



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS ENERGÉTICO A UNA PLANTA DE BIOCOMBUSTIBLES

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

RODRIGO IGNACIO PÉREZ TOBAR

PROFESOR GUÍA:
CRISTIÁN HERMANSEN R.

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
OSCAR MOYA A.
GUILLERMO JIMÉNEZ E.

SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2008

“ANÁLISIS ENERGÉTICO A UNA PLANTA DE BIOCOMBUSTIBLES”

La crisis del petróleo en la década del 70, el problema ambiental causado por el calentamiento global en los 90 y el desabastecimiento energético en Chile a partir del año 2004, propulsaron la búsqueda de combustibles sustitutos a los fósiles, convirtiéndose los biocombustibles en uno de los potenciales reemplazantes.

Se define biorrefinería como un proceso productivo de biocombustibles capaz de maximizar el uso de la materia prima a través de la integración de sistemas de cogeneración eléctrica que utilizan biomasa como combustible. Esta biomasa se obtiene del mismo proceso de producción de biocombustibles.

La factibilidad técnica de una biorrefinería productora de bioetanol en base a maíz se aborda a partir de su producción anual. Se reconoce que las principales variables de entrada para la producción del bioetanol son el flujo horario de maíz, la potencia eléctrica demandada, la tasa de energía calórica requerida y el flujo horario de biomasa como combustible para el sistema de cogeneración integrado a la planta de bioetanol.

La factibilidad económica considera la operación de la biorrefinería conectada al SIC por un período de 4 meses, en los cuales efectúa inyecciones o retiros de energía eléctrica dependiendo del esquema propuesto, el cual se basa principalmente en el sistema de cogeneración integrado al proceso productivo y el tipo de biomasa usada como combustible.

Dentro de los ingresos más relevantes se identifican la venta de bioetanol, de energía eléctrica al sistema y de co productos del proceso. El pago por potencia firme no influye en el resultado general. Entre los costos más importantes se identifican el costo del maíz, producción de electricidad y vapor y el costo fijo de la planta de bioetanol. El costo fijo del sistema de cogeneración y los costos extras para producción de bioetanol influyen en menor medida.

El presente trabajo concluye que la biorrefinería propuesta es un proceso productivo que posee factibilidad técnica y económica. Sin embargo, los supuestos asumidos ignoran una serie de costos que encarecerían la producción de bioetanol en base a maíz. Entre estos cabe mencionar los peajes por concepto de inyección de energía eléctrica en sistemas de subtransmisión (para el caso particular en estudio), costos de conexión al sistema eléctrico, evaluación económica en períodos más largos de tiempo, costos específicos variables, el efecto de las detenciones de la planta por falla o mantención, entre otros.

La revisión de la legislación respecto a biocombustibles en distintos países del continente muestra que en Chile se han emitido leyes que reconocen la existencia de los biocombustibles como fuente energética. Además existe un tratamiento tributario y las especificaciones técnicas que se aplicarán a los biocombustibles. Sin embargo, se considera que estos elementos son aún insuficientes. Todos los países analizados (con excepción de Chile) ya han emitido leyes y sus respectivos reglamentos, los cuáles tienen un fuerte enfoque para la integración de los biocombustibles.

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi familia por todo el esfuerzo realizado en estos largos años de colegio y universidad. Solo ellos saben lo difícil que ha sido este proceso. A la Universidad de Chile por seguir siendo un referente nacional y a la Facultad de Ingeniería por su conocimiento y actividades que lleva a cabo, con el objetivo de no sólo formar hombres de ciencia y tecnócratas, sino que también ciudadanos librepensadores.

Además quiero agradecer el apoyo y paciencia del profesor Cristian Hermansen y su estilo de hacer academia, las recomendaciones del profesor Guillermo Jiménez y al profesor Oscar Moya por ser un clásico del Departamento de Ingeniería Eléctrica.

Finalmente quiero saludar a todos los amigos que conocí en este lugar y a los que me acompañaron desde antes. En el deporte y la música, el estudio, en las alegrías y penas de la vida. Para todos ellos mis agradecimientos y seguro que los veré en más de alguna ocasión.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|-----------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES | 7 |
| ÍNDICE DE TABLAS | 9 |
| CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN | 11 |
| 1.1 MOTIVACIÓN DEL ESTUDIO | 11 |
| 1.1.1 Antecedentes | 11 |
| 1.1.2 Situación energética en Chile | 11 |
| 1.1.3 Bioenergía..... | 12 |
| 1.2 ALCANCE DEL TRABAJO..... | 14 |
| 1.3 OBJETIVOS..... | 14 |
| 1.3.1 Objetivo general..... | 14 |
| 1.3.2 Objetivos específicos..... | 14 |
| 1.4 ESTRUCTURA DEL TRABAJO..... | 15 |
| CAPÍTULO II. CARACTERIZACIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO | 16 |
| 2.1 DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO | 16 |
| 2.1.1 Bioetanol y sus características | 16 |
| 2.1.2 Etapas de producción | 17 |
| 2.1.3 La experiencia brasileña..... | 21 |
| 2.1.4 La experiencia estadounidense | 22 |
| 2.1.5 Bioetanol en el mundo..... | 23 |
| 2.1.6 Aspectos relacionados al desarrollo de la industria..... | 24 |
| 2.2 CICLOS DE PRODUCCIÓN DE CALOR Y ELECTRICIDAD | 28 |
| 2.2.1 Tecnologías de cogeneración..... | 28 |
| 2.2.2 Sistema de cogeneración con turbina a vapor..... | 29 |
| 2.2.3 Antecedentes de cogeneración eléctrica en plantas de bioetanol..... | 32 |
| CAPÍTULO III. ANÁLISIS TÉCNICO DE LA BIORREFINERÍA | 33 |
| 3.1 FUNDAMENTACIÓN..... | 33 |
| 3.2 METODOLOGÍA | 33 |
| 3.3 MODELO DE LA PLANTA DE BIOETANOL..... | 34 |
| 3.3.1 Variables relevantes | 34 |
| 3.4 MODELO DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN..... | 37 |
| 3.4.1 Ciclo 1: Producción de calor..... | 37 |
| 3.4.2 Ciclo 2: Cogeneración eléctrica para requerimientos del proceso | 38 |
| 3.4.3 Ciclo 3: Cogeneración eléctrica para requerimientos del proceso e inyección a la red | 38 |

| | |
|---|-----------|
| 3.4.4 Ecuaciones termodinámicas de los componentes | 39 |
| 3.4.5 Condiciones de operación y parámetros técnicos asumidos | 41 |
| 3.4.6 Definición de parámetros | 42 |
| 3.5 RESULTADOS OBTENIDOS | 44 |
| 3.5.1 Discusión de los resultados | 45 |
| CAPÍTULO IV. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA BIORREFINERÍA | 47 |
| 4.1. MERCADOS ELÉCTRICOS COMPETITIVOS EN CHILE | 47 |
| 4.1.1 Actores relevantes dentro de los mercados competitivos..... | 47 |
| 4.1.2 Modelos de mercados competitivos | 49 |
| 4.1.3 Negocios de los generadores en Chile..... | 50 |
| 4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO APLICADO A LA BIORREFINERÍA | 51 |
| 4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROCESO PRODUCTIVO DE BIOETANOL..... | 51 |
| 4.3.1 Supuestos asumidos para el proceso productivo de bioetanol..... | 51 |
| 4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN | 52 |
| 4.4.1 Punto de conexión al sistema..... | 52 |
| 4.4.2 Esquema de negocio de la central y parámetros económicos..... | 53 |
| 4.4.3 Operación de la central | 53 |
| 4.4.4 Precios marginales del SIC..... | 53 |
| 4.4.5 Punto real de conexión a la red y peajes | 53 |
| 4.4.6 Pago por potencia firme | 54 |
| 4.4.7 Consideraciones respecto a costos | 54 |
| 4.4.8 Resumen de supuestos asumidos..... | 56 |
| 4.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO TOTAL..... | 58 |
| 4.6 DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS | 64 |
| CAPÍTULO V. ASPECTOS LEGALES SOBRE ERNC Y BIOCOMBUSTIBLES..... | 67 |
| 5.1 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES..... | 67 |
| 5.1.1 Ley corta 1 y 2..... | 68 |
| 5.1.2 Decreto Supremo 244 | 69 |
| 5.1.3 Ley 20.257..... | 70 |
| 5.2 BIOCOMBUSTIBLES | 71 |
| 5.2.1 Evolución de la normativa de los biocombustibles en América latina..... | 71 |
| 5.2.2 Evolución de la normativa de los biocombustibles en Chile | 71 |
| 5.2.3 Análisis comparativo entre las leyes de los distintos países..... | 77 |
| 5.2.4 Principios rectores para el desarrollo de biocombustibles | 81 |
| 5.2.5 Modelo de ley básica para la promoción y uso de los biocombustibles | 82 |
| CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES Y DESAFÍOS FUTUROS..... | 84 |

REFERENCIAS 88

ANEXO I. EXPLICACIÓN PLANILLA DE CÁLCULO 91

ANEXO II. CONCEPTOS TERMODINÁMICOS EN CICLOS DE VAPOR..... 94

ANEXO III. RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CAPÍTULO 4 99

ANEXO IV. LEY 20.257 104

ANEXO V. LEGISLACIÓN RESPECTO A BIOCOMBUSTIBLES EN AMÉRICA LATINA 107

Índice de Ilustraciones

| | |
|--|----|
| Ilustración 1. Evolución del balance de energía primaria | 12 |
| Ilustración 2. Etapas en la producción de bioetanol: sacaroides, almidonados y celulósicos | 17 |
| Ilustración 3. Esquema de una planta productora de bioetanol, azúcar y electricidad | 18 |
| Ilustración 4. Diagrama de flujo de la producción de bioetanol de molienda seca | 20 |
| Ilustración 5. Productividad de las tierras en Brasil (por hectárea sembrada de caña al año) | 21 |
| Ilustración 6. Diagrama de flujo ciclo Rankine | 29 |
| Ilustración 7. Ciclo Rankine con turbina contrapresión | 30 |
| Ilustración 8. Ciclo Rankine con turbina CEST | 31 |
| Ilustración 9 . Ciclos asumidos y su interconexión con la red..... | 37 |
| Ilustración 10. Diagrama esquemático ciclo para producción de calor (C1)..... | 37 |
| Ilustración 11. Ciclo Rankine con turbina contrapresión (C2) y turbina con extracción (C3) | 38 |
| Ilustración 12. Red de subtransmisión zona Cachapoal, CGE..... | 52 |
| Ilustración 13. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 1 | 58 |
| Ilustración 14. Costos generados en biorrefinería: Esquema 1 | 58 |
| Ilustración 15. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 2 | 59 |
| Ilustración 16. Costos generados en biorrefinería: Esquema 2..... | 59 |
| Ilustración 17. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 3 | 60 |
| Ilustración 18. Costos generados en biorrefinería: Esquema 3 | 60 |
| Ilustración 19. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 4 | 61 |
| Ilustración 20. Costos generados en biorrefinería: Esquema 4..... | 61 |

| | |
|---|----|
| Ilustración 21. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 5 | 62 |
| Ilustración 22. Costos generados en biorrefinería: Esquema 5 | 62 |
| Ilustración 23. Costo mensual para abastecimiento de vapor y electricidad para esquemas propuestos..... | 63 |
| Ilustración 24. Balance económico total para esquemas propuestos | 64 |
| Ilustración 25. Precios marginales de energía eléctrica en barra de inyección..... | 67 |
| Ilustración 26. Capacidad eléctrica instalada en Chile | 67 |
| Ilustración 27. Hoja de cálculo 1: Planta bioetanol | 91 |
| Ilustración 28. Hoja de cálculo 2: Ciclos 1,2 y 3 alimentados con planta de maíz..... | 92 |
| Ilustración 29. Programas WASP y Steam Calculations | 92 |
| Ilustración 30. Conservación de la energía sobre un volumen de control. | 95 |
| Ilustración 31. Ciclo de vapor en una planta termoeléctrica..... | 97 |
| Ilustración 32. Ciclo Rankine ideal en diagrama T-s..... | 98 |

Índice de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Tecnologías para la conversión de biomasa a formas modernas de energía..... | 13 |
| Tabla 2. Comparación entre bioetanol anhidro y bioetanol hídrico..... | 16 |
| Tabla 3. Propiedades químicas y térmicas del bioetanol anhidro y gasolina..... | 16 |
| Tabla 4. Rendimiento relativo de mezcla bioetanol anhidro - gasolina..... | 17 |
| Tabla 5. Producción de bioetanol en EE. UU. durante los últimos 8 años | 22 |
| Tabla 6. Demanda mínima de bioetanol según estándar estadounidense | 23 |
| Tabla 7. Producción mundial de bioetanol en los últimos 3 años..... | 23 |
| Tabla 8. Mezclas de bioetanol anhidro - gasolina en distintos países | 23 |
| Tabla 9. Reducción esperada por milla viajada en EE. UU..... | 24 |
| Tabla 10. BEN y RE por galón de bioetanol según últimos estudios | 25 |
| Tabla 11. Energía usada y BEN por galón de bioetanol considerando coproductos | 25 |
| Tabla 12. Energía usada y BEN por galón de bioetanol sin considerar coproductos | 25 |
| Tabla 13. Poder calorífico mínimo contenido en distintos combustibles y energías | 26 |
| Tabla 14. Características de costo y comportamiento para distintas tecnologías | 28 |
| Tabla 15. Centrales de cogeneración eléctrica en plantas de bioetanol en EE. UU. | 32 |
| Tabla 16. Información general biorrefinería Barralcool | 32 |
| Tabla 17. Energía requerida por galón de bioetanol anhidro en proceso de molienda seca | 36 |
| Tabla 18 . Condiciones termodinámicas de operación en cada ciclo | 41 |
| Tabla 19. Parámetros técnicos asumidos | 43 |
| Tabla 20. Capacidad operativa de la planta de bioetanol..... | 44 |

| | |
|--|----|
| Tabla 21. Parámetros de desempeño de los ciclos utilizando planta de maíz como combustible | 44 |
| Tabla 22. Parámetros de desempeño de los ciclos utilizando planta de maíz y DDGS como combustible | 44 |
| Tabla 23. Parámetros de desempeño de ciclos similares utilizando planta de maíz como combustible | 45 |
| Tabla 24 . Parámetros asumidos para la instalacion y operacion de una planta de bioetanol | 52 |
| Tabla 25. Tipo cambio asumido para el período de análisis..... | 56 |
| Tabla 26. Costos fijos asumidos para los ciclos de cogeneración analizados..... | 56 |
| Tabla 27. Costos variables asumidos para los ciclos analizados | 57 |
| Tabla 28. Parámetros SIC asumidos para el análisis económico..... | 57 |
| Tabla 29. Avance legislativo respecto a los biocombustibles en América Latina..... | 71 |

Capítulo I. Introducción

1.1 Motivación del estudio

1.1.1 Antecedentes

La crisis mundial de los combustibles fósiles ha impactado fuertemente al sector energético de nuestro país, que ha debido enfrentar en el último tiempo sostenidas alzas en el precio del petróleo. Además, Chile importa el 98% del petróleo crudo que consume [1]. En este contexto, diversificar la matriz energética primaria¹ con la incorporación de biocombustibles se presenta como una alternativa de abastecimiento.

