) condensado que acompaña a las gotas de lluvia, dando lugar a lo que se conoce como "lluvia ácida".

Para combatir este problema debe tratar de utilizarse combustibles con mínima presencia de azufre; en este sentido la normativa de combustibles fija la cantidad máxima de azufre que los mismos pueden contener.

Otro efecto pernicioso a tener en cuenta es la posibilidad de condensaciones ácidas en los dispositivos de combustión (calderas, chimeneas) si las temperaturas son suficientemente bajas, esto limita la temperatura de expulsión de los gases de la combustión. A presión atmosférica, las temperaturas de condensación ácida son del orden de $160\text{ }^\circ\text{C}$, variando con la composición de los humos.

6.3 CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA

Conforme a la Norma Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT -1994 (que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno para fuentes fijas que utilizan combustibles fósiles sólidos, líquidos o gaseosos o cualquiera de sus combinaciones) no existen inconvenientes en la utilización de la madera y el combustóleo, siempre y cuando se cumplan las emisiones reportadas en la tabla 6-4, lo cual sería muy fácil de lograr con el empleo de los equipos de control correspondientes. También se debe tomar en cuenta la norma NOM-086-SEMARNAT-1994, sobre las especificaciones que deben reunir los combustibles que se usan en fuentes fijas y móviles.

Capacidad equipo de combustión (MJ/h)	Tipo de combustible	Densidad del número	Partículas (mg/m ³) *	Bióxido azufre (ppm) *	Dióxido nitrógeno (ppm) *	Exceso de aire (%)
Hasta 5250	Combustóleo	3	NA	2200	NA	50
	Líquidos	2	NA	2200	NA	
	Gaseosos	0	NA	NA	NA	
5250 - 48000	Líquidos	NA	450	2200	375	40
	Gaseosos	NA	NA	NA	375	
40000 - 110000	Líquidos	NA	400	2200	375	30
	Gaseosos	NA	NA	NA	375	
Mayor 110000	Sólidos	NA	350	2200	315	25
	Líquidos	NA	350	2200	315	
	Gaseosos	NA	NA	NA	315	

* Aplica al resto de la república, quedando excluida la zona metropolitana de la ciudad de México

Tabla 6-4: Límites máximos permitidos por la NOM-085-SEMARNAT-1994

(<http://www.semarnat.gob.mx>)

Cuando existan dos o más ductos de descarga cuyos equipos de combustión utilicen en forma independiente o conjunta combustibles fósiles sólidos, líquidos y gaseosos, podrán sujetarse a la combinación de los combustibles fósiles utilizados de acuerdo a la tabla 6-5.

Combinación de combustibles	Límite de referencia
Gas/líquido	Líquidos
Gas/sólido	Sólidos
Líquido/sólido	Líquidos
Gas/líquido/sólido	Líquidos

Tabla 6-5: Límites de referencia a tomar en la combinación de combustibles fósiles

(<http://www.semarnat.gob.mx>)

6.4 EL EFECTO INVERNADERO

Nuestro planeta está rodeado por una delgada capa de gases denominada atmósfera, compuesta por nitrógeno (78.3%), oxígeno (21.0%), argón (0.3%), dióxido de carbono (0.03%) y otros gases en cantidades menores como helio, neón y xenón.

El efecto invernadero se debe a que ciertos gases en la atmósfera, en particular el dióxido de carbono, permiten que la mayor parte de la radiación solar incidente penetre hasta la superficie del planeta, mientras que se absorbe y reemite parte de la radiación infrarroja que el planeta regresa al espacio exterior. Cuanto mayor es la concentración de los gases de invernadero, menor es la cantidad de radiación infrarroja que el planeta emite libremente al espacio exterior. De esta manera, al aumentar la concentración de gases de invernadero, se incrementa la cantidad de calor atrapado en la atmósfera, dando origen a que se eleve la temperatura superficial del planeta. Se ha calculado que si en la atmósfera no hubiera dióxido de carbono, la tierra sería de unos 30 °C más fría.

6.4.1 GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI)

Se estima que el dióxido de carbono (CO₂) es el responsable del 71.5% del efecto invernadero (Lashof, 1990). Otros gases con concentraciones menores producen el mismo efecto, tales como metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), clorofluorocarbonos (CFC) y ozono (O₃).

Los GEI pueden ser catalogados como naturales o antropogénicos; los primeros son el vapor de agua, el anhídrido carbónico (CO₂), el metano (CH₄) y el óxido dinitroso (N₂O), que conjuntamente componen menos del 1% de la atmósfera. A estos se suman los GEI liberados por procesos industriales (antropogénicos): compuestos químicos artificiales conocidos como halocarbonados (CFCs, HFCs, PFCs) y otros gases persistentes como el hexafluoruro de azufre (SF₆).

En la tabla 6-6 se proporciona información sobre los principales gases de invernadero, la fuente antropogénica que los genera, la concentración actual estimada en el planeta, la concentración que alcanzó en la era preindustrial en partes por billón y su tiempo de residencia en la atmósfera.

Gas	Fuentes antropogénicas	Concentración (ppb)		Incremento anual de la concentración	Tiempo de residencia (años)
		Preindustrial	Actual		
CO ₂	Uso de combustible fósiles, leña, y deforestación	275,000	353,000	0.5%	50-200
CH ₄	Cultivo de arroz, ganado, tiraderos de basura y uso de combustibles fósiles	800	1720	0.9%	10
NO _x	Fertilizantes químicos, uso de leña y deforestación	285	310	0.2%	150-180
CFC	Aerosoles y refrigerantes	0	3	5.0%	65-130

Tabla 6-6: Características de los principales gases de invernadero, según Goudie

6.4.2 EL DIÓXIDO DE CARBONO: PRINCIPALES FUENTES Y SUMIDEROS

El ciclo global del carbono es complejo. En la figura 6-1 podemos observar el intercambio de carbono que se da entre la atmósfera y la biosfera.

Según el diagrama, los bosques a través de sus procesos fisiológicos tales como la fotosíntesis, absorben 110 GtC año⁻¹, mientras que mediante la respiración emiten 55 GtC año⁻¹ y por medio de la descomposición, emiten de 54 a 55 GtC año⁻¹. El suelo, el detritus y la turba almacenan 172 GtC aproximadamente. Los océanos absorben 93 GtC año⁻¹ y emiten por procesos químicos y biológicos cerca de 90 GtC año⁻¹, además de que se considera que conservan grandes cantidades de carbono (38,500 GtC). Estos dos ciclos eliminan de la atmósfera casi tanto carbono como el que le aportan de forma natural; pero actividades humanas como la deforestación y la quema de combustibles fósiles están provocando un aumento en la cantidad de carbono atmosférico en unos 3 GtC año⁻¹.

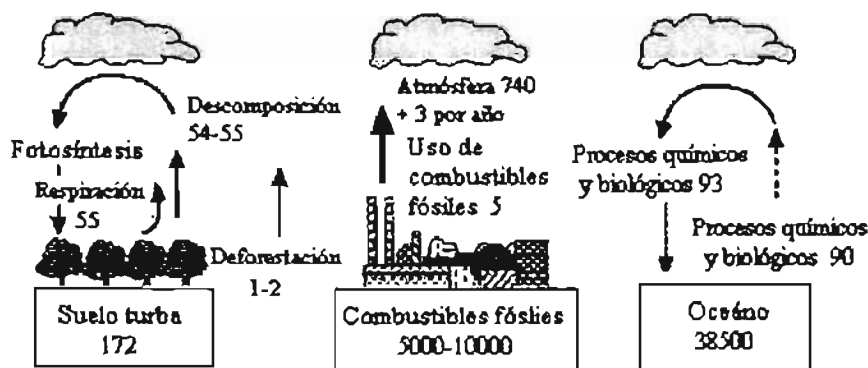


Figura 6-1: Principales fuentes y sumideros de carbono, por Bolin *et al.*, 1986

6.4.3 EL CAMBIO CLIMÁTICO GLOBAL

Se define al cambio climático como el posible aumento en la temperatura superficial del planeta que se produciría como consecuencia de un aumento importante y rápido de las concentraciones de gases de invernadero en la atmósfera.

El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, 1995) estima que un cambio de las emisiones de gases de efecto invernadero que duplique las concentraciones de CO₂ con respecto al nivel preindustrial daría como resultado un incremento de temperatura de 1.5 a 3.5 °C. Este hecho es irrefutable a partir de los diferentes datos que se tiene constancia. Este calentamiento no ha sido gradual, si no que ha tenido sus altibajos a lo largo de los años.

Según muestra la gráfica adjunta, el calentamiento no ha sido ni paulatino ni uniforme. Por ejemplo, a principios del siglo XX se produjo un aumento regular de las temperaturas como consecuencia de los efectos solares y, en menor medida, de la actividad humana. A mediados de siglo aparece un estancamiento, e incluso una disminución de la temperatura debido, probablemente, al aumento de los aerosoles generados por el ser humano. Es a partir de 1980 cuando se da un aumento muy marcado de la temperatura global, alcanzando unos máximos relativos muy llamativos. El año 1998 fue el más cálido del periodo analizado. Este año estuvo influenciado por el efecto del Niño de 1997/1998.

Con estos datos, y para el periodo 1891-2000, se puede decir que ha habido un incremento lineal equivalente de la temperatura del orden de 0.61 °C en estos 140 años. Desde 1901 el factor es de 0.57 °C.