Se han realizado distintos esfuerzos en este sentido. Un grupo de trabajo constituido por el Ministerio de Agricultura, el Ministerio de Transportes, la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y la Comisión Nacional de Energía (CNE), entre otros, entregó en el mes de Mayo del 2007 las primeras especificaciones técnicas y normas de calidad que deben tener los biocombustibles[2]. Simultáneamente, el sector privado ha iniciado estudios de factibilidad técnica y económica para la producción y comercialización de biocombustibles, lo cual demuestra el interés sobre el tema tanto a nivel gubernamental como del sector productivo.

Los biocombustibles se pueden dividir principalmente en bioetanol y biodiesel. El presente estudio se centra en el bioetanol, el cual se produce a partir de distintas materias primas. La producción de bioetanol en Chile en una primera etapa debiese ser a través del uso de maíz, cuya aplicación en el mundo ya se encuentra establecida. La introducción de este esquema crecerá en la medida que se maximice la utilización de la materia prima². En una segunda etapa se espera que la producción sea a partir de material lignocelulósico³, cuya aplicación se encuentra en desarrollo y en la cual Chile podría tener ventajas comparativas respecto a otros países.

1.1.2 Situación energética en Chile

La crisis eléctrica por la que atraviesa el país tiene entre sus motivos la alta dependencia de energéticos primarios⁴. El ingreso de gas natural proveniente de Argentina a partir de 1996 produjo un cambio estructural en el uso de la energía. La ilustración 1 muestra el crecimiento de la importación de energéticos primarios en los últimos años, llegando al 72 % del total consumido en el 2004 [4].

¹ Corresponde al balance de energía primaria para un período dado.

² Grano y de la caña de maíz.

³ Corresponde a cualquier sustancia que contiene celulosa.

⁴ Recursos naturales disponibles en forma directa o indirecta como energía, que no necesitan transformación para su uso.

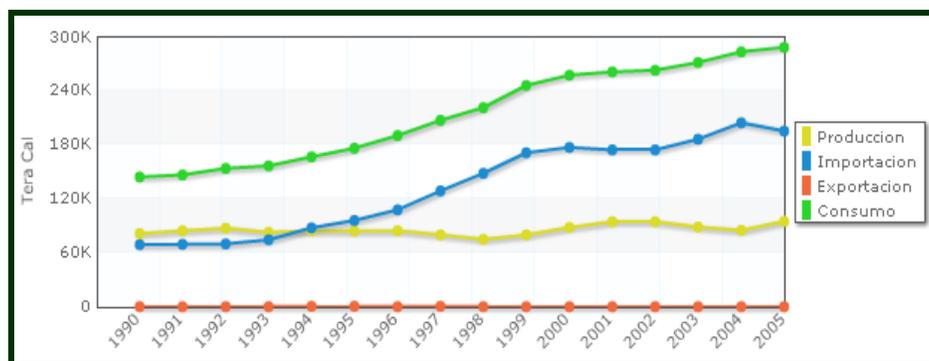


Ilustración 1. Evolución del balance de energía primaria [4]

Sin embargo, el año 2004 el gobierno Argentino promulgó la resolución 265/2004 de la Secretaría de Energía que establece la suspensión de las exportaciones de gas natural a Chile [5]. Estas restricciones se hicieron efectivas a partir de abril del 2004, obligando a usuarios nacionales a reemplazar el gas natural por otros combustibles fósiles. Si se suma a lo anterior la incertidumbre en las hidrologías que afectan a las centrales hidroeléctricas⁵, queda en evidencia la vulnerabilidad del sector eléctrico chileno. Es así como surge el interés por generar electricidad a partir de energías primarias alternativas.

Históricamente, Chile ha contado con una participación importante de energías renovables. Las energías renovables pueden ser convencionales (ERC) y no convencionales (ERNC). Las ERC corresponden a tecnologías de generación de electricidad que utilizan energías primarias renovables y cuyo uso es más común (tal es el caso de las centrales hidroeléctricas). En cambio, las ERNC son aquellas que utilizan energías primarias renovables y que no están presentes de manera importante. Dentro de estas se encuentran las energías eólica⁶, solar⁷, geotérmica⁸ y mareomotriz⁹. Además, existen variados procesos de utilización de energía de la biomasa que pueden ser catalogados como ERNC.

1.1.3 Bioenergía

La bioenergía corresponde a energía proveniente de la biomasa, en la que se incluyen todas las sustancias vegetales producidas por fotosíntesis (leña, residuos vegetales, plantas arbustos), restos y excrementos animales y humanos, papeles y residuos orgánicos, tanto industriales como hogareños. Es, por lo tanto, energía solar conservada en forma química orgánica.

⁵ Es aquella cuya fuente de energía primaria es la energía cinética del agua.

⁶ Es aquella cuya fuente de energía primaria es la energía cinética del viento.

⁷ Es la que se obtiene en forma directa de la radiación solar.

⁸ Aquellas que se obtiene del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.

⁹ Corresponde a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes.

Globalmente, la fotosíntesis almacena energía en la biomasa a una tasa de 10 veces el consumo anual de energía en el mundo¹⁰. Sin embargo, hoy menos del 1,5 % de esta biomasa es usada como energía anualmente, estimada entre 40 y 50 EJ¹¹. La cantidad precisa de bioenergía no está determinada, debido a que la mayoría es usada de manera no comercial en países en vías de desarrollo [3].

El uso de biomasa como combustible se presenta por combustión directa o por conversión de la biomasa a formas modernas de energía.

La combustión directa se utiliza en países subdesarrollados de manera ineficiente, ya que si bien se consume en grandes cantidades, produce un bajo nivel de servicios energéticos. Además produce problemas de contaminación cuando se realizan quemas de los residuos en cultivos o al interior de viviendas pobres para calefacción y cocina.

En los países desarrollados, la mayor parte de la biomasa es convertida en formas modernas de energías (gas, combustibles líquidos o electricidad). Si en los países subdesarrollados el uso de la biomasa fuese modernizado (esto es, si fuese convertida eficientemente a costos competitivos a otro tipo de energéticos), sería posible masificar este tipo de uso. La tabla 1 muestra las tecnologías utilizadas para la conversión de la biomasa a nuevas formas de energía ya establecidas comercialmente.

| Tecnología | Aplicación | Servicios energéticos |
|-------------------|---------------------|---|
| Biogás | Pequeña escala | Electricidad local, Calefacción, Cocina |
| Biocombustibles | Media a gran escala | Transporte Vehicular, Cocina |
| Turbina vapor | Media a gran escala | Electricidad industrial y residencial, Cogeneración |
| Turbina gas | Media a gran escala | Electricidad industrial y residencial, Cogeneración |

Tabla 1. Tecnologías para la conversión de biomasa a formas modernas de energía [3]

¹⁰ Se estiman 220 billones ton. secas producidas anualmente por fotosíntesis. El valor máximo de poder calorífico de una tonelada de biomasa fluctúa entre 15 GJ (residuos agrícolas e industriales) y 20 GJ (residuos madereros). En resumen, cerca de 4500 EJ de energía contiene la biomasa producida anualmente.

¹¹ EJ = 10¹⁸ Joules. 1 EJ = 10⁹ GJ.

1.2 Alcance del trabajo

Este trabajo pretende dar una visión general respecto a los biocombustibles. En particular, introducir el concepto de biorrefinería a un proceso productivo de bioetanol en base a maíz capaz de maximizar el uso de la materia prima a través de la integración de sistemas de cogeneración eléctrica que utilizan biomasa como combustible.

El desarrollo del trabajo se centra en el análisis técnico y económico de distintos sistemas de cogeneración eléctrica integrados al proceso productivo de bioetanol. El combustible a utilizar serán los residuos de biomasa provenientes de la materia prima utilizada en la producción de bioetanol.

Además, se revisarán los avances legales realizados en Chile para la introducción de biocombustibles. Estos serán comparados con lo hecho en otros países de Latinoamérica. Finalmente, se obtendrá un modelo de ley básica.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Obtener la factibilidad técnica y económica del proceso productivo de bioetanol en base a maíz, al cual se encuentra integrado un sistema de cogeneración eléctrica que utiliza biomasa como combustible.

1.3.2 Objetivos específicos

- a. Establecer un modelo simple para el proceso productivo de bioetanol en base a maíz.
- b. Determinar la factibilidad técnica para la integración de un sistema de cogeneración eléctrica apropiado para el proceso productivo de bioetanol en base a maíz, comparando distintas alternativas a través de parámetros de desempeño.
- c. Determinar la rentabilidad económica del esquema propuesto, mediante un modelo de inyección / retiro de energía eléctrica hacia / desde la red dentro del marco regulatorio chileno.
- d. Realizar un análisis comparativo de las legislaciones más relevantes respecto a biocombustibles en América Latina, para así obtener una propuesta de ley básica que permita el desarrollo de la industria en el país.

1.4 Estructura del trabajo

En el capítulo segundo se revisan conceptos asociados al bioetanol y sus características principales, procesos de producción y las claves para el desarrollo de la industria. Posteriormente, se describen las principales características de los sistemas de cogeneración eléctrica y se revisa en detalle el ciclo termodinámico de vapor, dada su aplicabilidad en estos procesos productivos.

En el capítulo tercero, se describe el modelo para la planta de bioetanol en base a maíz y de distintos sistemas de cogeneración eléctrica para abastecer sus requerimientos. Se definen parámetros de desempeño que permitirán evaluar los esquemas propuestos.

En el capítulo cuarto se realiza un análisis económico que permitirá obtener la rentabilidad de los esquemas propuestos para el período de análisis.

En el capítulo quinto se revisan los principales aspectos legales vinculados al desarrollo de la industria en Latinoamérica.

En el capítulo sexto se exponen las conclusiones del trabajo, recomendaciones y desafíos futuros.

Capítulo II. Caracterización del Proceso Productivo

2.1 Descripción del producto

La búsqueda de nuevas fuentes de energía durante los últimos años ha renovado el interés por el uso de combustibles provenientes de la biomasa, denominados biocombustibles. Dentro de estos se encuentran el bioetanol y el biodiesel. A continuación se revisarán conceptos relacionados al bioetanol.

2.1.1 Bioetanol y sus características

El bioetanol es un alcohol tradicional de combustión limpia¹². Sus características físicas le permiten ser presurizado y encendido en motores de combustión para producir trabajo. Se mezcla en diferentes grados con gasolina.

Se producen dos variedades: bioetanol anhidro y bioetanol hídrico. La diferencia entre uno y otro se debe a la cantidad de alcohol puro contenido, el que se obtiene gracias a procesos de deshidratación en los cuales se aplica calor. La tabla 2 muestra sus principales diferencias; la tabla 3 presenta las características comparativas entre el bioetanol anhidro y la gasolina; la tabla 4 muestra el rendimiento relativo de distintas mezclas bioetanol anhidro – gasolina.

| Propiedad | Bioetanol anhidro | Bioetanol hídrico |
|--|----------------------|---------------------|
| Contenido de alcohol puro [%] | 100 | 95 |
| Mezcla con gasolina en motores de combustión | Si | No |
| Cambio en el diseño del motor de combustión | Sobre 25 % de mezcla | Sobre 0 % de mezcla |

Tabla 2. Comparación entre bioetanol anhidro y bioetanol hídrico [3]

| Propiedad | Bioetanol anhidro | Gasolina |
|-------------------------------------|----------------------------------|--|
| Fórmula | C ₂ H ₅ OH | Mezcla de hidrocarburos de C ₄ -C ₁₂ |
| Masa molecular ¹³ | 46,07 | 100-105 |
| C [%] | 52,2 | 85-88 |
| H ₂ [%] | 13,1 | 12-15 |
| O ₂ [%] | 34,7 | 0 |
| Poder calorífico superior [kJ / kg] | 29,79 | 47,25 |
| Poder calorífico inferior [kJ / kg] | 29,03 | 43,99 |

Tabla 3. Propiedades químicas y térmicas del bioetanol anhidro y gasolina [6]

¹² Corresponde a aquellos combustibles que no emiten gases clasificados como de efecto invernadero, teniendo otras emisiones asociadas.

¹³ Unidades de masa atómica correspondiente a la masa de una a molécula de la sustancia (bioetanol anhidro en este caso). La unidad de masa atómica equivale a una duodécima parte de la masa de un átomo de carbono-12.

| Nomenclatura | Combustible | | Rendimiento Relativo [Km./litro] |
|--------------|-----------------------|--------------|----------------------------------|
| | Bioetanol anhidro (%) | Gasolina (%) | (%) |
| E0 | 0 | 100 | 100 |
| E10 | 10 | 90 | 98,3 |
| E20 | 20 | 80 | 96 |
| E30 | 30 | 70 | 93,3 |
| E100 | 100 | 0 | 68 |

Tabla 4. Rendimiento relativo de mezcla bioetanol anhidro - gasolina [6]

2.1.2 Etapas de producción

Básicamente, el bioetanol se puede obtener a través de la fermentación de carbohidratos existentes en productos vegetales.

Los carbohidratos pueden ser simples (glucosa) o más complejos (celulosa). Se distinguen tres procesos de acuerdo a las materias primas utilizadas: sacaroides, almidonados y celulósicos.

La ilustración 2 muestra las distintas etapas de producción de bioetanol a partir de las materias primas mencionadas. En términos generales, se puede decir que mientras más simple sea el carbohidrato, más fácil será la obtención del producto final.