Cambio de temperatura °C

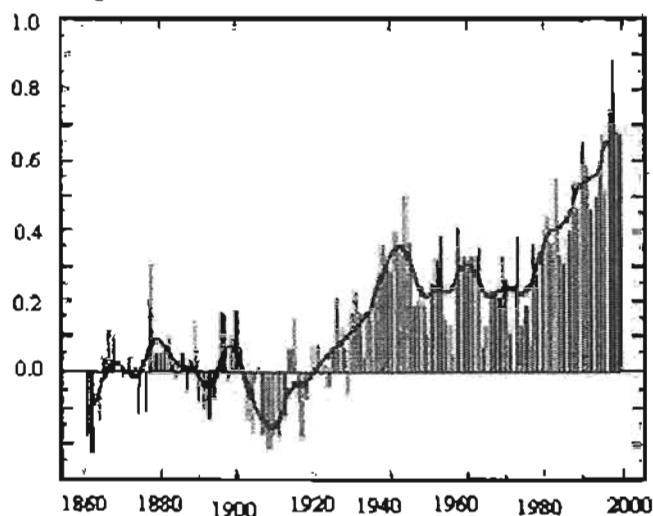


Figura 6-2: Cambio climático global
(Friends of the Earth International Climate Change Briefing, 2000)

Los '90s fueron la década más cálida del siglo, y el siglo XX el más cálido de los últimos mil años, mientras que el registro arroja a 1998 como el año globalmente más cálido.

El IPCC ha cuantificado la evolución de la temperatura promedio global del planeta, siendo esta de 14 °C en el año 1850, para el año 2000 esta se había incrementado a 15.5 °C.

Cabe destacar la importancia de este proyecto de cogeneración con biomasa en México, primero en su tipo; ya que fomenta el empleo de tecnologías renovables que no contribuyen a este fenómeno ambiental, el cual toma cada vez mayor importancia a nivel mundial.

6.4.4 EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO

El cambio climático tendrá efectos importantes sobre el medio ambiente a nivel mundial, algunos de estos se describen a continuación:

El nivel del mar: Se tiene estipulado que este ascenderá debido a la expansión térmica del agua de los océanos y el deshielo de los glaciares y los cascos polares. Se estima que para el 2100 el nivel del mar habrá ascendido entre 15 y 95 cm, amenazando a todas las zonas costeras bajas del planeta y potencialmente dejando bajo agua a 94 millones de personas anualmente, especialmente en los países del sudeste asiático y el Asia meridional²⁶. También puede provocar la desaparición de varios pequeños estados insulares como las Maldivas, cuya altura promedio sobre el nivel del mar no supera los 1.5 m.

Enfriamiento regional: A medida que la temperatura media mundial asciende, en algunas regiones la temperatura puede caer debido a cambios en la circulación de los océanos y las corrientes marinas, como en el caso de la circulación oceánica del Atlántico Norte que lleva las aguas cálidas del Caribe hasta las costas del norte de Europa a través de la Corriente del Golfo. Una disminución de esas corrientes oceánicas podría conducir a un enfriamiento importante de algunas regiones²⁷.

Las zonas climáticas, los ecosistemas y las zonas agrícolas: Se prevé que estas se trasladarán hacia los polos a medida que asciende la temperatura, en algunos casos hasta 200 o 300 km por cada grado Celsius²⁸. Los bosques, desiertos, praderas y otros ecosistemas naturales enfrentarán nuevas tensiones (estrés) climáticas que significarán el ocaso o la fragmentación de muchos ecosistemas, provocando la extinción de las especies que no puedan adaptarse o migrar. Los bancos de coral son buen ejemplo de un ecosistema que ya está mostrando efectos de deterioro grave: la decoloración pronunciada de los bancos de coral en todo el mundo ha sido provocada por el ascenso de la temperatura en la superficie de los mares.

El Fondo Mundial para la Naturaleza predice que para el año 2100 el cambio climático ya habrá destruido hasta una tercera parte de los hábitats naturales²⁹. En lo que quizás constituya el primer caso documentado de extinción de especies provocada por el cambio climático, el sapo dorado ha desaparecido de los bosques nubosos de Costa Rica a consecuencia de las modificaciones del régimen de lluvias.

Bosques y agricultura: En un principio, el aumento del CO₂ provocará mayor crecimiento de las plantas y la expansión de los bosques en algunas zonas, pero el cambio climático a la larga puede significar la muerte por sequía de grandes superficies de bosques del África y la Amazonía.

Condiciones meteorológicas: Si el planeta se calienta, habrá más energía en el sistema climatológico avivando fenómenos tales como huracanes y el fenómeno conocido como El Niño, que afecta el clima en todo el mundo. La frecuencia con que ocurre el fenómeno de El Niño aparentemente se está acortando de cada seis años a cada tres años y medio, provocando efectos meteorológicos cada vez más extremos³⁰. Las consecuencias de condiciones extremas del tiempo cada vez más fuertes y frecuentes son muy graves: según la Cruz Roja, en 1998 (año de El Niño) hubo más refugiados por causa de los desastres 'naturales' que por conflictos armados, y se estima que el costo de esos desastres ascendió a más de 65 mil millones de dólares³¹.

²⁶ Bracknell. Climate Change and its Impacts, The Met Office/DETR. 1999.

²⁷ May, R. Climate Change, Departamento de Industria y Comercio del Reino Unido, Londres. 1997

²⁸ Parry, M. Climate Change and World Agriculture, Earthscan, Londres. 1990.

²⁹ Malcolm, JR y Markham A. Global Warming and Terrestrial Biodiversity Decline. 2000.

³⁰ Pearce, F. Weather Warning. New Scientist. 8/10/99, páginas 36-39. 1999.

³¹ Red Cross/Red Crescent. World Disasters Report 1998, Ginebra. 1999.

6.4.5 PROTOCOLO DE KYOTO

La Convención Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas, establece, como su objetivo, el estabilizar las concentraciones de gases de efecto de invernadero en la atmósfera a un nivel que prevenga interferencia antropogénica peligrosa para el sistema climático del planeta. Para esto, quienes lo firman (entre ellos México) se comprometen a implementar programas que contengan medidas para mitigar el cambio climático, como lo son la eficiencia energética y el aprovechamiento de energías renovables.

El Protocolo de Kyoto establece los compromisos que parten de la Convención. De esta manera, en la Convención se establecen un conjunto de países con compromiso (Hasta el 2 de Febrero del 2005 correspondía a 141 países) de reducir, en 5% y entre 2008 y 2012, sus emisiones de gases de efecto de invernadero respecto de sus niveles de 1990. Para cumplir estas metas, el protocolo permite que estos países contabilicen para sí las reducciones de emisiones de otros países y para esto establece el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Este mecanismo posibilita a que los países con compromisos lleven a cabo medidas de reducción de emisiones o de captura de gases de efecto de invernadero en países que, como México, no tiene un compromiso cuantitativo en el Protocolo. Actualmente, México ocupa el lugar 14 de países contaminantes, y contribuye aproximadamente con el 1-2 % de las emisiones contaminantes totales. Lo anterior posibilita, que los países con altos costos de reducción (35 países industrializados y de la Unión Europea) identifiquen y paguen los costos incrementales de proyectos realizados en países sin compromiso cuantitativo y a menor costo por unidad de emisión evitada. Dicho de otra manera, el mecanismo sirve para crear un mercado de proyectos que lleva recursos a donde éstos se necesitan. Para México, a raíz de la entrada en vigor del protocolo de Kyoto³² (16 de febrero del 2005), este mecanismo representa la oportunidad de aprovechar el financiamiento de países desarrollados para impulsar el uso de energías alternativas.

Para funcionar, el mecanismo es supervisado por un mesa ejecutiva (Executive Board) y requiere de un conjunto de entidades operacionales (designadas por la Conferencia de las Partes que opera el Convenio Marco) que certifican las reducciones (reales, medibles y con beneficios de largo plazo) de gases de efecto de invernadero que resultan de cada proyecto dentro del mecanismo.

Para que las reducciones de emisiones puedan ser consideradas, los proyectos deben cumplir con un aspecto que es clave en la lógica de la operación del protocolo: la adicionalidad. En este sentido, el artículo 12 del documento completo del protocolo de Kyoto, nos dice que las reducciones en emisiones a ser contabilizadas son aquellas que “son adicionales a cualquiera que ocurriría en ausencia de la actividad del proyecto certificado”; condición que se cumple para el caso del proyecto de cogeneración de la comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro.

³² Tras varios años de espera, la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto fue posible con la integración del gobierno ruso, el cual entregó el instrumento de ratificación al secretario general de las Naciones Unidas, Kofi Annan, durante la reunión que el Consejo de Seguridad de la ONU celebraba en Nairobi. Ese día comenzaron a contarse los 90 reglamentarios para que comience a actuar este mecanismo, al haber sido ratificado por países que emitan más del 55 por ciento de los gases contaminantes, según los índices establecidos en 1990. La industria rusa, responsable del 17.4% de las emisiones de gases tóxicos del planeta, permitió de forma automática la acción del protocolo, en un esfuerzo mundial por detener paulatina las emisiones de los gases contaminantes que destruyen la capa de ozono y provocan el efecto invernadero.

6.5 LA CAPTURA DE CARBONO EN LA COMUNIDAD INDÍGENA DE NSJP

El Instituto de Investigaciones Forestales y de Ecología Urbana de Holanda, en 1990 desarrollo el modelo de fijación de carbono CO₂FIX para determinar la cantidad de carbón total que puede ser capturado por una plantación en particular. Basado en este modelo José A. Benjamín Ordóñez Díaz estimo la captura de carbono en el bosque de la comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro tomando como base al género *Pinus*.

En la tabla 6-7 se muestra la captura potencial de carbono en toda el área de estudio. Se aprecia el contenido e incremento de carbono en la biomasa, en el suelo, en los productos (Muebles y madera procesada), así como la suma de estos tres almacenes, que representa el carbono total del bosque en Nuevo San Juan Parangaricutiro.

A continuación se describen los principales resultados obtenidos de los cálculos realizados por el modelo CO₂Fix:

Años	Biomasa (tC)	Suelo (tC)	Productos (tC)	Total (tC)
10	35,915	141,143	0	177,060
20	139,095	301,067	2,269	442,432
25	208,697	379,700	5,398	593,795
30	278,300	458,333	8,526	745,158
40	455,578	616,083	19,187	1,090,848
50	663,797	776,274	33,991	1,474,062
60	661,945	810,477	168,751	1,641,173
70	661,187	815,754	255,128	1,732,069
80	660,653	819,242	311,838	1,791,733
90	660,220	821,633	349,525	1,831,378
100	659,848	823,357	374,879	1,858,084
150	659,848	828,127	421,780	1,909,755
200	659,848	831,206	430,390	1,921,444
250	659,848	833,762	432,227	1,925,837

Tabla 6-7: Captura potencial de carbono en el bosque natural de NSJP
(Captura de carbón en un bosque templado: el caso de San Juan Nuevo, Michoacán)

Resultados:

- 1) Se aprecia que hacia los 80 años la captura de carbono en biomasa y suelo comienza a estabilizarse, mientras que el carbono en productos alcanza esta estabilidad a los 100 años, debido a que el tiempo de producción y descomposición de los productos es diferente al ciclo natural del carbono en el ecosistema forestal. El contenido de carbono en suelo a partir del año 60 comienza a estabilizarse y se incrementa ligeramente respecto al tiempo. La captura total de carbono crece de forma constante entre los 50 y 100 años y comienza a estabilizarse a partir de esta última edad.
- 2) El potencial de captura total de carbono estimado para el bosque natural de la comunidad indígena fue de 593,795 tC a los 25 años (vida útil del proyecto de cogeneración), en una superficie de 8,870 ha de *Pinus*.

Puede verse que el potencial de captura de carbón que realiza el bosque de la comunidad a los 25 años, es superior a la cantidad de carbón emitida por la combustión de la biomasa en el periodo de vida del proyecto de cogeneración (352,927 ton C).

6.6 MERCADO DE EMISIONES EN EL SECTOR GENERADOR DE ELECTRICIDAD

Los mercados de emisiones en centrales de generación de electricidad adoptan dos formas para la negociación de canje entre empresas del ramo, estas formas son: comercio de crédito o comercio de permisos.

El comercio de crédito permite que las reducciones queden certificadas como créditos comercializables. Solo serán certificables aquellas reducciones por encima de los requisitos legales específicos.

El comercio de permisos, por otro lado, define un tope determinado y las emisiones que se autorizan bajo este tope se distribuyen después entre los interesados. Los programas denominados "acid rain programme", "regional clean air incentives market", "cap and trade" y "el anexo" son comercios de emisiones de este tipo; siendo cap and trade aplicable a la industria de generación eléctrica.

En general el comercio de permisos ha obtenido mejores resultados que el de créditos en el ámbito mundial, ya que estos últimos fueron más inefectivos desde el punto de vista medioambiental y originaron costes de transacción mayores.

Los bonos de carbono: incentivo adicional para los proyectos de cogeneración

En México la SENER y SEMARNAT coordinan el Mecanismo de Desarrollo Limpio, programa en el cual se establecen las reglas del mercado de emisiones de gases de efecto invernadero.

En un proyecto de cogeneración, además de los beneficios inherentes al desarrollo del proyecto, consistente fundamentalmente en la disponibilidad de energías térmica y eléctrica para las instalaciones, éste podrá obtener un ingreso adicional por la venta de "bonos de carbono" en los mercados internacionales, correspondientes a la reducción de emisiones de CO₂ (o equivalentes) con la aplicación de esta tecnología de autoabastecimiento energético.

En México actualmente cada tonelada evitada de dióxido de carbono o su equivalente en otros gases, como metano y monóxido de carbono, se cotiza entre 3 y 5 dólares; o bien, para proyectos de generación de electricidad en promedio 30 pesos por cada MWh.

Considerando que el proyecto tendrá una generación anual de electricidad de 16,960 MWh durante 25 años; se esperaría un beneficio adicional por la venta de bonos de carbono del orden de 12.72 millones de pesos, esto correspondería al 46% de la inversión inicial de la instalación.

CONCLUSIONES

Con el estudio de viabilidad ambiental se ha demostrado que el principal efecto de la cogeneración hacia el medio ambiente es la emisión de gases de combustión hacia la atmósfera. Conforme a la NOM-085-ECOL-1994, para la caldera del proyecto de cogeneración (43,450 MJ/h), no existen inconvenientes en la combustión de la biomasa (y en su caso combustóleo), siempre y cuando, el contenido de partículas no sea superior a 450 mg/m³, el dióxido de azufre y el dióxido de nitrógeno no excedan las 2,200 ppm y las 375 ppm, respectivamente; y el exceso de aire empleado en la combustión no sobrepase el 40%. Esto implica que los combustibles biomásicos no presentan mayor nivel potencial de contaminación respecto a otros combustibles, sobre todo si se mantiene un adecuado control de la combustión y se utilizan los medios aptos para la regulación de las emisiones.

CONCLUSIONES

La comunidad indígena de Nuevo San Juan Parangaricutiro genera un volumen promedio anual de 96,701 m³ en biomasa forestal que actualmente no se aprovecha en su totalidad, sino por el contrario, con los métodos actuales de disposición final, se pone en riesgo de incendio al bosque, patrimonio de la comunidad indígena. Como una solución a esta problemática, se evaluó la viabilidad de aprovechar estos residuos forestales para obtener dos tipos de energía útiles en el aserradero, siendo estas, energía térmica y energía eléctrica.

El estudio de viabilidad de cogeneración del presente trabajo se integró desde una perspectiva técnica, económica, legal y ambiental. Los análisis realizados para demostrar la viabilidad técnica de este proyecto incluyeron información de la operación del aserradero durante el 2003; la información contemplo el registro de los consumos y demandas de vapor, los costos de generación del vapor, los consumos y demandas de energía eléctrica, el costo de la energía eléctrica, y las tasas de generación en biomasa.

La estructuración de las áreas actuales del aserradero permiten definir dos procesos en los cuales se tienen necesidades de energía térmica, siendo estos, resinas y estufas de secado.

Para el año en estudio, la carga térmica máxima instalada fue de 4,216 kWt; sin embargo la demanda media fue de 1,717.5 kWt. Tomando en cuenta que el 49 % de la producción total de vapor se efectúa en resinas, y que el 51 % restante se efectúa en el área de estufas de secado; se calculo que producir vapor en las calderas de combustión de madera de forma separada a un proceso de cogeneración cuesta \$91.70 /ton. Para la producción global de vapor en el 2003 (19,250 ton/año), se estimo que se gastaron 1,765,225 pesos en el año para satisfacer las demandas de vapor.

Se encontró que los centros de consumo de energía eléctrica en el aserradero están distribuidos en tres áreas: industria, secundarios y resinas. Los requerimientos en potencia máxima instalada son de 1,225.2 kW; sin embargo, la demanda media durante el año de estudio fue de 115 kW, con el pico máximo en el mes de Enero, siendo este de 430 kW.

En el 2003, el aserradero gasto por concepto de electricidad la cantidad de 843,619 pesos por concepto de 868,789 kWh; esto es, la tarifa eléctrica media pagada durante el año de estudio fue de \$0.971/kWh. Sería de esperar que para el 2005 y años posteriores, se supere la cifra por arriba del millón de pesos anuales por concepto de energía eléctrica debido a los incrementos de precios.

Después de un estudio minucioso sobre la generación en biomasa, se determino que la planta de cogeneración puede aprovechar la totalidad de los residuos forestales generados en las distintas áreas donde ésta es procesada, siendo estos del orden de 96,701 m³/año; con lo cual se eliminan los problemas actuales de disposición final.

La relación energía térmica/ eléctrica de la planta es de 2 kW térmicos por cada kW eléctrico, por lo que la turbina de vapor es una opción viable para el esquema de cogeneración seleccionado; en este escenario, además de la turbina de extracción y condensación, se requiere de un generador de vapor, un generador eléctrico, un condensador, una bomba de agua de alimentación y una bomba de condensados, así como de un sistema de agua de enfriamiento.

Aunque la planta de cogeneración puede funcionar bajo tres situaciones energéticas (operación con requerimientos en sistemas auxiliares de generación de calor útil, operación con importación de electricidad, u operación con exportación de electricidad), se optó por el último caso debido a que con este se obtiene un beneficio adicional por la venta de energía excedente.