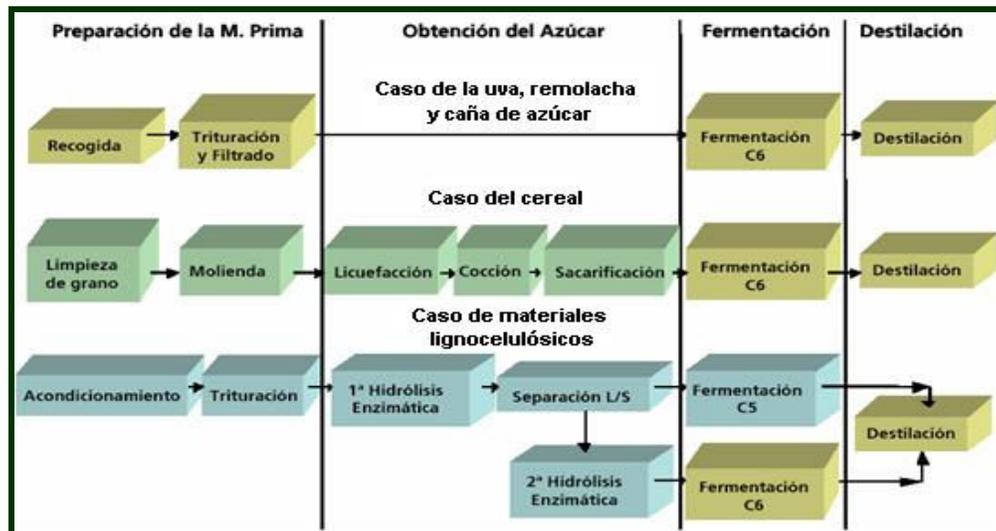


Ilustración 2. Etapas en la producción de bioetanol: sacaroides, almidonados y celulósicos [7]

2.1.2.1 Materiales sacaroides

Dentro de esta categoría se encuentran la uva, remolacha y caña de azúcar. A continuación se enumeran las etapas en la producción de bioetanol, azúcar y electricidad en base a caña de azúcar. La obtención conjunta de estos productos a partir de una materia prima es lo que se conoce como biorrefinería.

2.1.2.2 Materiales almidonados

Dentro de esta categoría se encuentran los cereales (trigo, maíz, cebada) y tubérculos. Para el caso del maíz, se distinguen dos procesos de producción: molienda seca y húmeda. Estos se diferencian principalmente en los métodos de extracción de glucosa y los coproductos obtenidos¹⁴. A continuación se revisa el proceso de molienda seca, ya que la mayoría de las plantas existentes utilizan este proceso y es el que posee mayores perspectivas de aplicación en Chile [9]. La ilustración 4 muestra esquemáticamente este proceso.

I.- Entrega y manejo del maíz

Entrega de la planta a través de camiones o trenes. Almacenamiento del grano para alimentación de la planta de bioetanol.

II.- Etapa de Molino y estanque para mezcla acuosa

Uso de martillos para molienda del grano, formando harina. Mezcla de la harina con agua, creando una pulpa.

III- Liquefacción

La pulpa es contenida en tanques de liquefacción y mezclada con enzimas, las cuales descomponen el almidón en azúcar fermentable.

IV.- Fermentación

Se agrega levadura a la pulpa, reposando por 50 horas para permitir la fermentación. Se obtiene una mezcla que contiene alcohol y partículas sólidas. Se libera CO₂.

V.- Destilación

La mezcla es bombeada a columnas de destilación, las cuales separan el alcohol (bioetanol) del destilado con partículas sólidas.

VI.- Deshidratación del bioetanol

El bioetanol posee un 5 % de agua (bioetanol hídrico). Remoción de las moléculas de agua gracias a mallas moleculares, resultando en alcohol graduado de 200° alcohólicos (bioetanol anhidro).

VII- Retención del bioetanol y desnaturalización

Uso de gasolina para desnaturalizar el bioetanol. Almacenamiento del bioetanol para ser transportado hacia un Terminal para mezclarlo con gasolina.

¹⁴ El proceso por molienda húmeda es más versátil, ya que produce gran variedad de productos (reaccionando mejor a condiciones de mercado). Sin embargo, su costo de producción y operación es más elevado. Dado que el bioetanol es el producto objetivo, su producción es menos costosa a través de molienda seca.

VIII.- Centrifugado y separación del destilado con partículas sólidas

Centrifugado del destilado, obteniendo granos destilados húmedos (WDG) y líquido fino (con 5 % de sólidos).

IX.- Coproductos

Los granos destilados húmedos son enviados a través de secadores, produciendo alimentos ricos en proteínas usados en alimentación para ganado (DDGS¹⁵). También se considera coproducto al CO₂ proveniente de la etapa de fermentación.

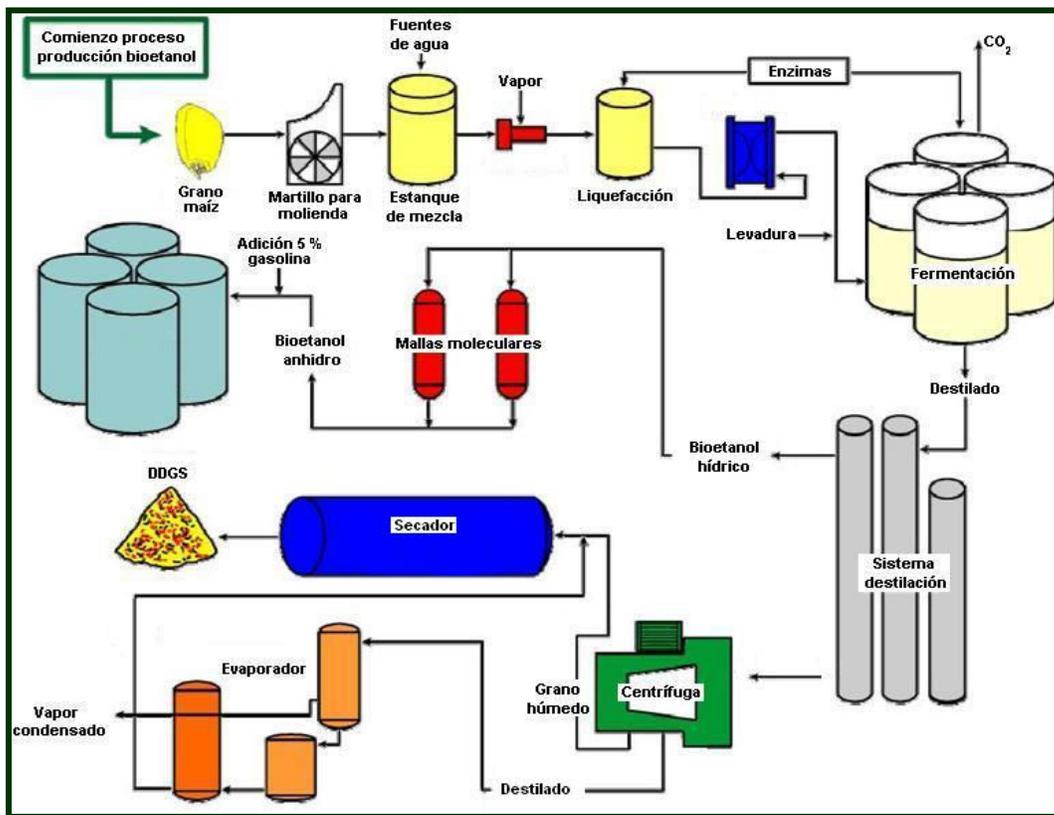


Ilustración 4. Diagrama de flujo de la producción de bioetanol de molienda seca [9]

2.1.2.3 Materiales celulósicos

Dentro de esta categoría se encuentran las sustancias celulósicas (desperdicios forestales, agrícolas, entre otros). La obtención de bioetanol a partir de celulosa es el proceso más complejo porque primero hay que tratar la materia vegetal para que la celulosa pueda ser atacada por las enzimas. Teniendo en cuenta esto, el rendimiento del bioetanol en base a celulosa es el más bajo. Su proceso de producción no será descrito.

¹⁵ Del acrónimo inglés Distilled Dried Grains with Solubles.

2.1.3 La experiencia brasileña

Brasil produjo durante el año 2006 cerca de 4.491 millones de galones de bioetanol a partir de la caña de azúcar [10]. Esto fue logrado gracias al programa nacional Proalcohol en el año 1975, después de la primera crisis mundial del petróleo¹⁶. Los principales objetivos del programa fueron introducir en el mercado la mezcla gasolina / bioetanol anhidro e incentivar el desarrollo de los motores 100 % bioetanol hídrico. La producción de bioetanol creció a una tasa cercana al 25% por año desde 1976 a 1989. Durante los años 90 siguió una baja en los precios de los hidrocarburos, poniendo en duda el programa. Finalmente este sigue en marcha, dado por la búsqueda de energías renovables y políticas de autoabastecimiento [3].

Los costos de la caña brasileña están entre los más bajos del mundo debido a la producción en gran escala del bioetanol, el costo relativo bajo en mano de obra y principalmente a las prácticas de cultivo para maximizar la producción. En otros países, la materia prima más costosa se traduciría en un bioetanol más costoso de producir. La ilustración 5 muestra la evolución de la productividad de tierras en términos de bioetanol anhidro por hectárea sembrada de caña.

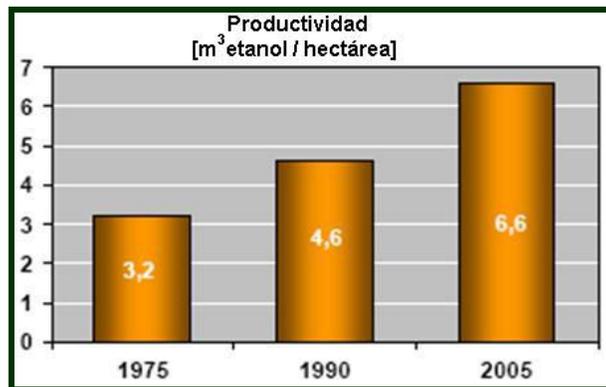


Ilustración 5. Productividad de las tierras en Brasil (por hectárea sembrada de caña al año) [11]

En la actualidad, el bioetanol está presente en el mercado sin ningún tipo de subsidio estatal; el único incentivo vigente es la reducción de impuestos para vehículos que usan bioetanol hídrico. Los precios del bioetanol son libres en toda la cadena de producción y comercialización [11].

La política de producción y uso del bioetanol se rige por el “Consejo Interministerial del Azúcar y del Alcohol” (CIMA), del cual forman parte varios ministerios relacionados con el tema y representantes del sector civil. La regulación del uso del bioetanol está a cargo de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP).

¹⁶ La crisis del petróleo de 1973 comenzó a partir del 17 de octubre de 1973, a raíz de la decisión de los países miembros árabes de la OPEP más Egipto y Siria, anunciando que no exportarían más petróleo a los países que habían apoyado a Israel durante la guerra del Yom Kippur, que enfrentaba a Israel con Siria y Egipto.

2.1.4 La experiencia estadounidense

Estados Unidos produjo durante el año 2006 4.855 millones de galones de bioetanol a partir del maíz, siendo el mayor productor a nivel mundial [10].

En 1978 el congreso aprobó el Acto Nacional de Energía, el cual eximió a las gasolinas mezcladas con 10% de bioetanol en 5.4 centavos de dólar de impuesto. Así, el subsidio efectivo por galón de etanol fue de 54 centavos de dólar por galón. Esta legislación fue promulgada principalmente debido al efecto negativo de la crisis del petróleo de 1973. En 1980, la mitad de los estados de EE. UU. eximieron al bioetanol en una parte de sus impuestos. Esto produjo interés en el desarrollo de la industria, lo que produjo un incremento en la producción. Hoy en día, el bioetanol es subsidiado a un nivel federal de 51 centavos por galón hasta el 2007[9].

Los incentivos federales han sido muy importantes en el crecimiento y desarrollo de la industria del bioetanol. Han permitido desarrollar tecnologías y eficiencias que no hubiesen sido posibles bajo condiciones de mercado. Así, la industria del bioetanol esta hoy disponible para enfrentar por ella misma en un mercado abierto al petróleo con un precio sobre los US \$ 60 por barril [9].

| Año | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Millones de galones | 1.470 | 1.630 | 1.770 | 2.130 | 2.800 | 3.400 | 3.904 | 4.855 |

Tabla 5. Producción de bioetanol en EE. UU. durante los últimos 8 años [10]

El Acto de Seguridad Energética del año 2005 estableció el primer estándar de combustibles renovables de EE. UU.¹⁷ en la ley federal, requiriendo el incremento de los volúmenes de bioetanol y biodiesel a mezclar con los suministros de combustibles entre el 2006 y 2012 [12]. Además, otorgó a la Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. la responsabilidad de implementar y reforzar este estándar, promulgando reglamentos para refinerías, mezcladores, distribuidores e importadores para comprar o vender los volúmenes de bioetanol y biodiesel en el comercio, de acuerdo al programa anual del estándar[13]. En Diciembre del 2007, el presidente G. Bush firmó el Acto de Independencia Energética y Seguridad, que corresponde a una modificación al primer estándar. La tabla 6 muestra la demanda mínima de bioetanol que establece el Acto de Independencia Energética.

¹⁷ Renewable Fuel Standards.

| Año | Demanda [Millones de galones ¹⁸] | Año | Demanda [Millones de galones] |
|------|--|------|-------------------------------|
| 2008 | 9.000 | 2016 | 22.250 |
| 2009 | 11.100 | 2017 | 24.000 |
| 2010 | 12.950 | 2018 | 26.000 |
| 2011 | 13.950 | 2019 | 28.000 |
| 2012 | 15.200 | 2020 | 30.000 |
| 2013 | 16.550 | 2021 | 33.000 |
| 2014 | 18.150 | 2022 | 36.000 |
| 2015 | 20.500 | | |

Tabla 6. Demanda mínima de bioetanol según estándar estadounidense [14]

Hoy, las investigaciones están enfocadas a la factibilidad técnica y económica para la producción comercial de bioetanol usando materiales lignocelulósicos, los cuales tienen baja valoración debido a que no presentan usos alternativos.

2.1.5 Bioetanol en el mundo

El crecimiento de la industria de los biocombustibles ha sido sostenido en los últimos años, debido principalmente al aumento de producción de bioetanol en EE. UU., Brasil y China, que representaron el 77 % de la producción mundial de bioetanol el año 2006. La tabla 7 muestra la producción mundial de bioetanol durante los últimos años.

| Año | 2004 | 2005 | 2006 |
|---------------------|--------|--------|--------|
| Millones de galones | 10.770 | 12.150 | 13.489 |

Tabla 7. Producción mundial de bioetanol en los últimos 3 años [10]

El bioetanol se puede mezclar en distintos porcentajes con gasolina. La tabla 8 muestra las combinaciones comunes en distintos países.

| País / Organización | Bioetanol anhidro en mezcla (%) |
|---------------------|---------------------------------|
| Unión Europea | 5 |
| EE. UU. | 10 |
| Brasil | 22 |
| Suecia (autobuses) | 95 |

Tabla 8. Mezclas de bioetanol anhidro - gasolina en distintos países [7]

¹⁸ 1 galón equivale a 0,0038 m³ en EE. UU.