Después de la evaluación técnica de 48 escenarios distintos se encontró que:

- La capacidad de generación térmica debe ser de 4,216 kWt; y no es aceptable una capacidad inferior debido a que no se cumplirá la demanda térmica que los procesos demandan. Tampoco es aceptable que la capacidad sea muy superior a esta, debido a que se tendrían desperdicios de energía térmica que implican bajas eficiencias de cogeneración.
- La biomasa generada por el aserradero y por el bosque de la comunidad indígena (96,701 m³/año) sólo alcanza a satisfacer las capacidades de 1.5 y 2 MW para las alternativas de autogeneración y cogeneración con turbina de vapor de extracción y condensación, respectivamente.
- Tomando en cuenta que la carga eléctrica instalada actual es de 1,225 kW; y que si en un futuro se llegará a tener planes de expansión la capacidad de 1.5 MW estaría limitada, por lo que es mejor optar por una capacidad de generación eléctrica de 2 MW en lugar de 1.5 MW. Tampoco se recomienda elegir capacidades mayores a 2 MW porque bajo estas alternativas se requiere el suministro de combustóleo.
- En todos los esquemas evaluados, las eficiencias más bajas corresponden a la cogeneración con turbina de vapor a contrapresión, seguida se encuentra la autogeneración y la más alta eficiencia se obtiene en la cogeneración con turbina de extracción y condensación.
- Un esquema de cogeneración con una turbina de extracción y condensación, que emplee una alimentación de vapor en la turbina de 28.2 bar con 400 °C resulta ser la mejor alternativa de generación térmica y eléctrica. Con este esquema la eficiencia global del ciclo es del 40%; con suministros energéticos en biomasa del 100%; sin embargo, esta alternativa no tiene la posibilidad de incrementar la producción de vapor.

Con el esquema de cogeneración seleccionado se tendrá una eficiencia térmica del 76% y eléctrica del 20.5%; en tanto que un sistema a base de biomasa que produzca por separado ambos energéticos presenta una eficiencia térmica del 67% y eléctrica del 17.5%. Esto implica ahorros en energía primaria del 14.2%. Se podría mejorar el ahorro en energía primaria, y por lo tanto la eficiencia global de la planta, si se aprovechan los gases procedentes de la combustión para el secado de los residuos de madera.

En el análisis de viabilidad económica se investigó a través de distintos proveedores, que los costos de inversión del sistema instalado son del orden de US\$ 2,624,182 esto es de US\$ 1,237.8/kW; en tanto que los costos operativos y de mantenimiento para la planta de cogeneración seleccionada se han calculado en US\$ 0.01397/kWh.

Para una capacidad de respaldo por falla y mantenimiento de 120 kWe, el costo estimado que se tendría que pagar por este servicio sería de \$0.0386/kWh, y para el servicio de porteo de 2,000 kWe el costo sería de \$0.0265/kWh.

Del análisis financiero realizado para cuatro escenarios distintos, correspondientes a dos tasas de interés (8% y 10%) con dos destinos de la electricidad excedente (CFE e industrias, o bien, CFE y el municipio); se ha determinado que cuando la energía excedente se vende a CFE e industrias, la mejor alternativa resulta ser cuando se tiene una tasa de interés al 8%, bajo este esquema, se debe solicitar el préstamo a 6 años, y el costo de generación de electricidad llega a ser de \$0.472/kWh; así también, cuando los excedentes de energía eléctrica se venden a CFE y al municipio, la mejor alternativa resulta ser cuando se tiene una tasa de interés al 8%, bajo este esquema, se debe solicitar el préstamo a 3 años, y el costo de generación de electricidad llega a ser de \$0.463/kWh

Cuando la tasa de interés es del 10%, el periodo del préstamo se mantiene en 3 años para el caso de disponer la energía excedente a CFE y al municipio; sin embargo, cuando el destino de la energía excedente es a CFE e industrias, el periodo del préstamo aumenta de 6 a 7 años. En estos casos, los costos de generación eléctrica son de \$0.465/kWh y \$0.481/kWh, respectivamente. En cualquiera de los casos, se requiere de encontrar clientes para la venta de excedentes.

Conforme a las facturas eléctricas del 2003, el aserradero pago en promedio \$0.971 cada kWh. Haciendo un comparativo de la tarifa kWh que se tiene que pagar por la electricidad cogenerada respecto a la que se pagó con CFE; se observa que en lugar de gastar una cantidad aproximada de \$843,619/año por concepto de 868,788 kWh/año con CFE, se gastarían alrededor de \$402,250 a \$417,888 por año, cuando estos sean producidos en la planta de cogeneración. Esto implica ahorros económicos por concepto de electricidad del orden del 50.4% al 52.3%. Adicionales a estos beneficios, la planta de cogeneración produciría el vapor a un costo más bajo (\$43.7/ton) respecto al que se logra con un sistema separado (\$91.7/ton). Esto implica ahorros económicos del 52 %.

La conveniencia de realizar la inversión que implica este proyecto de cogeneración queda demostrada después de realizar un análisis de rentabilidad, de esta forma se espera que el periodo de recuperación de la inversión sea de 1.5 a 4.2 años, el valor presente neto de \$62,215,329 a \$199,320,750, el valor anual equivalente de \$6,854,142/año a \$18,672,124/año, la tasa interna de retorno de 23.8% a 37.6 %, y la relación beneficio costo de 1.98 a 4.33.

Del análisis de viabilidad legal se investigó que conforme a los términos que señala la ley del servicio público de energía eléctrica y su reglamento, el proyecto cumple con las expectativas de incluirse tanto en la modalidad de cogeneración como la de autoabastecimiento; es decir, con ambas modalidades se esta permitido obtener tanto energía térmica como eléctrica, y vender los excedentes de energía eléctrica en su caso.

Dado que legalmente se tienen más ventajas cuando los permisos son de cogeneración en lugar de autogeneración, se recomienda optar por esta opción en el trámite para la obtención de los permisos. Las ventajas principales de la cogeneración respecto al autoabastecimiento son los menores costos de los permisos de generación (en el orden del 28% aproximadamente), así como la obtención de descuentos arancelarios importantes por la importación de tecnología.

Se estima que con objeto de cumplir con todos los trámites establecidos por el actual marco legal, se tendrán que efectuar como mínimo 25 procedimientos, que en promedio significan 614 días hábiles de trámites, con un costo aproximado de 90 mil pesos.

En el estudio de viabilidad ambiental se determinó que el principal efecto de la cogeneración hacia el medio ambiente es la emisión de gases de combustión hacia la atmósfera. Conforme a la NOM-085-ECOL-1994, para la caldera del proyecto de cogeneración (43,450 MJ/h), no existen inconvenientes en la combustión de la biomasa y el combustóleo, siempre y cuando, el contenido de partículas no sea superior a 450 mg/m³, el bióxido de azufre y el bióxido de nitrógeno no excedan las 2,200 ppm y las 375 ppm, respectivamente; y el exceso de aire empleado en la combustión no sobrepase el 40%. Esto implica que los combustibles biomásicos no presentan mayor nivel potencial de contaminación respecto a otros combustibles, sobre todo si se mantiene un adecuado control de la combustión y se utilizan los medios aptos para la regulación de las emisiones.

Considerando que el proyecto tendrá una generación anual de electricidad de 16,960 MWh durante 25 años; se esperaría un beneficio adicional por la venta de bonos de carbono del orden de 12.72 millones de pesos, esto correspondería al 46% de la inversión inicial de la instalación.

BIBLIOGRAFÍA

Libros y revistas

1. Agencia canadiense para el desarrollo internacional. "Los bosques tropicales y los cambios climáticos". Dirección general de políticas en Québec. Canadá, Marzo de 2000.
2. Antonio Valero Capilla y Miguel Ángel Lozano Serrano. "Termoeconomía". España, Julio de 1994.
3. Arturo F. Monedero de la Vega. "Esquemas de cogeneración". México, 1992. 5 p.
4. Centro de investigaciones energéticas, medioambientales y tecnológicas. "Biomasa". Ministerio de ciencia y tecnología. España, Octubre de 2001.
5. CONAPO. "Escenario base de emisiones de CO₂ 2002-2030". México, Noviembre de 2002.
6. Consejo civil mexicano para la silvicultura sostenible. "Resumen público de la certificación del manejo forestal de la comunidad indígena Nuevo San Juan Parangaricutiro, Michoacán. México, 2002. 5-9 p.
7. Coss Bu. "Análisis y evaluación de proyectos de inversión". Limusa. México, 1996. 375 p.
8. Conae. "La cogeneración en México y expectativas internacionales". IDEA. México, 2000.
9. Conae. "Potencial nacional de cogeneración 1995". México, 1996. 19 p.
10. Eduardo Beaumont Roveda. "Autoproducción de electricidad a partir de residuos de madera y leña en la república Argentina". Subdirección de productos madereros y energía, y dirección de productos forestales. Argentina, Setiembre de 1994.
11. El despertador S.A de C.V. "Energía hoy". Año 1, No.5. Septiembre 2004.
12. Gabriel Baca Urbina. "Fundamentos de ingeniería económica". McGraw Hill. México, 1994. 277 p.
13. Gabriel León de los Santos. "Estudio de la viabilidad de la cogeneración industrial en México". Reporte de tesis, Sección de ingeniería energética, DEPEFI-UNAM. México, 2003.
14. Gaceta UNAM, número 3,788. México DF. 28 de Febrero del 2005. 8 p.
15. Gustavo Vargas y Julieta Leo. "Calentamiento global de la tierra, un ejercicio econométrico". Rev. Momento económico. No. 125. México, Enero de 2003. 30-38 p.
16. Instituto de Ingeniería de la UNAM. Support for a Climate Change National Plan for México. México, 1997.
17. Instituto para la diversificación y ahorro de la energía, the austrian energy agency, y the swedish biomass association. "Calefacción en grandes edificios con biomasa, aspectos técnicos básicos". España, Septiembre de 2002. 25-34 p.
18. Jaime A. Moragues y Alfredo T. Rapallini. "Energía de la biomasa". España, 2002. 18-21 p.
19. José A. Benjamín Ordóñez Díaz. "Captura de carbono en un bosque templado: el caso de San Juan Nuevo, Michoacán". Unidad de participación social, enlace y comunicación. México, Mayo de 1999. 43-56 p.
20. J. Jason West, Patricia Osnaya, Israel Laguna, Julia Martínez y Adrián Fernández. "Co-control of Urban Air Pollutants and Greenhouse Gases in Mexico City". Instituto Nacional de Ecología. México, Febrero de 2003.
21. José L. López Cano. "Métodos e hipótesis científicos". Trillas. México, 1997. 107 p.
22. José María Roqueta. "Mecanismos para el fomento de la cogeneración en la unión europea". AESA. España, Septiembre 2002.
23. José María Roqueta y Virginia Guinda. "La cogeneración como sistema de eficiencia energética". Eficiencia energética y cogeneración. Ref. COG0307PO. España, Julio de 2003. 1-18 p.
24. Joseph A. Orlando. "Cogeneration plamer's hadbook". Prentice Hall. EE.UU. Mayo 1991. 139 p.
25. LARSON E. "Technology for electricity and fuels from biomass". Rev. Energy Environ. 1993.
26. May R. "Climate Change". Departamento de industria y comercio del Reino Unido. Londres, 1997.
27. Malcolm, JR y Markham A. "Global Warming and Terrestrial Biodiversity Decline". WWF, 2000.
28. Pearce, F. "Weather Warning, New Scientist." .1999. 36-39 p.
29. Miguel G. Breceda-Lapeyre. "Inversión privada en el sector eléctrico de México (selección de tecnología y energéticos)". Comisión para la cooperación ambiental de América del Norte, programa de medio ambiente, economía y comercio. México, Noviembre 2002.

30. Morgan Stanley. "Consideraciones sobre las alternativas de financiamiento del sector eléctrico en México". Primer foro de la industria eléctrica, fuentes de energía e investigación. México, Octubre de 1995.
31. Odon de Buen R. "Sobre la urgencia de líneas base de México para los mecanismos del protocolo de Kyoto", México DF, 2004.
32. Omar Masera y Claudia Sheinbaum. "Mitigación de emisiones de carbono y prioridades de desarrollo nacional. Instituto de Ecología e Instituto de Ingeniería, UNAM. México, 2000.
33. Oficina meteorológica del Reino Unido. "Climate change and its impacts". The Met Office/DETR. Bracknell, 1999.
34. Parry, M. "Climate Change and World Agriculture, Earthscan". Londres, 1990.
35. Red Cross/Red Crescent. "World Disasters Report 1998". International Federation of Red Cross and Red Crescent Societies. Ginebra, 1999.
36. Rogelio Ruiz Esparza Gutiérrez. "Diseño de sistemas de cogeneración". México, 1992. 33 p.
37. R. Zanzi. "Biomasa torrada como sustituto de la madera". Chile, 2001.
38. Scott A. Spiewak. "Cogeneration & small power production manual". Prentice Hall. EE.UU., 1991. 295 p.
39. S. David Hu. "Cogeneration". Prentice may. EE.UU., 1985.
40. Standard biomass service. "Plantas termoeléctricas bioblock para combustión de biomásas". Rev. Energética. España, Abril 2004. 47-48 p.

Sitios de internet genéricos

41. <http://www.bun-ca.org>
42. <http://www.cfe.gob.mx>
43. <http://www.cogeneración.org>
44. <http://www.cogeneration.org>
45. <http://www.cogeneration.mx>
46. <http://www.cogenspain.org>
47. <http://www.conae.gob.mx>
48. <http://www.cre.gob.mx>
49. <http://www.cna.gob.mx>
50. <http://www.conae.gob.mx>
51. <http://www.eei.org>
52. <http://www.foeeurope.org>
53. <http://www.gepower.com>
54. <http://www.iea.org>
55. <http://www.ieee.org>
56. <http://www.inegi.gob.mx>
57. <http://www.ipcc.ch>
58. <http://www.omel.es>
59. <http://www.sat.gob.mx>
60. <http://www.scogeneracion.com>
61. <http://www.semarnat.gob.mx>
62. <http://www.uig.org>

Sitios de internet específicos

63. <http://148.233.168.204/regiones/nuevo-san-juan/generalidades.shtml>
64. http://www.aerna.org/Documentos_trabajo/mercadoemisionpdf.26-01.04.pdf
65. <http://www.economia.gob.mx/?P=704>
66. <http://www.eere.energy.gov/biomass>
67. <http://www.electrica.frba.utn.edu.ar/alum/q/catedras/transm/genconv.html>
68. <http://www.energia.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=154>

69. <http://www.energy.nfesc.navy.mil/docs/pnl/cogenera.doc>
70. <http://www.energy.rochester.edu/cogen/>
71. <http://www.epa.gov/globalwarming/impacts/forests/index.html>
72. <http://www.eren.doe.gov/consumerinfo/refbriefs/ea6.html>
73. <http://www.eren.doe.gov/der/chp/>
74. http://www.bhkw-infozentrum.de/index_next.html
75. http://www.bun-ca.org/focer_tecs_ener_renovable.shtml
76. <http://www.bun-ca.org/publicaciones/BIOMASA.pdf>
77. <http://www.cddhcu.gob.mx/sia/polint/dpi39>
78. <http://www.cfe.gob.mx/www2/QueEsCFE/informacion/Generacion>
79. <http://www.cna.gob.mx/portal/publica/doctos/formatos/avisos.pdf>
80. <http://www.cna.gob.mx/portal/publica/doctos/formatos/solictud.pdf>
81. <http://www.conae.gob.mx/cogeneracion/cogeneracion.html>
82. <http://www.conae.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=25>
83. http://www.conae.gob.mx/work/secciones/2422/cronicajulio2003_6.htm
84. <http://www.conae.gob.mx/work/secciones/443/imagenes/induccioncog.doc>
85. <http://www.conae.gob.mx/work/secciones/765/preciosdecombustibles.html>
86. <http://www.comunidadindigena.com/produccion.html>
87. <http://www.cre.gob.mx/boletines/matrices.html>
88. <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/cont-inter.pdf>
89. <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/cont-inter.pdf>
90. <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/cont-inter.pdf>
91. <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/cont-adhes.pdf>
92. <http://www.cre.gob.mx/marco/elec/dgrs002.pdf>
93. <http://www.cre.gob.mx/permisionarios/perelec.html>
94. <http://www.cre.gob.mx/estadisticas>
95. <http://www.cru.uea.ac.uk/tiempo/floor0/briefing/hanoi/ecv.htm#abstracts>
96. <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Ecosolar/Ecosolar02/HTML/Articulo03.htm>
97. http://www.df.gob.mx/tramites/pdf/Construcciones_y_Obras_1.pdf
98. http://www.df.gob.mx/tramites/pdf/Construcciones_y_Obras_2.pdf
99. http://www.df.gob.mx/tramites/pdf/Construcciones_y_Obras_4.pdf
100. <http://www.fao.org/docrep/t0269s/T0269S10.htm>
101. <http://www.fao.org/docrep/T2363s/t2363s0g.htm>
102. http://www.fao.org/documents/show_cdr.asp?url_file=/docrep/T2363s/t2363s00.htm
103. http://www.fao.org/documents/show_cdr.asp?url_file=/docrep/T2363s/t2363s0j.htm
104. <http://www.infoenergia.com/cgi-bin/energia.cgi?action=single&id=28614&pag=3>
105. <http://www.infoenergia.com/cgi-bin/energia.cgi?action=single&id=28394&pag=4>
106. <http://www.infoenergia.com/cgi-bin/energia.cgi?action=single&id=28429&pag=4>
107. <http://www.latin-focus.com/spanish/countries/mexico/mexcpi.htm>
108. <http://www.nafin.com/portalfnf/?action=content§ionID=2&catID=87&subcatID=88>
109. <http://www.nemw.org/uschpa/resources.htm>
110. <http://www.PatagoniCO2.com.ar>
111. <http://www.sat.semarnat.gob.mx/dgoeia/impacto/guias.html>
112. <http://www.semarnat.gob.mx/dgmic/tramites/requisitos/aviso2002.shtml>
113. <http://www.semarnat.gob.mx/slp/gestion/aire2.shtml>
114. <http://www.sre.gob.mx/juridicos/doctos/sa-1.doc>
115. <http://www.tierramerica.org/2005/0212/index.shtml>
116. <http://www.uach.cl/procarbono/tesis03.htm>
117. <http://www.weathervane.rff.org/research/ccbrf9.html>
118. <http://www.wri.org/wri/ffi/climate/index.html>