2.1.6 Aspectos relacionados al desarrollo de la industria

2.1.6.1 Combustión limpia

Los biocombustibles son medioambientalmente favorables, ya que reducen la mayoría de las emisiones contaminantes. En el caso del bioetanol se logra una combustión más completa de la gasolina, gracias a su 35 % mas de contenido en Oxígeno¹⁹.

La tabla 8 muestra los resultados de un estudio [15], en el cual se analiza la reducción²⁰ en uso de petróleo y emisión de gases invernadero al usar distintas mezclas de bioetanol anhidro en base a maíz con gasolina como combustible. El análisis incluye el uso de petróleo, energía y emisiones asociadas con la fabricación de químicos, cultivo de maíz y biomasa, producción de bioetanol anhidro y la combustión para la mezcla bioetanol anhidro - gasolina²¹.

| Mezcla bioetanol anhidro gasolina | Uso Petróleo [%] | Emisiones Invernadero [%] |
|-----------------------------------|------------------|---------------------------|
| E10 | 6 | 2 |
| E85 | 74 – 76 | 24 – 26 |
| E95 | 86 – 88 | 30 – 32 |

Tabla 9. Reducción esperada por milla viajada en EE. UU. [15]

2.1.6.2 Eficiencia energética

Para que el bioetanol contribuya a las necesidades de combustible para el transporte, debe tener un balance energético neto o BEN positivo²². Para evaluarlo, hay que considerar tres variables: cantidad de energía contenida en el producto final, cantidad de energía consumida directamente e indirectamente para producirlo y la calidad del bioetanol que resulta comparado a la calidad de la gasolina refinada. Numerosos estudios concluyen que el radio energético²³ del bioetanol es superior a 1. Distintos autores utilizan diferentes metodologías en las cuales tratan de identificar la mayor cantidad de energéticos que intervienen en el proceso. La siguiente tabla muestra los estudios más relevantes acerca del BEN en la producción de bioetanol en base a maíz y el radio energético (RE) en EE. UU.

¹⁹ Ver tabla 2.

²⁰ Reducciones estimadas al 2005. Refleja uso de bioetanol anhidro producido por molienda húmeda y seca.

²¹ El estudio contempla las distintas mezclas bioetanol gasolina en un automóvil para 5 pasajeros y las reducciones en uso de combustibles y emisiones que se producen por milla viajada.

²² Corresponde a la diferencia entre la energía proveída por un galón de bioetanol y la energía utilizada para producir ese galón de bioetanol. Incluye los coproductos y venta de electricidad al sistema (si es aplicable).

²³ Cuociente entre la energía del producto y la energía necesaria para su producción.

| Fuente y Fecha | Material/proceso | BEN ^{LHV 24} [kJ] | RE [0/1] |
|------------------------|----------------------------------|----------------------------|----------|
| Farrel et al. (2006) | Bioetanol maíz | 17.408 | |
| | Bioetanol celulosa | 88.983 | |
| Kim and Dale (2005) | Bioetanol maíz ²⁵ | 13.779 a 41.253 | |
| Shapouri et al. (2004) | Bioetanol maíz molienda húmeda | 29.256 | 1.57 |
| | Bioetanol maíz molienda seca | 35.024 | 1.77 |
| | Bioetanol maíz ponderado | 32.209 | 1.67 |
| Sheehan et al. (2004) | Bioetanol maíz | 18.548 | 1.27 |
| | Bioetanol tallo y planta maíz | 66.627 | 4.39 |
| Shapouri et al. (2002) | Bioetanol maíz molienda húmeda | 32.273 | 1.30 |
| | Bioetanol maíz molienda seca | 31.468 | 1.37 |
| | Bioetanol maíz ponderado | 23.739 | 1.34 |
| Wang et al. (1999) | Bioetanol maíz molienda húmeda | 28.170 | |
| | Bioetanol maíz molienda seca | 25.743 | |
| | Bioetanol maíz celulosa herbácea | 66.785 | |
| | Bioetanol maíz celulosa madera | 78.496 | |

Tabla 10. BEN y RE por galón de bioetanol según últimos estudios [15 - 29]

Las tablas 11 y 12 muestran los resultados desagregados por etapa de producción de bioetanol en base a maíz para uno de los estudios enumerados²⁶.

| Proceso de Producción | Proceso Molienda | | Energía Usada |
|---------------------------------|------------------|---------------|---------------|
| | Seca | Húmeda | Ponderado |
| Producción de Maíz [kJ/gal] | 13.142 | 12.918 | 13.030 |
| Transporte de Maíz [kJ/gal] | 1.489 | 1.463 | 1.476 |
| Conversión a Etanol [kJ/gal] | 29.329 | 35.348 | 32.270 |
| Distribución de Etanol [kJ/gal] | 1.548 | 1.548 | 1.548 |
| Energía Total usada [kJ/gal] | 45.509 | 52.277 | 48.324 |
| BEN [kJ/gal] | 35.024 | 29.256 | 32.209 |
| Radio Energético [0/1] | 1.77 | 1.57 | 1.67 |

Tabla 11. Energía usada y BEN por galón de bioetanol considerando coproductos [16]

| Proceso de Producción | Proceso Molienda | | Energía Usada |
|---------------------------------|------------------|--------------|---------------|
| | Seca | Húmeda | Ponderado |
| Producción de Maíz [kJ/gal] | 19.914 | 19.572 | 19.743 |
| Transporte de Maíz [kJ/gal] | 2.256 | 2.217 | 2.237 |
| Conversión a Etanol [kJ/gal] | 49.710 | 55.231 | 52.471 |
| Distribución de Etanol [kJ/gal] | 1.569 | 1.569 | 1.569 |
| Energía Total usada [kJ/gal] | 73.449 | 78.589 | 76019 |
| BEN [kJ/gal] | 6.514 | 1.943 | 4.514 |
| Radio Energético [0/1] | 1.10 | 1.02 | 1.06 |

Tabla 12. Energía usada y BEN por galón de bioetanol sin considerar coproductos [16]

²⁴ LHV acrónimo inglés de Poder Calorífico Mínimo.

²⁵ Considera varios escenarios de estudio.

²⁶ Valores calculados en base LHV (80.532 kJ de energía contenida en un galón de bioetanol).

2.1.6.3 Reducción de la dependencia energética exterior

El uso de bioetanol en el transporte reduce la dependencia de las importaciones de crudo, mitigando el riesgo de subida de los precios. Además, se incentiva la compra de combustibles nacionales al no desembolsar dinero en energéticos extranjeros.

2.1.6.4 Beneficio para la economía

El crecimiento esperado en la industria del bioetanol supone un gran beneficio para la economía, mediante nuevas inversiones en zonas agrícolas, actividad de construcción, incremento de necesidades de productos agrarios y creación de puestos de trabajo. Casi cualquier país con suficiente terreno en su territorio puede producir bioetanol para su uso como combustible. A diferencia del petróleo, que debe ser extraído de yacimientos no existentes en todas las regiones.

2.1.6.5 Poder calorífico inferior

El contenido de energía por unidad de volumen de los alcoholes es substancialmente más bajo que el que poseen los hidrocarburos convencionales que componen la gasolina. Por lo tanto, el rendimiento en kilómetros por litro es inferior al de la gasolina pura, dándole menor autonomía al automóvil.

La tabla 13 muestra el poder calorífico inferior contenido en distintos combustibles y energías, medidos en kJ donde corresponda.

| Energético | Valor Calorífico Contenido [kJ] | Unidad de Referencia |
|-----------------|---------------------------------|----------------------|
| Petróleo diesel | 128.450 | Por galón |
| Gasolina | 116.090 | Por galón |
| Gas licuado | 84.950 | Por galón |
| Etanol | 76.330 | Por galón |
| Electricidad | 3.412 | Por kWh |

Tabla 13. Poder calorífico mínimo contenido en distintos combustibles y energías [21]

2.1.6.6 Uso de cultivos destinados a la alimentación

Las materias primas necesarias para la producción de bioetanol presentan usos alternativos en la alimentación. El incremento por la demanda de bioetanol en base a maíz en EE. UU. produjo en México a comienzos del 2007 un aumento extraordinario del precio de la harina de maíz, lo que llevo a la gente a protestas callejeras por la inaceptable subida de precios en el pan.

Soluciones técnicas muestran que tanto el precio de la energía como del maíz afectan al índice de precios al consumidor, donde el incremento en el precio del maíz esta limitado a ocupar una pequeña

porción. Se estima que el impacto de la subida de precios en maíz sería cerca de la mitad de lo que produciría el mismo incremento porcentual de precios en petróleo y energía [22].

Las problemáticas señaladas muestran que en el corto plazo los biocombustibles en base a alimentos pueden tener una buena perspectiva. Sin embargo, en el mediano plazo la humanidad debe encontrar otras soluciones, con el objetivo de evitar problemas éticos con los países más pobres. Es por esto el fuerte enfoque dado a los biocombustibles que utilizan material lignocelulósico, dado que no presentan uso alternativo en alimentación.

Para los niveles de demanda de combustible a nivel nacional y la cantidad de terrenos disponibles para el cultivo de maíz, sólo sería posible comercializar el bioetanol nacional para mezclas de bajo porcentaje, siendo esto una restricción.

2.1.6.7 Proceso productivo

El principal motivo por el cual el bioetanol en base a caña de azúcar es más rentable que el producido en base a maíz es que este último necesita más etapas en su tratamiento antes de obtener el etanol. En un mercado sudamericano de combustibles, la ventaja comparativa del bioetanol brasileño haría inviable la producción de bioetanol nacional.

2.1.6.8 Coproductos

Los productos generados en la producción del bioetanol, así como el volumen de los mismos, dependen en parte de la materia prima utilizada. En general se pueden agrupar en materiales alimenticios y lignocelulósicos.

Un proceso productivo de bioetanol en base a maíz de molienda seca produce granos secos destilados con solubles (DDGS) como coproducto, en el cual solo se usa la parte almidonada del maíz, que corresponde al 73,4 % de la semilla [23]. El resto de los nutrientes (proteínas, grasas, minerales y vitaminas) son concentrados en los DDGS.

El dióxido de carbono (CO₂) es otro coproducto de la producción de bioetanol en base a maíz. Se hace presente durante la etapa de fermentación. El CO₂ es limpiado de cualquier residuo de alcohol, comprimido y vendido a otras industrias. Se usa principalmente para carbonatar bebidas de fantasía, para fabricar hielo seco, usado en las fábricas de celulosa y procesos de comida.

Finalmente, se puede considerar como coproductos a los tallos, corontas y otros, correspondientes a las partes de la planta de maíz y al bagazo de la caña de azúcar. Tienen un potencial uso como biomasa para valorización energética en cogeneración.

2.2 Ciclos de producción de calor y electricidad

Conocidos como sistemas de cogeneración o CHP (del acrónimo inglés Combined Heat and Power), corresponde a una forma específica de generación, la cual se refiere a un emplazamiento estratégico de las unidades de generación eléctrica cercanas o en instalaciones de los consumidores de electricidad, lo que es una ventaja desde el punto de vista de transmisión eléctrica. Genera las energías más importantes: térmica y eléctrica. El calor obtenido durante la generación de electricidad es usado para abastecer necesidades de vapor, calor de secado o calentamiento de agua, elevando la eficiencia global de una instalación y reduciendo sus emisiones.

2.2.1 Tecnologías de cogeneración

Existen distintas tecnologías. Muchas de estas tecnologías son usadas hoy; algunas en etapas iniciales de comercialización y otras que estarán disponibles en los próximos años. En términos técnicos, corresponden a múltiples formas de generación de energías útiles de manera secuencial, utilizando las siguientes partes elementales: fuerza motriz (motor térmico), ciclo recuperador de calor, generador eléctrico y la interconexión eléctrica.

El tipo de fuerza motriz del sistema típicamente identifica el sistema. Son capaces de quemar una variedad de combustibles, incluyendo gas natural, carbón, petróleo y combustibles alternativos para producir energía eléctrica. La tabla 14 muestra las características de los sistemas de cogeneración comunes.

| Tecnología | Turbina vapor | Turbina gas | Celdas de Combustible | Microturbina | Motor diesel |
|--|---------------|---------------------|---------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Eficiencia eléctrica ^{HHV} | 15-38% | 22-36% | 30-63% | 18-27% | 27-45% |
| Eficiencia Global ^{HHV} | 80% | 70-75% | 65-80% | 65-75% | 70-80% |
| Capacidad típica (MW ²⁷) | 0,2-800 | 1-500 | 0,01- 2 | 0,03-0,35 | 0,03-5 |
| Razón Electricidad Calor | 0,1 - 0,3 | 0,5 - 2 | 1 - 2 | 0,4 - 0,7 | 0,5 - 1 |
| Costos de Inversión (US\$/kW) | 300-900 | 800-1.800 | 2.700-5.300 | 1.300-2.500 | 900-1.500 |
| Costos Op. y Mant. (\$/kWh ²⁸) | <0,004 | 0,003-0,0096 | 0,005-0,04 | 0,01 | 0,005-0,015 |
| Disponibilidad | ~ 100% | 90-98% | >95% | 90-98% | 90-95% |
| Hrs. entre mantenimientos | >50.000 | 30.000-50.000 | 10.000-40.000 | 5.000-40.000 | 25.000-30.000 |
| Tiempo de partida | 1 hr - 1 día | 10 m - 1 hr | 3 hrs - 2 días | 60 seg. | 10 seg. |
| Combustible | Todos | Gas natural, biogás | Hidrogeno, gas natural, metanol | Gas natural, Biogás, propano | Petróleo diesel y combustible |

Tabla 14. Características de costo y comportamiento para distintas tecnologías [24]

²⁷ Corresponde a MW eléctricos de potencia.

²⁸ Corresponde a kWh eléctricos de energía.

2.2.2 Sistema de cogeneración con turbina a vapor

2.2.2.1 Generalidades²⁹

Corresponde a una de las más antiguas y versátiles tecnologías de fuerza motriz. Tiene una antigüedad de 100 años y se encuentran en el rango de 50 kW a cientos de MW. Se basa en la conversión de energía mecánica (turbina) a energía eléctrica (generador). Además utiliza la energía térmica del vapor liberado desde la turbina para proveer calor.

2.2.2.2 Descripción de la tecnología

El ciclo termodinámico para estos sistemas es el ciclo Rankine, el cual es la base para la generación térmica convencional de electricidad. Sus componentes principales son caldera, turbina, condensador y bomba de alimentación de agua. Normalmente generan electricidad como producto secundario de la generación de vapor³⁰.

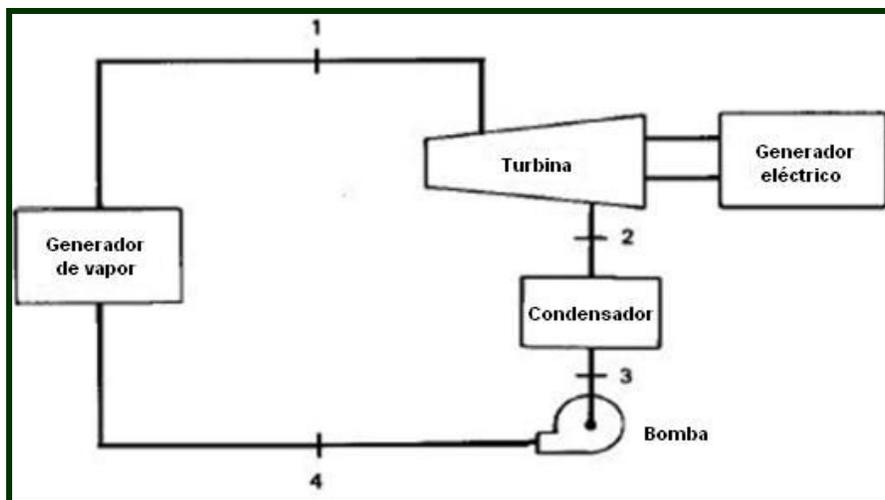


Ilustración 6. Diagrama de flujo ciclo Rankine [25]

El agua es evaporada en la caldera (etapa 1); luego llevada a temperatura y presión en condición de vapor sobrecalentado. Este vapor fluye hacia la turbina, el cual impulsa al generador eléctrico. En esta, el vapor se expande (etapa 2). En el condensador, el vapor evacuado desde la turbina se condensa a una presión y temperatura mas baja que las condiciones iniciales para producir el cambio de estado del fluido (etapa 3). Bombas alimentadoras suben la presión del fluido para su reingreso a la caldera y cerrar el ciclo (etapa 4).

²⁹ Para mayores detalles, revisar sección Anexos I.

³⁰ *Bottoming System* o Sistema de Cogeneración de Ciclo de Cola.

2.2.2.3 Tipos de configuraciones

Dependen principalmente del tipo de proceso al que se está atendiendo, siendo la turbina el elemento variable entre configuraciones.

I.- Ciclos de vapor con turbinas contrapresión³¹

En este tipo de configuración, el proceso de producción determina la cantidad de vapor que debe ser producido por la caldera. Utilizado para requerimientos constantes de calor. Su disponibilidad se limita al período de operación del proceso de producción abastecido. Sin embargo, representa una menor inversión ya que contiene menos elementos.

La ilustración 7 muestra el diagrama esquemático del ciclo propuesto.

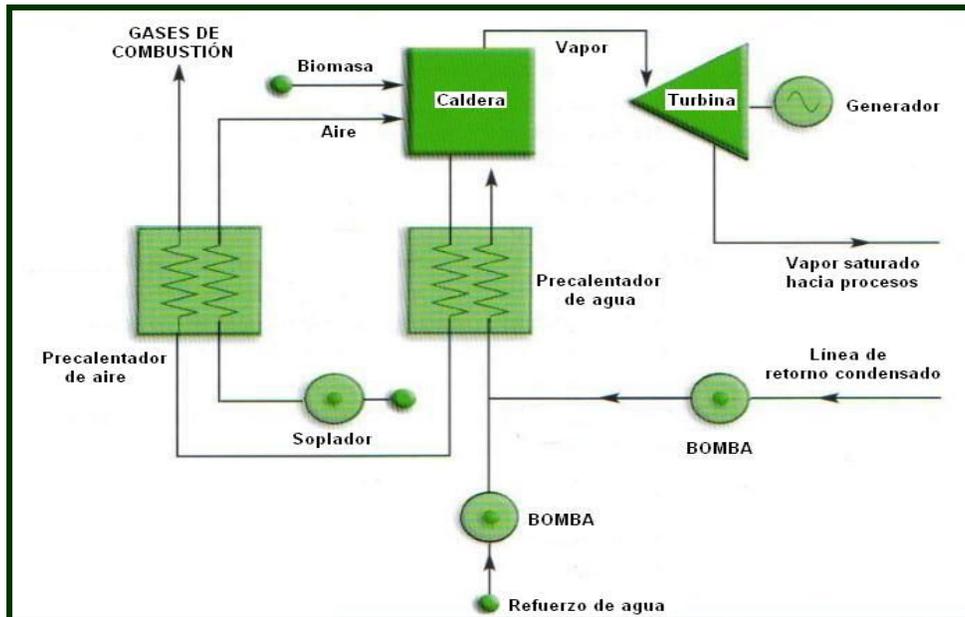


Ilustración 7. Ciclo Rankine con turbina contrapresión [3]

Además de los componentes principales mencionados con anterioridad, se pueden observar otros elementos que ayudan a aumentar la eficiencia global del esquema. Estos aprovechan el calor de los gases de combustión emitidos por la caldera. El precalentamiento del aire para la combustión de la biomasa y el precalentamiento del agua antes de pasar por la caldera son las técnicas usadas para tal efecto.

³¹ Conocidas en inglés como backpressure steam turbine.

II.- Ciclos de vapor con turbinas CEST³²

El funcionamiento es similar al anterior, con la diferencia que la extracción de vapor para la generación de calor se realiza en la parte inicial o media de la turbina. De esta manera se puede ajustar a los diferentes requerimientos por parte del proceso, variando la electricidad y vapor producido en la parte final de la turbina.

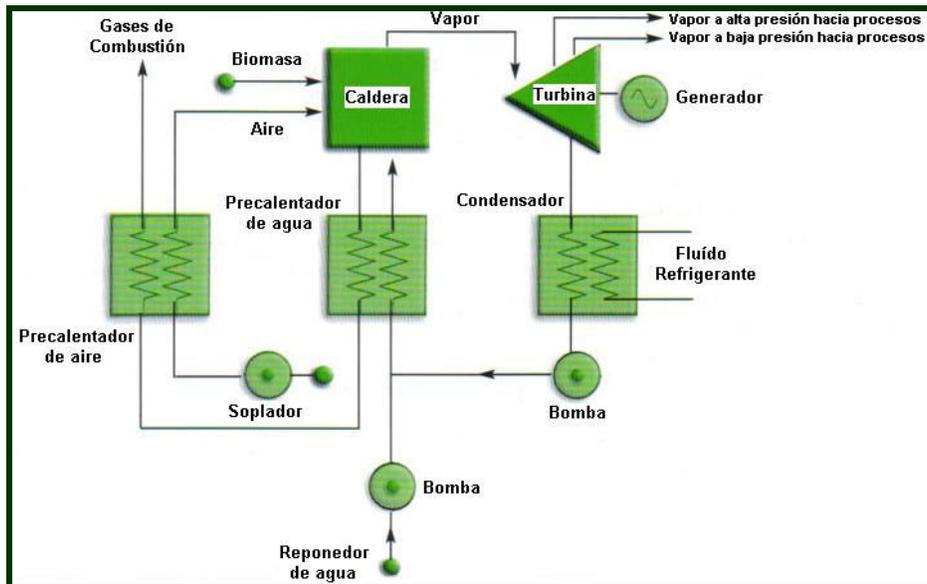


Ilustración 8. Ciclo Rankine con turbina CEST [3]

2.2.2.4 Consideraciones

Una de sus ventajas comparativas con otros sistemas, es la posibilidad de ser alimentado con casi cualquier tipo de combustible. La turbina a vapor por sí sola es competitiva en términos de costos con otras máquinas motrices. Sin embargo, el costo del sistema completo es relativamente más alto por kW de capacidad instalada. Esto se debe a la baja razón Electricidad Calor, los costos de la caldera, manejo de combustibles, entre otros. Es común encontrar esta configuración en instalaciones de media y gran escala donde se encuentren combustibles de bajo costo, tal como carbón, biomasa, residuos en refinerías de petróleo, etc. Además, se requiere un alto factor de planta³³ para permitir una recuperación razonable de capital invertido

En general, las turbinas a vapor son aplicadas a la industria considerando el trade-off existente entre los bajos costos del combustible, los altos costos de inversión, el factor de planta y los procesos energéticos de la aplicación.

³² Del acrónimo inglés Condensing-Extraction Steam Turbine.

³³ Representa la disponibilidad de la planta para generar electricidad.

2.2.3 Antecedentes de cogeneración eléctrica en plantas de bioetanol

La producción de bioetanol puede considerarse un proceso adecuado para la implementación de sistemas de cogeneración eléctrica debido a sus altas demandas de vapor y electricidad (convirtiendo a la energía en un costo significativo dentro del proceso).

Respecto a plantas de bioetanol en base a maíz actualmente operativas, las demandas de potencia eléctrica por parte del proceso se encuentran entre los 2 y 6 MW [26]. En el año 2006, en EE. UU. existían 5 centrales eléctricas de cogeneración integradas a plantas productoras de bioetanol³⁴. Durante los próximos años, junto con la construcción de nuevas plantas de bioetanol está considerada la construcción de sistemas de cogeneración en base a biomasa.

| Empresa | Estado | Pot. instalada [MW] | Tipo turbina |
|--------------------------|----------|---------------------|---------------|
| U.S. Energy Partners | Kansas | 15 | Turbina gas |
| Northeast Missouri Grain | Missouri | 10 | Turbina gas |
| Adkins Energy | Illinois | 5 | Turbina gas |
| Otter Creek Ethanol | Iowa | 7 | Turbina gas |
| East Kansas Agra Energy | Kansas | 2 | Turbina vapor |

Tabla 15. Centrales de cogeneración eléctrica en plantas de bioetanol en EE. UU. [27]

En el caso del bioetanol en base a caña de azúcar, ya existen plantas con sistemas de cogeneración que utilizan el bagazo de la caña como combustible en la actualidad. Tal es el caso de la biorrefinería Barralcool en el estado de Mato Grosso en Brasil, la cual produce azúcar, bioetanol y energía eléctrica.

| Datos | Cantidad |
|---|-----------|
| Área total de la biorrefinería [hectáreas] | 32.659,11 |
| Producción anual de azúcar [ton] | 50.130,2 |
| Producción anual de bioetanol hidratado [m ³] | 86.650,43 |
| Producción anual de bioetanol anhidro [m ³] | 64.298,80 |
| Potencia eléctrica generada [MW] | 24 |
| Potencia eléctrica al sistema [MW] | 16 |

Tabla 16. Información general biorrefinería Barralcool [28]

Dentro de los beneficios que otorgan estos esquemas se encuentran la reducción de gastos operacionales (menores costos de la energía), confiabilidad en el suministro, reducción de impactos ambientales, creación de nuevos mercados y servicios, estabilidad ante costos energéticos variables y apoyo a la seguridad eléctrica en la red, entre otros.

³⁴ Para enero de ese año, existían 95 plantas operativas. A la fecha, existen 134 plantas operativas y 77 en planes de construcción o expansión [10].

Capítulo III. Análisis Técnico de la Biorrefinería

3.1 Fundamentación

La energía (térmica y eléctrica) constituye uno de los mayores costos de operación de una planta de bioetanol en base a maíz, siendo el proceso de conversión de maíz a bioetanol el que requiere la mayor cantidad [16]. En EE. UU., los requerimientos de calor y electricidad son abastecidos con carbón o gas natural como energía primaria. Sustituir con biomasa estas fuentes de abastecimiento tiene el potencial de mejorar el balance energético para la producción de bioetanol.

Los granos destilados (DDGS) son normalmente vendidos como alimento para ganado. Un alza en la producción de bioetanol incrementaría el suministro de DDGS, lo cual reduciría su precio. Al mismo tiempo, si los precios del gas natural o carbón subieran, se daría origen a la situación en que los DDGS podrían ser más valorados como combustible que como alimento. La biomasa proveniente de los cultivos de maíz es otra potencial fuente de energía. Esta se encuentra disponible en los alrededores de la mayoría de las plantas de bioetanol, cuyos propietarios son generalmente quienes producen el maíz. Por esto, la obtención de la biomasa es potencialmente simple, si temas relativos a la recolección, almacenamiento, transporte y combustión son solucionados.

Bajo estos argumentos, es posible considerar el uso de biomasa como combustible en un sistema de cogeneración eléctrica integrado al proceso productivo de bioetanol en base a maíz. Esta definición es la que corresponde formalmente al concepto de biorrefinería.

3.2 Metodología

Se evaluarán 3 sistemas de cogeneración con ciclo de vapor integrados a un proceso productivo de bioetanol en base a maíz dado. Estos utilizarán como combustible la planta de maíz y DDGS. La producción de energía eléctrica y térmica de los sistemas de cogeneración abastecerá los requerimientos energéticos del proceso productivo de bioetanol. Se definirán parámetros técnicos que permitirán comparar los esquemas de biorrefinería planteados.

- Esquema 1: Combustión de planta de maíz para proveer calor al proceso productivo de bioetanol en base a maíz por molienda seca. Energía eléctrica retirada desde la red.
- Esquema 2: Combustión de planta de maíz para proveer calor y electricidad al proceso.
- Esquema 3: Combustión de planta de maíz y DDGS para proveer calor y electricidad al proceso.
- Esquema 4: Combustión de planta de maíz para proveer calor y electricidad al proceso. Inyección de electricidad a la red.
- Esquema 5: Combustión de planta de maíz y DDGS para proveer calor y electricidad al proceso. Inyección de electricidad a la red.

3.3 Modelo de la planta de bioetanol

El siguiente modelo pretende integrar los aspectos más relevantes en el proceso de producción de bioetanol anhidro por molienda seca, con el objetivo de calcular las tasas de flujos de entrada y salida a fin de obtener los requerimientos de vapor y electricidad.

3.3.1 Variables relevantes

Las plantas de bioetanol están clasificadas según el número de galones de bioetanol anhidro que son capaces de producir en un año, lo que corresponde a su Capacidad Nominal³⁵. Este parámetro es el que determina en primera instancia el dimensionamiento de la planta.