ÍNDICE DE TABLAS Y FIGURAS

	Página
CAPÍTULO 1: COGENERACIÓN Y BIOMASA	
Figura 1-1: Cogeneración contra sistema convencional a base de gas natural	6
Tabla 1-1: Ventajas y desventajas de la cogeneración con turbinas de vapor	7
Tabla 1-2: Ventajas y desventajas de la cogeneración con turbinas de gas	8
Tabla 1-3: Ventajas y desventajas de la cogeneración con un ciclo combinado	8
Tabla 1-4: Ventajas y desventajas de la cogeneración con motores alternativos	9
Figura 1-2: Esquemas de cogeneración	9
Figura 1-3: Capacidad efectiva de generación de electricidad en México (2004)	10
Figura 1-4: Capacidad de generación eléctrica del sector privado autorizada (2005)	11
Figura 1-5: Inversión del sector privado en capacidad de generación de electricidad (2005)	11
Figura 1-6: Origen de la capacidad instalada por parte de los PIE's y exportadores	12
Tabla 1-5: Capacidad autorizada por tecnología de generación y tipo de energético (2005)	13
Figura 1-7: Por ciento en capacidad por tecnología de generación de electricidad (2005)	13
Tabla 1-6: Inversión y capacidad de generación para el sector privado (2002)	14
Tabla 1-7: Fuente de los residuos de madera	15
Tabla 1-8: Distribución de un árbol corriente para madera de aserrío	15
Tabla 1-9: Contenido energético de la biomasa residual y otros combustibles	16
Figura 1-8: Efecto del contenido de humedad de los residuos de madera en la eficiencia	17
Tabla 1-10: Tamaño, humedad y contenido de cenizas con los residuos de madera	18
Tabla 1-11: Sistemas de generación de energía eléctrica con biomasa	18
Figura 1-9: Almacenamiento de aserrín a cielo abierto	20
Figura 1-10: Sistemas de almacenamiento cubierto	21
Figura 1-11: Esquema de una planta para la combustión de residuos de madera	24
Tabla 1-12: Experiencias en el ámbito mundial sobre cogeneración con biomasa	27
CAPÍTULO 2: LA COMUNIDAD INDÍGENA DE NSJP	
Figura 2-1: Ubicación de Nuevo San Juan Parangaricutiro	29
Tabla 2-1: Uso del suelo en la comunidad indígena de Nuevo San Juan, Michoacán	29
Figura 2-2: La empresa comunal	31
Figura 2-3: Abastecimiento de madera	32
Figura 2-4: Aserradero principal	32
Figura 2-5: Maquinaria de astilladora	32
Figura 2-6: Taller de secundarios	32
Figura 2-7: Madera estufada	32
Figura 2-8: Fabrica de muebles	33
Figura 2-9: Planta destiladora de resinas	33
Tabla 2-2: Principales productos manufacturados (2003)	34
Tabla 2-3: Generación de biomasa en el aserradero (2003)	35
Figura 2-10: Generación anual de biomasa en el aserradero y en el bosque (2003)	36
Tabla 2-4: Consumos mensuales de aserrín y leña en estufas de secado durante el 2003	36
Tabla 2-5: Consumos mensuales de aserrín y leña en resinas en el 2003	37
Figura 2-11: Consumos de aserrín y leña para producción de vapor en el año 2003	37
Figura 2-12: Costos en \$/mes en estufas de secado y resinas por insumos de biomasa	38
Tabla 2-6: Especificaciones de diseño y reales en las calderas de resinas y polímeros	39
Tabla 2-7: Especificaciones de diseño y reales en las calderas de estufas de secado	39

Tabla 2-8: Producción de vapor en estufas de secado y en resinas (2003)	40
Figura 2-13: Demanda térmica máxima y real en el aserradero (2003)	40
Tabla 2-9: Precio del vapor en resinas y polímeros (2005)	41
Tabla 2-10: Precio del vapor en estufas de secado (2005)	42
Tabla 2-11: Carga eléctrica instalada en kVA (2003)	43
Figura 2-11: Potencia reactiva eléctrica instalada en el 2003, en kVA	43
Tabla 2-12: Potencia activa eléctrica instalada, en HP y kW (2003)	44
Figura 2-14: Potencia activa eléctrica en kW (2003)	44
Tabla 2-13: Demandas y consumos de energía eléctrica para la sección industria, 2003	45
Figura 2-15: Demanda eléctrica mensual en industria durante el 2003	45
Figura 2-16: Consumo eléctrico mensual en industria durante el 2003	46
Tabla 2-14: Demandas y consumos de energía eléctrica para la sección secundarios	46
Figura 2-17: Demanda eléctrica máxima mensual en secundarios (2003)	47
Figura 2-18: Consumo eléctrico mensual en secundarios (2003)	47
Tabla 2-15: Demandas y consumos de energía eléctrica para la sección de resinas	48
Figura 2-19: Demanda eléctrica máxima mensual en resinas y polímeros (2003)	48
Figura 2-20: Consumo eléctrico mensual en resinas y polímeros (2003)	49
Tabla 2-16: Tarifas de energía eléctrica durante el 2003, en \$/kWh	49
Tabla 2-17: Costos totales por concepto de electricidad en el 2003	50

CAPÍTULO 3: ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA

Tabla 3-1: Precio de los combustibles fósiles, 1999-2004	51
Figura 3-1: Mapa energético del aserradero (2003)	52
Tabla 3-2: Tecnología más apropiado dependiendo de la razón térmica/ eléctrica	54
Figura 3-2: Eficiencia de combustión de la biomasa	55
Tabla 3-3: Condiciones de presión y temperatura a la entrada de la turbina	55
Figura 3-3: Cogeneración con turbina de vapor a contrapresión	56
Figura 3-4: Cogeneración con turbina de vapor de extracción condensación	56
Figura 3-5: Autogeneración de energía eléctrica con turbina de vapor a contrapresión	56
Tabla 3-4: Requerimientos en biomasa para las diferentes capacidades de planta bajo el esquema de cogeneración con turbina de extracción y condensación	57
Tabla 3-5: Resultados de las alternativas evaluadas para una capacidad de 2 MW empleando la biomasa generada en el aserradero y en el bosque	59
Figura 3-6: Proceso de cogeneración seleccionado	61
Tabla 3-6: Descripción de los flujos de la figura 3-6	61
Tabla 3-7: Composición química de combustibles líquidos y sólidos Mexicanos	65
Tabla 3-8: Poderes fumígenos húmedos de los combustibles	65
Tabla 3-9: Dependencia del poder fumígeno húmedo con el exceso de aire	66
Tabla 3-10: Requerimientos de biomasa en función del exceso de aire y la temperatura	66
Tabla 3-11: Porcentaje de pérdida de energía en función del exceso de aire y la temperatura	67
Tabla 3-12: Propiedades termodinámicas del proceso de cogeneración seleccionado	68
Tabla 3-13: Cogeneración contra un sistema separado a base de biomasa	69

	Página
CAPÍTULO 4: ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA	
Tabla 4-1: Cotización de la caldera, Diciembre 2004	71
Tabla 4-2: Cotización de la turbina de vapor, Enero 2005	71
Tabla 4-3: Cotización de equipos auxiliares, Enero 2005	72
Tabla 4-4: Estimación de los costos operativos esperados en la planta de cogeneración	72
Figura 4-1: Variación en el precio de los combustibles en función del tiempo, 1999-2004	73
Tabla 4-5: Tarifas de respaldo para falla y mantenimiento, Octubre 2002, CFE	74
Tabla 4-6: Precio del vapor generado por la planta de cogeneración, 2005	76
Tabla 4-7: Análisis financiero con una tasa de interés del 8%	78
Tabla 4-8: Análisis financiero con una tasa de interés del 10%	79
Tabla 4-9: Beneficios económicos de la cogeneración con biomasa, 2003	80
Tabla 4-10: Análisis de rentabilidad	82
Tabla 4-11: Análisis y asignación de riesgos en el proyecto de cogeneración	86
CAPÍTULO 5: ESTUDIO DE VIABILIDAD LEGAL	
Tabla 7-1: Guía de gestiones para implantar un sistema de cogeneración	92
CAPÍTULO 6: ESTUDIO DE VIABILIDAD AMBIENTAL	
Tabla 6-1: Índices de emisión de NO, CO ₂ , H ₂ O y SO ₂ para los combustibles	107
Tabla 6-2: Composición de los gases de combustión de la leña de pino	108
Tabla 6-3: Composición de los gases de combustión de la leña y el aserrín de pino	108
Tabla 6-4: Límites máximos permitidos por la NOM-085-ECOL-1994	110
Tabla 6-5: Límites de referencia a tomar en la combinación de combustibles fósiles	110
Tabla 6-6: Características de los principales gases de invernadero	111
Figura 6-1: Principales fuentes y sumideros de carbono	111
Figura 6-2: Cambio climático global	112
Tabla 6-7: Captura potencial de carbono en el bosque natural de NSJP	115