El flujo nominal de bioetanol anhidro se obtiene dividiendo la capacidad nominal de la planta por las horas de producción durante el año.

$$\text{Flujo Nom EtAn [galón}^{36}\text{/hora]} = \text{Capacidad Nom [galón]} / (8760 \text{ [hora]}) \quad (3.1)$$

La operación continua no es posible debido a distintos problemas: fallas en equipos, errores humanos, problemas logísticos, regulación y mantenimiento planificado. De esta manera se determina una Capacidad Actual como la Capacidad Nominal ponderada por un factor de utilización³⁷.

$$\text{Capacidad Actual [galón]} = \text{Capacidad Nom [galón]} * \text{Factor Utilización [%]} \quad (3.2)$$

Diferentes estudios sugieren planes de producción de las plantas de bioetanol anhidro durante 350 y 360 días, 24 horas a capacidad nominal [9]. Esto deriva en un factor de utilización que está entre el 95 y 99 %.

El flujo nominal de bioetanol hídrico hacia las mallas moleculares es calculado usando el flujo nominal de bioetanol anhidro y el porcentaje de pureza del bioetanol hídrico.

$$\text{Flujo Nom EtHd [galón/hora]} = \text{Flujo Nom EtAn [galón/hora]} / (1 - \text{HumEtHd [%]}) \quad (3.3)$$

³⁵ Si un proceso produce 40 millones de galones de bioetanol anhidro trabajando a capacidad completa durante 365 días, entonces su capacidad nominal sería de 40 MGY (millones de galones por año).

³⁶ 1 galón equivale a 3,785 litros en EE. UU.

³⁷ Este factor puede ser directamente calculado: $FU [\%] = 100 * (DOP * HOP) / (365 * 24)$, donde DOP son los días de operación al año y HOP son las horas de operación por día.

Debido a que muchos flujos del proceso, ya sean variables de entrada (grano maíz), productos intermedios (almidón y glucosa) o salida (DDGS y CO₂), se miden mejor en unidades de masa, es necesario realizar una conversión de los flujos medidos en volumen. Para esto, es necesario conocer la densidad del flujo. Así, el flujo nominal de bioetanol anhidro medido en unidad de masa corresponde al flujo nominal de bioetanol anhidro medido en unidad de volumen multiplicado por la densidad del bioetanol anhidro.

$$\text{Flujo Nom EtAn [kg/hora]} = \text{Flujo Nom EtAn [galón/hora]} * \text{Densidad EtAn [kg/galón]} \quad (3.4)$$

La fermentación es una etapa importante dentro del proceso, donde se requieren flujos de sólidos y líquidos. Para el caso de estudio se asume que es un proceso continuo de producción, por su simpleza de modelado y frecuencia de uso.

Para obtener el flujo de etanol anhidro, es necesario conocer el flujo de glucosa que entra a la etapa de fermentación. El azúcar fermentable es obtenido gracias al hidrolizado del grano de maíz, obteniendo almidón. Teóricamente, para producir 1.11 gramos de glucosa se requiere un gramo de almidón (entre otros) y un gramo de glucosa produce 0.51 gramos de alcohol y 0.49 gramos de CO₂ [9].

El flujo nominal teórico requerido de glucosa, almidón y grano de maíz necesario para producir el flujo nominal de bioetanol anhidro se puede calcular usando el flujo nominal de bioetanol anhidro, el porcentaje de almidón en el grano de maíz (Alm/Maíz)³⁸ y las tasas teóricas de conversión.

$$\text{Flujo Nom Gluc [kg/hora]} = \text{Flujo Nom EtAn [kg/hora]} / 0.51 \quad (3.5)$$

$$\text{Flujo Nom Alm [kg/hora]} = \text{Flujo Nom Gluc (kg/hora)} / 1.11 \quad (3.6)$$

$$\text{Flujo Nom Maíz}_{\text{seco}} \text{ [kg/hora]} = \text{Flujo Nom Alm [kg/hora]} / \text{Alm/Maíz [\%]} \quad (3.7)$$

La producción teórica de CO₂ en la etapa de fermentación es de 0.49 gramos por gramo de glucosa [9]. Dado que el CO₂ es un coproducto del proceso de fermentación del bioetanol, sus entradas son las mismas y la misma conversión de eficiencia es aplicable. Esto permite calcular la producción de CO₂ como una ponderación del flujo nominal de glucosa.

$$\text{Flujo Nom CO}_2 \text{ [kg/hora]} = \text{Flujo Nom Gluc [kg/hora]} * 0.49 \quad (3.8)$$

³⁸ Se considera el 73.4 % del peso del maíz como almidón [28].

Los granos destilados (DDGS) corresponden a un producto residual de la producción de bioetanol, los cuales son una mezcla heterogénea de proteínas, moléculas de almidón, material lignocelulósico, entre otros, por lo que no posee una tasa de conversión asignable tal como el CO₂. Por estos motivos, el flujo nominal de DDGS se calcula como el flujo nominal de maíz seco menos el flujo nominal de bioetanol hídrico y CO₂ dividido por su porcentaje de humedad

$$\text{Balance [kg/hr]} = \text{Flujo}_{\text{Nom}} \text{Maíz}_{\text{Seco}} \text{ [kg/hr]} - \text{Flujo}_{\text{Nom}} \text{CO}_2 \text{ [kg/hr]} - \text{Flujo}_{\text{Nom}} \text{EtHd} \text{ [kg/hr]} \quad (3.9)$$

$$\text{Flujo Nom DDGS [kg/hr]} = \text{Balance [kg/hr]} / (1 - \text{Humedad DDGS [\%]}) \quad (3.10)$$

El flujo de maíz calculado corresponde a maíz seco. Para obtener el maíz húmedo, se considera la humedad porcentual del grano.

$$\text{Flujo Nom Maíz}_{\text{Húmedo}} \text{ [kg/hora]} = \text{Flujo Nom Maíz}_{\text{Seco}} \text{ [kg/hora]} / (1 - \text{Humedad Maíz [\%]}) \quad (3.11)$$

Para la obtención de la potencia demandada y el flujo de calor nominal por parte del proceso, se utilizan los valores de la tabla 17.

| Cantidad | Valor |
|------------------|-------------------------|
| Vapor de proceso | 36610 [kJ] |
| Electricidad | 13100 [kJ] (1.09 [kWh]) |
| TOTAL | 49710 [kJ] |

Tabla 17. Energía requerida por galón de bioetanol anhidro en proceso de molienda seca [16]

Considerando los datos de la tabla anterior y el proceso analizado, podemos definir los requerimientos de vapor y electricidad por hora por parte de la planta de bioetanol anhidro.

$$\text{Pot Elec Nom [kW]} = \text{Flujo Nom EtAn [galón/hora]} * 1.09 \text{ [kWh/galón]} \quad (3.12)$$

$$\text{Flujo Calor Nom [kJ/hora]} = \text{Flujo Nom EtAn [galón/hora]} * 36.610 \text{ [kJ/galón]} \quad (3.13)$$

De esta manera se conocen los flujos principales del proceso productivo del bioetanol anhidro, que permitirán conocer los requerimientos de la planta. Existen otros flujos no considerados (bioetanol hídrico, agua, enzimas, etc.) que corresponden a flujos intermedios, los cuales no serán revisados por simplificación del modelo.

3.4 Modelo del sistema de cogeneración

El análisis técnico y económico de la biorrefinería propuesta considera el diagrama esquemático de la ilustración 9.

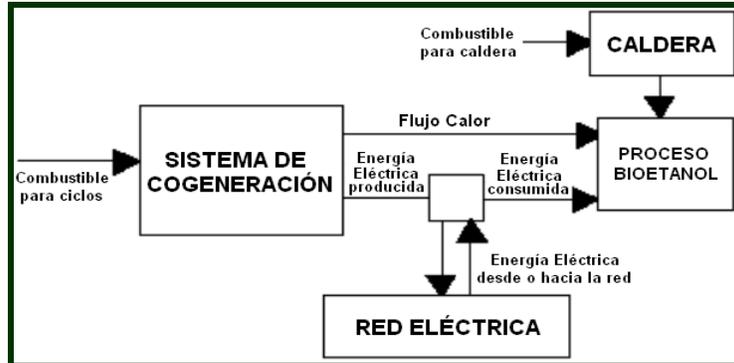


Ilustración 9 . Ciclos asumidos y su interconexión con la red

Este esquema muestra el abastecimiento de energía térmica y eléctrica al proceso productivo de bioetanol. Estas energías pueden ser proveídas de manera separada (representadas por la caldera y el retiro de electricidad desde la red) o conjunta (representadas por el sistema de cogeneración). Cabe recordar que los excedentes de electricidad generados por el sistema de cogeneración pueden ser inyectados en la red.

Con el objetivo de simplificar el dimensionamiento, solo se tomarán en cuenta las componentes principales de un ciclo termodinámico de vapor (caldera, turbina a vapor, proceso, condensador y bomba de alimentación)³⁹.

3.4.1 Ciclo 1: Producción de calor

El primer ciclo provee el calor necesario para la producción de bioetanol. No hay generación de electricidad (esta es obtenida desde la red eléctrica). El ciclo termodinámico considera la absorción de calor por parte del agua a presión constante en la caldera, convirtiéndose en vapor. Este es dirigido hacia el proceso de bioetanol. El vapor retorna como líquido condensado a presión y temperatura ambiente. En la bomba se comprime el fluido a temperatura constante hasta una presión mayor a la ambiente.

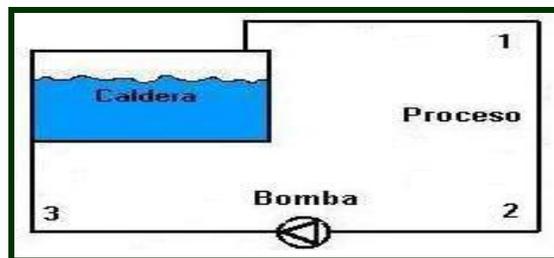


Ilustración 10. Diagrama esquemático ciclo para producción de calor (C1)

³⁹ Para mayores detalles respecto a termodinámica, ver sección Anexos 1.

3.4.2 Ciclo 2: Cogeneración eléctrica para requerimientos del proceso

El ciclo considera la absorción de calor por parte del agua a presión constante en la caldera, convirtiéndose en vapor. El vapor entra a la turbina contrapresión donde se expande a entropía constante produciendo trabajo para la producción de energía mecánica (la cual se convertirá en energía eléctrica destinada a abastecer la demanda del proceso). El vapor de salida es usado en el proceso a temperatura y presión requeridas. El proceso de bioetanol entrega el vapor como líquido condensado a presión y temperatura ambiente. Finalmente, en la bomba se comprime el fluido a temperatura constante hasta una presión mayor a la ambiente.

3.4.3 Ciclo 3: Cogeneración eléctrica para requerimientos del proceso e inyección a la red

El ciclo considera la absorción de calor por parte del agua a presión constante en la caldera, convirtiéndose en vapor. El vapor entra a una turbina con extracción, donde este se expande a entropía constante. La turbina permite una extracción de vapor en condiciones de presión regulable para el proceso y otra extracción de vapor a baja presión para producción de energía mecánica (la cual se convertirá en energía eléctrica destinada a abastecer la demanda del proceso). El proceso de bioetanol (correspondiente a la primera extracción) entrega el vapor como líquido condensado a presión y temperatura ambiente. El vapor que sale a baja presión entra a un condensador, produciendo el cambio de estado a temperatura y presión constante. El agua líquida que sale del condensador entra a la bomba, donde es comprimido a temperatura constante y llevado a presión mayor a la ambiente. Tanto el agua para proceso como la destinada para producción de electricidad se unen en condiciones que su temperatura final es la misma, entrando a la caldera y cerrando el ciclo. Este esquema permite que una porción de la electricidad generada sea usada para los requerimientos del proceso y una cantidad significativa de electricidad sea inyectada en la red.

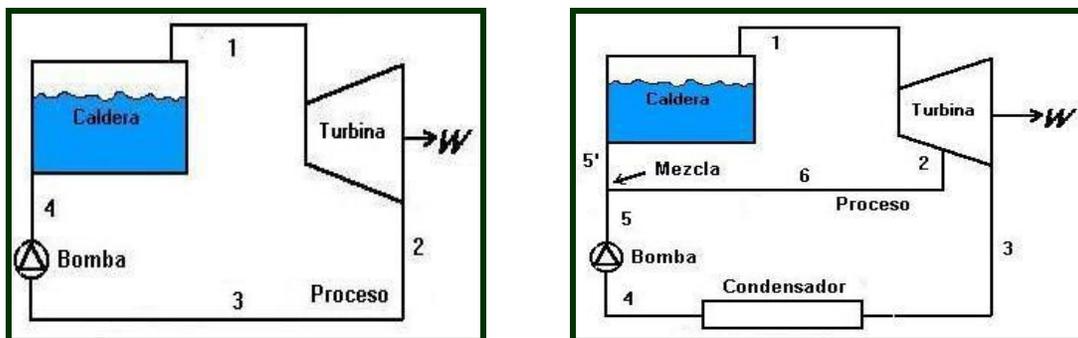


Ilustración 11. Ciclo Rankine con turbina contrapresión (C2) y turbina con extracción (C3)

3.4.4 Ecuaciones termodinámicas de los componentes

Para el modelo se asume que el paso de fluido de un dispositivo a otro no cambia sus propiedades termodinámicas. Además, se asume que el flujo de masa y energía es constante, por lo que se pueden aplicar ecuaciones de conservación de energía. Esto implica una operación estacionaria de las plantas de cogeneración por periodos significativos de tiempo. De esta manera, las operaciones transientes, de partida y detención de la planta corresponden a casos especiales que no serán estudiados [25].

3.4.4.1 Ciclo ideal

Asumiendo un ciclo ideal y considerando las leyes de termodinámica, se tiene que la transferencia de calor de la caldera por unidad de fluido q_C pasando a través de ella es la diferencia entre la entalpía de salida h_S y la entalpía de entrada del agua h_E :

$$q_C = h_S - h_E \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (3.14)$$

El vapor en la turbina se expande de forma isentrópica. El trabajo en la turbina por unidad de fluido w_T esta dado por la diferencia entre la entalpía de entrada h_E y la entalpía de salida del vapor h_S :

$$w_T = h_E - h_S \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (3.15)$$

La potencia eléctrica P_E que puede generar una turbina acoplada a un generador eléctrico esta dada por la siguiente expresión:

$$P_E = \eta_{Mec} \cdot m_S \cdot w_T = \eta_{eT} \cdot m_S \cdot (h_E - h_S) [kW] \quad (3.16)$$

Donde η_{Mec} corresponde a la eficiencia mecánica de la turbina y m_S corresponde al caudal másico de vapor (medido en $\left[\frac{kg}{s} \right]$).

En el condensador no existen pérdidas por roce del fluido. La transferencia de calor q_C por parte del condensador (que representa un flujo de salida de calor) esta dada por:

$$q_C = h_S - h_E \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (3.17)$$

El trabajo w_p y potencia eléctrica P_E requerida para una bomba de alimentación (que mueve al fluido de una región de baja presión a una de alta presión) viene dada por la siguiente expresión:

$$w_P = h_E - h_S \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (3.18)$$

$$P_E = m_S \cdot w_P = m_S \cdot (h_E - h_S) [kW] \quad (3.19)$$

Finalmente, para el ciclo con extracción de vapor se puede definir la relación de entalpías del vapor antes de la entrada a la caldera (h_5 y h_6), la entalpía de entrada a la caldera h_5' y los flujos de vapor asociados [29].

$$\frac{\text{fluido}_6}{\text{fluido}_5'} \cdot (h_5' - h_6) + \frac{\text{fluido}_5}{\text{fluido}_5'} \cdot (h_5' - h_5) = 0 \quad (3.20)$$

3.4.4.2 Condiciones no ideales

El análisis considerará efectos no ideales tales como fricción del vapor en algunas de las componentes. En el caso de la turbina con pérdidas por roce, el trabajo en la turbina por unidad de vapor esta dado por la misma expresión simbólica del caso ideal:

$$w_T' = h_1 - h_2' \left[\frac{kJ}{kg} \right] \quad (3.21)$$

Sin embargo, h_2' representa la entalpía real de salida y w_T' es el trabajo de la turbina considerando efectos reales por roce del vapor. Una expresión general para calcular la entalpía real de salida es a través de la eficiencia isentrópica del componente, que en este caso queda definido como:

$$\eta_{TURB} = 100 \cdot \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_2'} [\%] \quad (3.22)$$

Donde h_1 y h_2 corresponden a las entalpías ideales de entrada y salida de vapor en el componente.

Para el caso de la bomba, la eficiencia isentrópica queda definido como:

$$\eta_{BOMBA} = 100 \cdot \frac{h_4' - h_3}{h_4 - h_3} [\%] \quad (3.23)$$

Donde h_3 y h_4 corresponden a las entalpías ideales de entrada y salida de vapor en el componente.

3.4.5 Condiciones de operación y parámetros técnicos asumidos

Las condiciones de operación del ciclo de vapor se resumen en la siguiente tabla.

| Ciclo / Etapa | T [°K] | P [MPa] | H [kJ / kg] | s [kJ / kg °K] | Condición del vapor |
|---------------------------|--------|---------|-------------|----------------|----------------------|
| C1 | | | | | |
| 1. Caldera salida | 755,15 | 1,1 | 3.439,92 | 7,66 | Vapor sobrecalentado |
| 2. Bomba entrada | 295,15 | 0,1 | 92.295,70 | 0,33 | Líquido condensado |
| 3. Bomba salida | 295,15 | 1,1 | 93,24 | 0,33 | Líquido condensado |
| C2 | | | | | |
| 1. Caldera salida | 755,15 | 6,3 | 3.376,65 | 6,78 | Vapor sobrecalentado |
| 2. Turbina salida | 537,25 | 1,1 | 2.971,23 | 6,95 | Vapor sobrecalentado |
| 3. Bomba entrada | 295,15 | 0,1 | 92,29 | 0,33 | Líquido condensado |
| 4. Bomba salida | 295,15 | 6,3 | 98,09 | 0,33 | Líquido condensado |
| C3 | | | | | |
| 1. Caldera salida | 755,15 | 6,3 | 3.376,65 | 6,78 | Vapor sobrecalentado |
| 2. Turbina salida proceso | 502,25 | 1,1 | 2.892,15 | 6,78 | Vapor sobrecalentado |
| 3. Turbina salida | 315,84 | 0,0085 | 2.133,08 | 6,78 | Vapor a baja presión |
| 4. Condensador salida | 315,84 | 0,0085 | 178,71 | 0,62 | Líquido condensado |
| 5. Bomba salida | 315,84 | 6,3 | 184,45 | 0,62 | Líquido condensado |
| 5'. Caldera entrada | 301,36 | 6,3 | 124,06 | 0,38 | Líquido condensado |
| 6. Salida proceso | 295,15 | 0,1 | 92,29 | 0,33 | Líquido condensado |

Tabla 18 . Condiciones termodinámicas de operación en cada ciclo

Para el ciclo 1 se considera al vapor que alimenta el proceso de bioetanol a una presión de 1,1 [MPa]. Se propone obtener un vapor a 755 [°K] de temperatura y 1,1 [MPa] de presión a la salida de la caldera. Esto por datos encontrados en la literatura que se basan en los valores comunes en plantas existentes de EE. UU. [32]. Se asume que el proceso de bioetanol extrae toda la energía posible desde la fuente de calor, por lo que la condición final del fluido es de líquido condensado a una temperatura y presión ambiente (295 [°K] y 0,1 [MPa]). La bomba eleva la presión a temperatura y entropía constante y la caldera eleva la temperatura del fluido a presión constante. La bomba presenta pérdidas por roce del agua y la caldera por combustión, considerando porcentaje de humedad, de cenizas y tipo de combustible, y pérdida de calor en la caldera.

Para el ciclo 2 se propone obtener un vapor a 755 [°K] y 6,3 [MPa] a la salida de la caldera. La turbina expande el vapor de manera isentrópica a la presión adecuada para el proceso de bioetanol, produciendo energía mecánica. Se asume que el proceso de bioetanol extrae toda la energía posible desde la fuente de calor. Finalmente, la bomba eleva la presión del vapor a temperatura y entropía constante y la caldera eleva la temperatura a presión constante. Tanto la bomba como la caldera presentan las pérdidas descritas en el ciclo 1.

Para el ciclo 3 se propone obtener un vapor a 755 [°K] y 6,3 [MPa] a la salida de la caldera. La turbina posee una primera extracción de vapor a presión adecuada para el proceso. Se asume que el

proceso de bioetanol extrae toda la energía posible desde la fuente de calor, La expansión del vapor es isentrópica, produciendo energía mecánica con la otra fracción de vapor. El vapor a la salida de la turbina es de baja presión. Este vapor a baja presión entra en el condensador, donde se produce un cambio de estado del vapor a líquido condensado (a temperatura y presión constante). La bomba eleva la presión a temperatura y entropía constante y la caldera eleva la temperatura del fluido a presión constante. Antes de entrar a la caldera, tanto el fluido del proceso como el de producción de energía mecánica se mezclan. Para este caso se asume que el fluido de salida logra una temperatura de equilibrio, lo que se encuentra expresado en la ecuación (3.20). Finalmente, la caldera presenta pérdidas por combustión, considerando porcentaje de humedad, de cenizas y tipo de combustible, y pérdida de calor en la caldera.

3.4.6 Definición de parámetros

A continuación se describen distintos parámetros que serán utilizados para comparar las configuraciones propuestas.

3.4.6.1 Biomasa de entrada

Corresponde al requerimiento de combustible por parte del proceso. En este caso corresponde a biomasa. Se mide en [ton / día].

3.4.6.2 Tasa de combustible de entrada

Corresponde a la tasa de energía consumida por el proceso. Se mide en $[\text{MW}_{\text{TH}}]^{40}$.

3.4.6.3 Potencia eléctrica generada

Se define como la potencia eléctrica producida. Se mide en [MW].

3.4.6.4 Potencia eléctrica inyectada a la red

Se define como la potencia eléctrica disponible para ser vendida al sistema. Corresponde a la diferencia entre lo generado por el sistema de cogeneración y lo consumido por el proceso productivo de bioetanol. Valores positivos corresponden a inyecciones y valores negativos corresponden a consumos desde la red. Se mide en [MW].

3.4.6.5 Parámetros de desempeño de los sistemas de cogeneración

La eficiencia de un sistema de cogeneración busca capturar la energía térmica y eléctrica útil y relacionarla con la energía necesaria para producirlos.

⁴⁰ Corresponde a la tasa de energía térmica consumida o entregada por un combustible.

- Eficiencia Total del Sistema

Corresponde al cociente entre la suma de la energía eléctrica y energía térmica producida en el proceso y el combustible total consumido.

$$EFF_{SIST} = \frac{W_E + Q_U}{E_F} \quad 3.24$$

Donde

W_E: Potencia eléctrica de salida
 Q_U: Tasa de calor útil del proceso
 E_F: Energía contenida en combustible

- Eficiencia Eléctrica

Corresponde al cociente entre la potencia eléctrica neta del sistema y el combustible consumido neto. El combustible usado para producir calor útil es calculado asumiendo eficiencia típica de calderas.

$$EFF_{ELEC} = \frac{W_E}{E_F} \quad 3.25$$

- Power to Heat Ratio

Indica la proporción entre potencia eléctrica y tasa de calor útil producido en el sistema CHP.

$$PHR = \frac{W_E}{Q_U} \quad 3.26$$

La tabla 19 muestra los parámetros técnicos asumidos para los cálculos, donde la producción nominal anual de bioetanol es el parámetro de referencia, a partir del cual se obtienen todas las variables calculadas.

| Cantidad | Valor |
|--|----------------------|
| Producción nominal anual etanol | 50.000.000 [galones] |
| Días de operación planta | 350 [días] |
| Densidad etanol anhidro | 2,99 [kg / galón] |
| Humedad contenida en etanol hidratado | 4,4 [%] |
| Humedad contenida en maíz | 14 [%] |
| Eficiencia térmica caldera 1 ⁴¹ | 81 [%] |
| Eficiencia térmica caldera 2 | 82,5 [%] |
| Eficiencia isentrópica turbina | 85 [%] |
| Eficiencia isentrópica bomba | 80 [%] |
| Eficiencia mecánica turbina | 94 [%] |
| Eficiencia eléctrica generador | 94 [%] |
| Contenido energía en DDGS | 20.883 [kJ/kg] |
| Contenido energía en planta maíz | 16.463 [kJ/kg] |
| Humedad en DDGS | 8 % |
| Humedad en planta maíz | 10 % |

Tabla 19. Parámetros técnicos asumidos

⁴¹ Se toman dos eficiencias de caldera, mejorando esta cuando es alimentada con DDGS.

3.5 Resultados obtenidos

El modelo de biorrefinería se desarrolló en hojas de cálculo del programa computacional Excel⁴². Además, se utilizaron dos programas para facilitar los cálculos de las propiedades termodinámicas del vapor en las distintas etapas de los ciclos Rankine propuestos⁴³.

La tabla 20, 21 y 22 muestran los resultados obtenidos a partir del modelo propuesto y los parámetros asumidos.

| Ítem | Valor |
|---|---------------------|
| Producción anual etanol anhidro [galón] | 47.288.422 |
| Flujo etanol anhidro [galón / hora] | 5.473 |
| Flujo etanol anhidro [kg / hora] | 16.360 |
| Flujo CO ₂ [kg / hora] | 15.719 |
| Flujo DDGS [kg / hora] | 7.499 |
| Flujo maíz [kg / hora] | 39.732 |
| Consumo anual maíz [toneladas] | 388.074 |
| Demanda potencia eléctrica [MW] | 5,97 |
| Flujo calor [kJ / hora] | 2 * 10 ⁸ |

Tabla 20. Capacidad operativa de la planta de bioetanol

| Ciclo | Biomasa entrada [ton/día] | Tasa entrada combustible [MW _{TH} ⁴⁴] | Potencia eléctrica generada [MW] | Eficiencia eléctrica sistema [%] | Potencia eléctrica a la red [MW] | Razón electricidad calor | Eficiencia total del sistema [%] |
|-------|---------------------------|--|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| C1 | 396,71 | 68,72 | --- | --- | - 5,981 | --- | 80,995 |
| C2 | 451,91 | 78,28 | 6,91 | 8,83 | 0,84 | 0,12 | 79,93 |
| C3 | 703,16 | 121,81 | 11,49 | 9,43 | 5,46 | 0,21 | 55,13 |

Tabla 21. Parámetros de desempeño de los ciclos utilizando planta de maíz como combustible

| Ciclo | Biomasa entrada [ton/día] | Tasa entrada combustible [MW _{TH}] | Potencia eléctrica generada [MW] | Eficiencia eléctrica sistema [%] | Potencia eléctrica a la red [MW] | Razón electricidad calor | Eficiencia total del sistema [%] |
|-------|---------------------------|--|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| C1 | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| C2 | 436,74 | 77,80 | 6,92 | 8,89 | 0,84 | 0,12 | 80,43 |
| C3 | 630,02 | 121,06 | 11,49 | 9,49 | 5,46 | 0,21 | 55,47 |

Tabla 22. Parámetros de desempeño de los ciclos utilizando planta de maíz y DDGS como combustible

⁴² Ver sección Anexos 2.

⁴³ Programas WASP [30] (Water and Steam Properties for Windows) y Katmar Steam Calculations [31] (Turbine Steam Consumption Calculator).

⁴⁴ Corresponde a la tasa de entrada de combustible, estableciendo la cantidad de energía contenida en términos de energía eléctrica.

Cabe recordar que la evaluación de los 3 ciclos de cogeneración considera el uso de dos tipos de biomasa como combustible. La tabla 21 muestra el desempeño de los 3 ciclos alimentados solo con planta de maíz. La tabla 22 muestra el desempeño de 2 ciclos alimentados por una combinación de planta de maíz y DDGS. Se procedió de esta manera, ya que el trabajo asume disponibilidad de planta de maíz y los DDGS están restringidos al nivel de producción de bioetanol. Con esto, los DDGS nunca serían suficientes como combustible si se decidiera alimentar exclusivamente con DDGS los requerimientos de combustible de los ciclos de cogeneración. Así, para la tabla 22 se establece que el ciclo 1 (generación de vapor) sólo usa planta de maíz como combustible. Por lo tanto es similar al ciclo 1 de la tabla 21 y no se considera. En los ciclos 2 y 3, se usará planta de maíz y DDGS como combustible para producción de vapor y electricidad.