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Equivalencia de unidades, 100 kJ/m ³ bar	P _v	Precio unitario del vapor, \$/ton
A _e	Anualidad equivalente	Q/E	Relación calor/ energía eléctrica
C	Porcentaje de carbón en el combustible	Q _{ac}	Calor transferido al agua de enfriamiento, kJ/h
C _{as}	Costo del agua suavizada, \$/ton	Q _p	Calor cedido a los procesos del aserradero, kJ/h
C _b	Costo energético de la biomasa, \$/GJ	Q _s	Calor suministrado en la caldera, kJ/h
CC	Caballos caldera	Q _{sb}	Energía suministrada por la biomasa, kJ/h
C _p agua	Calor específico del agua, kJ/kg °C	Q _{sc}	Energía suministrada por el combustóleo, kJ/h
C _p aire	Calor específico del aire, kJ/Nm ³ °C	S	Porcentaje de azufre en el combustible
C _p gases	Calor específico gases de combustión, kJ/Nm ³ °C	S _i	Entropía en el punto i, kJ/kg K
dT _a	Diferencial de temperatura del aire respecto a las condiciones normales, °C	T _b	Temperatura potencial de la combustión de la biomasa, °C
E	Porcentaje de agua en el combustible	T _e	Temperatura del agua de enfriamiento, °C
F	Valor de rescate	TIR	Tasa interna de retorno
F _j	Flujo de caja en el periodo j	TREMA	Tasa de recuperación mínima atractiva
H	Porcentaje de hidrógeno en el combustible	T _s	Temperatura de salida del agua de enfriamiento, °C
H _{iS}	Entalpía en el punto i a entropía constante, kJ/kg	T _v	Temperatura de condensación, °C
H _i	Entalpía en el punto i, kJ/kg	UE	Unidades de energía
H _o	Entalpía de referencia, kJ/kg	UEe	Unidades de energía eléctrica
i	Tasa de interés	V _A	Volumen de aire estequiométrico, Nm ³ /kg
M _{at}	Flujo total aire estequiométrico, Nm ³ /h	VAE	Valor anual equivalente
M _b	Flujo de biomasa, kg/h	V _i	Volumen específico de la corriente, m ³ /kg
M _{gb}	Gases de combustión de la biomasa, Nm ³ /h	VFH _b	Poder fumígeno de la biomasa, Nm ³ /kg
M _{gt}	Flujo total de gases de combustión, Nm ³ /h	VFH _i	Poder fumígeno del combustible i, Nm ³ /kg
M _i	Flujo másico en el punto i, kg/h	VPN	Valor presente neto
N	Porcentaje de nitrógeno en el combustible	VPNB	Valor presente neto de los beneficios
n	Número de periodos, años	VPNC	Valor presente neto de los costos
n _{global}	Eficiencia global	W _t	Trabajo de la turbina, kJ/h
n _b	Eficiencia de la bomba	ΔT _a	Diferencial de temperatura del agua de enfriamiento, °C
n _{cb}	Eficiencia de combustión de la biomasa	ΔT _g	Diferencia de temperatura de gases, °C
n _g	Eficiencia generador de vapor		
n _t	Eficiencia de la turbina		
O	Porcentaje de oxígeno en el combustible		
P _i	Presión de la corriente i, bar		
PCI _i	Poder calorífico inferior del combustible i		
PCI _b	Poder calorífico inferior de la biomasa		
PR	Periodo de recuperación		

ANEXOS

A. ESCENARIOS DEL PODER CALORÍFICO DE LOS RESIDUOS DE MADERA

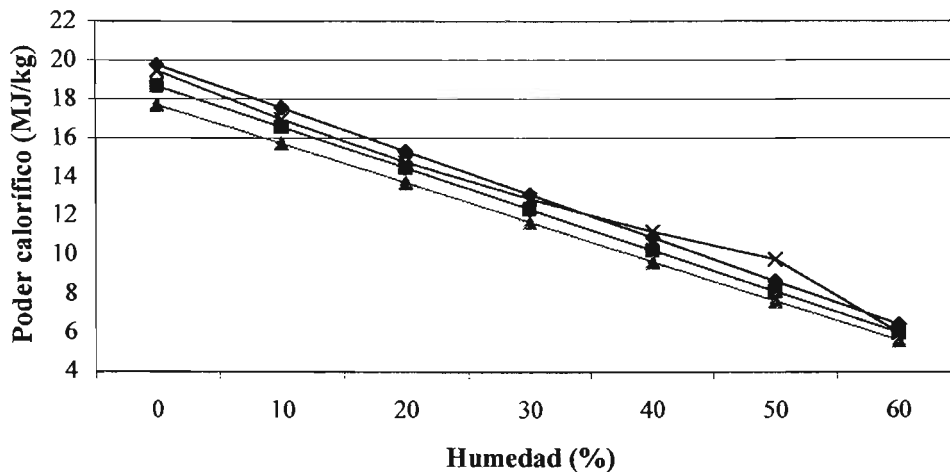
El valor calorífico del combustible puede ser bastante sustancial en la madera, a continuación se muestran tres escenarios del poder calorífico (bajo, alto y medio); así como el escenario real para la madera de pino, el cual corresponde a los poderes caloríficos empleados durante el desarrollo de este proyecto.

Humedad [%]	PCI Alto [MJ/kg]	PCI Medio [MJ/kg]	PCI Bajo [MJ/kg]	PCI Real [MJ/kg]
0	19.80	18.70	17.70	19.46
10	17.50	16.60	15.70	16.95
20	15.30	14.40	13.70	14.76
30	13.10	12.30	11.70	12.86
40	10.90	10.20	9.70	11.20
50	8.70	8.10	7.60	9.76
60	6.40	6.00	5.60	6.00

Graficando los resultados anteriores:

Escenarios del poder calorífico de la madera de pino

—◆— Escenario alto —■— Escenario medio —▲— Escenario bajo —×— Escenario real



De mediciones aleatorias efectuadas en la leña y el aserrín de la comunidad indígena en temporada sin lluvias, se determinó que la humedad media del aserrín es del 12.7%, mientras que la de la leña es de 31.6%. Estos rangos en humedad sugieren que se tendrá un poder calorífico en el combustible oscilante entre 16.95 MJ/kg y 12.86 MJ/kg. Los cálculos efectuados se realizaron con un poder calorífico medio de 14.76 MJ/kg.

B. CONSUMO DE ELECTRICIDAD MUNICIPAL EN MICHOACÁN 2003

Los consumos de electricidad municipal para el estado de Michoacán son de 21.65 MW en promedio 24 horas o de 30.25 en alumbrado a 12 horas. Municipios cercanos a Nuevo San Juan que requieren cantidades importantes de energía eléctrica son la ciudad de Uruapan, Patzcuaro y Morelia.

MUNICIPIO	CONSUMO MWh, 2003			EQUIVALENTE EN MW	
	ALUMBRADO PÚBLICO	BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS	TOTAL	PROMEDIO 24 HORAS	DEMANDA DE ALUMBRADO 12 HORAS
TOTAL	132,598	57,227	189,825	21.655	30.253
G053 MORELIA	24,479	5,403	29,882	3.409	5.585
G108 ZAMORA	4,729	5,351	10,080	1.150	1.079
G102 URUAPAN	8,194	1,221	9,416	1.074	1.870
G052 LAZARO CARDENAS	7,788	1,398	9,187	1.048	1.777
G069 LA PIEDAD	3,096	2,176	5,272	0.601	0.706
G112 ZITACUARO	4,449	350	4,799	0.548	1.015
G006 APATZINGAN	3,217	1,257	4,474	0.510	0.734
G071 PURUANDIRO	2,069	2,177	4,246	0.484	0.472
G066 PATZCUARO	3,281	803	4,084	0.466	0.748
G088 TARIMBARO	1,716	1,966	3,681	0.420	0.391
G076 SAHUAYO	1,773	1,302	3,075	0.351	0.405
G034 HIDALGO	2,633	362	2,995	0.342	0.601
G110 ZINAPECUARIO	2,084	883	2,967	0.338	0.475
G107 ZACAPU	2,067	855	2,922	0.333	0.471
G045 JIQUILPAN	1,855	1,012	2,867	0.327	0.423
G016 COENEO	1,521	1,203	2,724	0.311	0.347
G085 TANGANCICUARIO	1,179	1,268	2,448	0.279	0.269
G104 VILLAMAR	1,210	1,185	2,395	0.273	0.276
G012 BUENAVISTA	1,566	648	2,214	0.253	0.357
G043 JACONA	1,599	551	2,150	0.245	0.365
G067 PENJAMILLO	864	1,131	1,995	0.228	0.197
G020 CUITZEO	1,051	700	1,751	0.200	0.240
G055 MUGICA	1,097	597	1,693	0.193	0.250
G075 REYES, LOS	1,617	67	1,684	0.192	0.369
G042 IXTLAN	858	821	1,679	0.192	0.196
G079 SALVADOR ESCALANTE	1,418	236	1,655	0.189	0.324
G113 JOSE SIXTO VERDUZCO	749	902	1,651	0.188	0.171
G030 ECUANDUREO	866	770	1,636	0.187	0.198
G036 HUANDACAREO	569	1,049	1,618	0.185	0.130
G106 YURECUARO	1,059	508	1,567	0.179	0.242
G086 TANHUATO	809	681	1,490	0.170	0.184
G062 PAJACUARAN	747	720	1,467	0.167	0.170
G003 ALVARO OBREGON	738	704	1,442	0.164	0.168
G044 JIMENEZ	874	482	1,356	0.155	0.199
G035 LA HUACANA	1,008	336	1,345	0.153	0.230

Fuente: Departamento de estadística y resultados de la CFE.

MUNICIPIO	CONSUMO MWh, 2003			EQUIVALENTE EN MW	
	ALUMBRADO PÚBLICO	BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS	TOTAL	PROMEDIO 24 HORAS	DEMANDA DE ALUMBRADO 12 HORAS
TOTAL	132,598	57,227	189,825	21.655	30.253
G082 TACAMBARO	1,314	25	1,338	0.153	0.300
G009 ARIO DE ROSALES	1,241	75	1,317	0.150	0.283
G028 CHURINTZIO	694	584	1,278	0.146	0.158
G065 PARACHO	882	377	1,260	0.144	0.201
G089 TEPALCATEPEC	1,028	217	1,245	0.142	0.235
G040 INDAPARAPEO	766	473	1,239	0.141	0.175
G025 CHILCHOTA	921	289	1,209	0.138	0.210
G063 PANINDICUARO	705	497	1,202	0.137	0.161
G094 TLAZAZALCA	540	654	1,194	0.136	0.123
G100 TZINTZUNTZAN	709	472	1,181	0.135	0.162
G064 PARACUARO	727	452	1,179	0.134	0.166
G073 QUIROGA	582	593	1,175	0.134	0.133
G060 NUMARAN	433	738	1,171	0.134	0.099
G095 TOCUMBO	897	244	1,140	0.130	0.205
G002 AGUILILLA	918	212	1,130	0.129	0.209
G023 CHAVINDA	441	688	1,129	0.129	0.101
G019 COTIJA	827	298	1,125	0.128	0.189
G022 CHARO	665	449	1,114	0.127	0.152
G097 TURICATO	995	94	1,088	0.124	0.227
G037 HUANIQUEO	508	575	1,084	0.124	0.116
G083 TANCITARO	896	160	1,056	0.120	0.204
G014 COAHUAYANA	766	256	1,023	0.117	0.175
G105 VISTA HERMOSA	436	578	1,014	0.116	0.100
G084 TANGAMANDAPIO	785	151	937	0.107	0.179
G029 CHURUMUCO	465	462	927	0.106	0.106
G070 PUREPERO	814	87	900	0.103	0.186
G054 MORELOS	352	522	874	0.100	0.080
G015 COALCOMAN	361	499	860	0.098	0.082
G098 TUXPAN	595	264	859	0.098	0.136
G091 TINGUINDIN	664	180	844	0.096	0.151
G010 ARTEAGA	812	20	832	0.095	0.185
G050 MARAVATIO	201	622	823	0.094	0.046
G013 CARACUARO	300	506	805	0.092	0.068
G072 QUERENDARO	728	55	782	0.089	0.166
G051 MARCOS CASTELLANOS	553	225	778	0.089	0.126

Fuente: Departamento de estadística y resultados de la CFE.

MUNICIPIO	CONSUMO MWh, 2003			EQUIVALENTE EN MW	
	ALUMBRADO PÚBLICO	BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS	TOTAL	PROMEDIO 24 HORAS	DEMANDA DE ALUMBRADO 12 HORAS
TOTAL	132,598	57,227	189,825	21.655	30.253
G004 ANGAMACUTIRO	482	268	750	0.086	0.110
G008 AQUILA	671	61	732	0.084	0.153
G103 VENUSTIANO CARRANZA	510	187	697	0.080	0.116
G033 GABRIEL ZAMORA	662	20	683	0.078	0.151
G039 HUIRAMBA	335	333	668	0.076	0.076
G056 NAHUATZEN	570	97	668	0.076	0.130
G109 ZINAPARO	497	149	646	0.074	0.113
G068 PERIBAN	598	45	643	0.073	0.136
G032 ERONGARICUARO	417	179	596	0.068	0.095
G111 ZIRACUARETIRO	554	38	592	0.068	0.126
G027 CHUCANDIRO	313	240	554	0.063	0.071
G047 JUNGAPEO	384	169	553	0.063	0.088
G061 OCAMPO	317	235	552	0.063	0.072
G096 TUMBISCATIO	394	158	552	0.063	0.090
G018 COPANDARO DE GALEANA	261	288	548	0.063	0.059
G090 TINGAMBATO	420	115	536	0.061	0.096
G048 LAGUNILLAS	306	192	499	0.057	0.070
G041 IRIMBO	415	35	450	0.051	0.095
G001 ACUITZIO	412	20	432	0.049	0.094
G021 CHARAPAN	336	95	431	0.049	0.077
G081 SUSUPUATO	415	13	428	0.049	0.095
G074 COJUMATLAN DE REGULES	208	218	426	0.049	0.047
G058 NUEVO SAN JUAN	355	63	418	0.048	0.081
G099 TUZANTLA	330	86	416	0.047	0.075
G087 TARETAN	387	0	387	0.044	0.088
G057 NOCUPETARO	305	78	383	0.044	0.069
G046 JUAREZ	343	30	373	0.043	0.078
G024 CHERAN	353	11	364	0.042	0.080
G101 TZITZIO	350	6	355	0.041	0.080
G059 NUEVO URECHO	346	0	346	0.040	0.079
G026 CHINICUILA	278	18	296	0.034	0.063
G049 MADERO	273	0	273	0.031	0.062
G005 ANGANGUEO	272	0	272	0.031	0.062
G007 APORO	117	68	185	0.021	0.027
G080 SENGUIO	43	39	83	0.009	0.010
G092 TIQUICHEO	17	0	17	0.002	0.004

Fuente: Departamento de estadística y resultados de la CFE.

C. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS SOBRE A COTIZACIÓN

▪ GENERADOR ELÉCTRICO

Tipo: Generador sincrónico trifásico, tipo industrial, sistema de excitación BRUSHLESS, con regulador electrónico de tensión, carcasa de chapas de acero, eje de acero ABNT 1040/45, aislamiento clase "F" (155°C), bidireccional, conforme prescripciones de las normas ABNT, IEC y VDE.

Maquina accionadora: Turbina

Modelo: SPW 560

Potencia: 2,650 KVA

Número de polos: 4 (1,800 rpm)

Corriente: 3,650 A

Rotación (sincrónica): 1,800 rpm

Tensión nominal: 0.44 kV

Frecuencia nominal: 60hz.

Factor de potencia: 0.8

Construcción: Horizontal

Eficiencia: 92%

▪ TURBINA DE VAPOR

Tipo: Turbina de múltiple etapa de condensación, marca TGM, modelo TMCE 3,000 bi-partida horizontalmente, con 03 válvulas automáticas independientes de regulación de vapor de admisión, integradas en la parte superior de la caja de la turbina y válvula de cierre rápido accionada por 03 servo-motores hidráulico.

Potencia en los bornes del generador: 2,120 kW

Presión del vapor de entrada: 28.2 bar

Temperatura del vapor de entrada: 400 °C

Caudal de vapor de entrada: 14,700 kg/h

Presión del vapor de extracción: 10.5 bar (abs)

Caudal de vapor de extracción: 5,000 kg/h

Presión del vapor de condensación: 0.1 bar (abs)

Caudal de vapor de condensación: 9,700 kg/h

Eficiencia de extracción: 73%

Rotación turbina: 6,500 rpm

Rotación de salida del eje de baja rotación: 1,800 rpm

▪ CONDENSADOR

Tipo: Coraza y tubos horizontales

Material casco / tubos: Acero carbono / Acero carbono

Presión de proyecto / prueba: 2.0 / 3.0 kg/cm²

Fluido casco / tubos: Vapor / Agua

Caudal de agua necesaria (máxima): 360 m³/h

Temperatura media de entrada de agua enfriamiento: 25 °C

Temperatura máxima entrada de agua enfriamiento: 30 °C

Temperatura de salida del agua (aproximada): 40 °C

Perdida de presión vapor / agua: 0.01 / 0.8 bar

Presión del agua de enfriamiento: 3.5 bar

Presión de vapor: 0.1 bar

Número de pasos casco / tubos: 1 / 2

▪ CALDERA ACUOTUBULAR

Tipo: Caldera 1,000 hp, modelo CF-1,000-TA

Flujo de vapor: 15,649 kg/hr de vapor saturado

Combustible: Pino trozado con humedad promedio del 40%

Presión de diseño: 40 kg/cm²

Caldera modelo: CF-1000-TA

Superficie total de transferencia: 8,600 pies²

Configuración de sección acuotubular: Tipo "A"

Volumen del horno de quemado: 802 pies³

Ancho del horno interior: 4.03 m

Largo del horno interior: 6.10 m

Diámetro de domo superior: 1.02 m

Diámetro domos inferiores (2): 0.51 m

Altura total de caldera (piso a boquilla de vapor): 5.50 m

Tubos de sección acuotubular: ASTM-178-A 2" D. E. Cal.9

Peso estimado de caldera: 70 toneladas

Sistema de alimentación de aire: Por debajo de las parrillas el aire se suministrara por medio de un ventilador de aire forzado montado directamente en la parte inferior de la caldera. Se prevén excesos de aire máximos del 40% con flujos de 21,190 pies³/min (6" de columna de agua)

Cama de las parrillas:

Ancho del total de las parillas: 1.00 m

Largo total de las parrillas: 1.00 m

Área total de las parrillas: 1.00 mt²

Velocidad máxima de quemado: 7,897 lbs/hr

Numero aproximado de parrillas: 9 piezas

Eficiencia: 78% a 79% (máx.)

▪ BOMBA DE CONDENSADOS

Tipo: Centrifuga vertical tipo barril accionada por motor eléctrico

Material de construcción: Acero inoxidable serie en línea a 50 Hz

Caudal: Hasta 15 m³/h.

Presión de servicio: 2.0 bar

Temperaturas de trabajo: 15 °C a 110 °C

Fabricadas en AISI 304 y 316 L

▪ BOMBA DE AGUA DE ALIMENTACIÓN

Tipo: Centrifugas horizontal, tipo barril accionadas por un motor eléctrico de velocidad constante.

Material de construcción: Acero inoxidable serie en línea a 50 Hz

Caudal: Hasta 18 m³/h.

Presión de servicio: 28.2 bar

Temperaturas de trabajo: 15 °C a 110 °C

Fabricadas en AISI 304 y 316 L