3.5.1 Discusión de los resultados

Para un rápido análisis de los resultados obtenidos, se procederá a comparar el estudio realizado (tabla 21) con otro realizado en EE. UU. el año 2007 de características similares.

| Ciclo | Biomasa entrada [ton/día] | Tasa entrada combustible [MW _{TH}] | Potencia eléctrica generada [MW] | Eficiencia eléctrica sistema [%] | Potencia eléctrica a la red [MW] | Eficiencia total del sistema [%] |
|-------|---------------------------|--|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|
| C1 | 363 | 66 | --- | --- | - 6,0 | 80,5 |
| C2 | 416 | 75 | 6,6 | 8,8 | 0,4 | 78,9 |
| C3 | 575 | 104 | 13 | 12,5 | 6,8 | 63,1 |

Tabla 23. Parámetros de desempeño de ciclos similares utilizando planta de maíz como combustible [32]

En primer lugar los ciclos 1 de ambos estudios presentan desempeños similares, con algunas salvedades. La potencia eléctrica que consume el proceso simulado (5,981 MW) es similar al presentado en [32] (6 MW). De lo anterior se puede concluir que el consumo de potencia eléctrica por parte del proceso de bioetanol esta bien definido. Sin embargo, el consumo de biomasa del ciclo 1 simulado es levemente mayor al de [32] (cerca de 35 toneladas por día). Lo anterior significa que el consumo de combustible por parte del ciclo simulado esta sobredimensionado en cerca del 10 %, lo que podría afectar estudios que se realizarán en el próximo capítulo. Esto también se observa en los ciclos 2 y 3.

Respecto a la potencia eléctrica generada, el ciclo 2 de [32] utiliza menos combustible y produce menos electricidad que el ciclo 2 simulado. Sin embargo, el ciclo 3 simulado consume más combustible y produce menos electricidad que el ciclo 3 de [32], dando cuenta del consumo sobredimensionado de combustible nuevamente.

Respecto a la razón calor electricidad, los resultados de los ciclos 2 y 3 dan valores de 0.12 y 0.21, encontrándose dentro del rango de valores para ciclos de vapor de la Tabla 14 (que se encuentran entre 0.1 y 0.3).

Se puede observar que la eficiencia eléctrica y total de los ciclos simulados son similares a los de [32], donde la eficiencia total del sistema bordea el 80 % para los ciclos 1 y 2, siendo este valor el establecido para este tipo de sistemas (Tabla 14). Además, tanto la tabla 21 como la 22 muestran una eficiencia total del sistema más baja para el ciclo 3. Lo anterior debido a las características del ciclo (producción de electricidad para venta en la red, lo cual baja la eficiencia global).

La tabla 22 muestra que los DDGS aumentan la eficiencia del sistema (estos son usados en la simulación para el ciclo 2 y 3), debido a su mayor contenido de energía y menor humedad.

Tomando en cuenta los comentarios mencionados, se puede concluir que el concepto de biorrefinería aplicado a la producción de bioetanol en base a maíz es técnicamente factible.

Capítulo IV. Análisis Económico de la Biorrefinería

4.1. Mercados eléctricos competitivos en Chile

La introducción de mercados competitivos en el sistema eléctrico nacional en la década de los 80⁴⁵ ha producido numerosos cambios. Las principales características de estos mercados son las siguientes:

- Desintegración vertical del sector eléctrico en generación, transmisión y distribución.
- Reconocimiento de la necesidad de regular las actividades de transmisión y distribución de energía, acompañado de un énfasis en la creación de competencia en el sector de generación.
- Participación de capitales privados en la propiedad de empresas eléctricas dentro del marco reglamentario establecido para el sector.
- Coordinación de la operación técnico-económica del sistema eléctrico por parte de un organismo independiente que minimice los costos de operación del sistema cumpliendo los requisitos de eficiencia y seguridad del suministro de electricidad.
- Rol del Estado para crear y mejorar la normativa del sector, además de la fiscalización en el cumplimiento del marco reglamentario establecido.

4.1.1 Actores relevantes dentro de los mercados competitivos⁴⁶

Los actores que intervienen en un mercado eléctrico pueden ser clasificados de acuerdo al rol que juegan en los distintos sectores de dicho mercado.

4.1.1.1 Operador de Red

Entidad encargada de realizar la operación técnica del sistema para cumplir con los requisitos de eficiencia y seguridad.

4.1.1.2 Operador de Mercado

Entidad que administra y coordina el mercado de compra y venta de energía, de acuerdo a la metodología definida para el tipo de mercado eléctrico en el cual opera.

4.1.1.3 Generador

Corresponde a los agentes propietarios de unidades generadoras de electricidad, sean estas convencionales (tecnologías maduras técnica y comercialmente) o no convencionales (necesitan de normativas específicas para su desarrollo). Realizan la operación y mantenimiento de dichas unidades.

⁴⁵ DFL1 del año 1982

⁴⁶ Fuente: Mercado Eléctricos Competitivos, apuntes profesor Rodrigo Palma. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.

4.1.1.4 Transportista

Son los agentes que transportan energía eléctrica desde los centros excedentarios en generación a los deficitarios. Realizan la inversión, operación y mantenimiento de los sistemas de transmisión, operando en altos niveles de tensión.

4.1.1.5 Distribuidor

Comprende a las empresas con concesión de servicio sobre un área geográfica determinada, encargadas de distribuir energía eléctrica desde las instalaciones de transmisión hasta los consumidores finales ubicados en dicha área geográfica.

4.1.1.6 Comercializador

Es el agente económico con capacidad para comprar y vender energía. Ocupa la red eléctrica del distribuidor para realizar sus transacciones, pero no se ocupa de la operación ni las actividades de mantenimiento de la red de distribución.

4.1.1.7 Intermediario

Agente económico que presta servicios de asesoría o actúa como intermediario para la generación de contratos de suministro (por ejemplo entre generadores y distribuidores).

4.1.1.8 Cliente Regulado

Representa al grupo de consumidores de electricidad que enfrentan una tarifa definida por la autoridad; no establecen una relación comercial directa para su suministro con los agentes generadores.

4.1.1.9 Cliente Libre

Representa al consumidor que debido a su proceso productivo necesita del abastecimiento de un volumen de electricidad mayor o igual a un límite definido en la normativa del sector. Puede negociar libremente el precio y condiciones de su suministro con algún agente productor de electricidad.

4.1.1.10 Regulador

Son las instituciones encargadas de establecer un marco regulatorio general que fija reglas, dicta normas, fiscaliza el cumplimiento de dichas reglas y normas y resuelve divergencias.

4.1.1.11 Operador externo

Se refiere a los actores externos al sistema, que desean participar en el mercado como compradores o vendedores de energía.

4.1.2 Modelos de mercados competitivos

Se plantean diversas formas de organización para un mercado eléctrico, haciendo distinción entre estructuras de tipo centralizadas y estructuras que enfatizan una descentralización en su gestión y operación. En la práctica, para el caso de mercados con estructuras competitivas, se han implementado como formas básicas de organización los siguientes tres modelos.

4.1.2.1 Sistema pool

En este tipo de mercado, los productores y consumidores de electricidad no establecen una relación comercial directa entre ellos. A través de un mecanismo preestablecido y reconocido por todos sus miembros, se establece un precio de mercado de corto plazo de la electricidad (precio “spot”), el cual es resultado de la realización de un despacho económico centralizado, en el cual las compras y ventas de energía son determinadas por un operador de mercado, quien administra y coordina las transacciones, con el objetivo de minimizar el costo de operación total del sistema. Además, este modelo provee un esquema de tarificación para el sistema de transmisión y para el conjunto de servicios complementarios necesarios para la operación segura y confiable del sistema. Por último, debe actuar como intermediario frente a la aparición de discrepancias entre los participantes del mercado.

4.1.2.2 Contratos bilaterales físicos

En un mercado basado en contratos bilaterales físicos, productores y consumidores establecen una relación comercial directa o a través de un comercializador. El oferente se compromete a inyectar al sistema la cantidad de electricidad establecida en el contrato. Asimismo la contraparte del contrato se compromete a coordinar y ajustar su consumo de electricidad a los niveles y duración establecidos en el contrato. Se denomina físico por su directa relación con el despacho de la operación, ya que el operador del sistema según normativas de eficiencia y seguridad de servicio determina la factibilidad de dicha operación, con el objetivo de llevar a cabo la transferencia de energía eléctrica entre las partes.

4.1.2.3 Contratos bilaterales financieros

Son producto de un libre intercambio comercial entre suministradores y consumidores, ya sea en forma directa o a través de un comercializador. Sin embargo, por definición, los contratos bilaterales financieros no afectan al despacho de la operación y sólo son acordados entre los participantes del mercado con el fin de manejar, acorde a una estrategia de mercado, el riesgo de posibles variaciones futuras del precio de la energía eléctrica. Debido a esto, los contratos bilaterales financieros son usados sólo como un complemento a las estructuras de mercado presentadas anteriormente, y no pueden constituir en forma única la organización de un mercado de electricidad.

4.1.3 Negocios de los generadores en Chile

Dentro de los modelos de mercado mencionados, se reconocen dos tipos de negocios que pueden realizar los generadores eléctricos en Chile⁴⁷.

4.1.3.1 Negocio por operación de la generadora eléctrica en el sistema

Corresponde al tipo de negocio planteado en el sistema pool. En este se identifican ingresos y egresos. Dentro de los ingresos se encuentran las inyecciones realizadas por el generador en el punto del sistema al cual se encuentra conectado. Estas inyecciones están determinadas por el despacho económico del operador de red (cuya función recae en el Centro de Despacho Económico de Carga en Chile⁴⁸) según una lista de mérito basada en los costos marginales de todas las centrales conectadas al sistema. La valoración de esta energía se realiza al costo marginal del último MWh despachado por la lista de mérito⁴⁹. Además se consigna como ingreso la potencia firme reconocida por el sistema a la central⁵⁰ y cuya valoración es al precio marginal de la potencia en el punto de inyección, actualmente igual al precio nudo. Dentro de los egresos, se encuentran los peajes que debe pagar el generador por las inyecciones hechas a la red. También se consideran los costos variables de operar la central.

4.1.3.2 Negocio comercial por venta a clientes

Corresponde al planteado en los mercados bilaterales financieros, aunque presenta elementos del sistema pool. Dentro de los ingresos se encuentran las ventas realizadas a distintos clientes, los cuales pueden ser los distribuidores de energía eléctrica (en cuyo caso el contrato queda reglamentado según el cliente final sea o no regulado) o clientes libres (donde el contrato queda definido entre privados y a precios libres). Dentro de los egresos se contabilizan las compras de electricidad hechas al sistema, con el objetivo de cumplir los contratos acordados. Esta compra se realiza en cada punto de retiro de los clientes abastecidos, al precio marginal de energía y potencia para dicho punto. También se contabilizan los peajes adicionales por inyecciones al sistema realizados por el generador y los costos de administración y ventas.

⁴⁷ Fuente: Análisis Técnico Económico del Sector Eléctrico Chileno, Apuntes profesor Francisco Aguirre. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile.

⁴⁸ En el modelo chileno, el CDEC además cumple la función de operador de mercado.

⁴⁹ El CDEC SIC realiza la actualización de esta lista de mérito cada 15 minutos.

⁵⁰ El procedimiento de cálculo de la potencia firme reconocida a una central está reglamentado por el CDEC.

4.2 Análisis económico aplicado a la biorrefinería

El modelo de negocio asumido para el esquema planteado corresponde al de operación de la central en el sistema eléctrico. El análisis económico considera la operación de la planta de bioetanol durante cuatro meses (desde Noviembre del 2007 hasta Febrero del 2008), tomando en cuenta los ingresos generados por la venta de bioetanol, coproductos, inyección de energía eléctrica a la red y pagos por potencia firme. Además se consideran los costos fijos de inversión del proceso productivo de bioetanol, del sistema de cogeneración que corresponda⁵¹ y los costos variables para producción de bioetanol, vapor y electricidad⁵².

A continuación se describen los elementos necesarios para realizar un análisis económico en este modelo, considerando lo estipulado por la Ley General de Servicios Eléctricos.

4.3 Análisis económico del proceso productivo de bioetanol

El análisis económico del proceso productivo de bioetanol incluirá los ingresos, costos fijos y costos variables más importantes. Estos no incluyen los costos asociados al consumo de vapor y electricidad por parte del proceso. Si considera los costos fijos de instalación de una planta productora de bioetanol, los costos variables del grano de maíz como materia prima, químicos y agua usados en el proceso, desnaturalizante de bioetanol en la etapa final y el valor de venta del bioetanol y los coproductos.

4.3.1 Supuestos asumidos para el proceso productivo de bioetanol

Para el proceso productivo de bioetanol, se consideran las variables determinadas en el punto 3.3, además de las consideradas en la planilla de cálculo Excel elaborada para el trabajo⁵³.

La tabla 18 muestra los parámetros asumidos para el análisis económico.

⁵¹ Este costo se estima a través del Valor Actual Neto (VAN) de la inversión realizada en el sistema de cogeneración correspondiente, tomando como periodo un mes.

⁵² Notar que el costo variable para la producción de vapor esta asociado al combustible necesario para producirlo y que el costo variable de la electricidad corresponde al costo del combustible destinado a producción de electricidad en el sistema de cogeneración o al costo que tiene la energía eléctrica comprada desde el punto de conexión de la red al cual se encuentra conectado el esquema propuesto. De lo anterior se concluye que el costo variable de producción de electricidad esta subestimado.

⁵³ Ver sección Anexos 2

| Ítem | Valor |
|--|------------|
| Costo planta maíz [US \$ / ton] | 71.00 |
| Costo grano de maíz [US \$ / ton] | 86.61 |
| Costo enzimas [US \$ / galón ⁵⁴] | 0.048 |
| Costo azufre [US \$ / galón] | 0.02 |
| Costo otros químicos [US\$ / galón] | 0.02 |
| Costo agua [US\$ / galón] | 0.01 |
| Costo desnaturalizante [US\$ / galón] | 0.70 |
| Valor galón etanol [US \$ / galón] | 1.15 |
| Valor DDGS [US\$ / ton] | 80.00 |
| Valor CO2 [US\$ / ton] | 6.00 |
| Costo instalación planta [US\$ / galón] | 1.50 |
| Costo total instalación planta [US\$] | 75,000,000 |
| Tasa descuento [%] | 10 |
| Vida útil [años] | 30 |

Tabla 24 . Parámetros asumidos para la instalación y operación de una planta de bioetanol [32] [34]

4.4 Análisis económico del sistema de cogeneración

4.4.1 Punto de conexión al sistema

La planta se ubicaría en la VI Región, comuna de San Francisco, en dependencias de la empresa COAGRA. A una distancia aproximada de 250 metros se encuentra ubicada la S/E San Francisco de Mostazal (propiedad de CGE Transmisión)⁵⁵, cuyas barras se conectan a 4 circuitos de salida en 15 kV (Consumos en Media Tensión) y 2 circuitos de llegada en 66 kV (Rancagua y Paine en Alta Tensión).



Ilustración 12. Red de subtransmisión zona Cachapoal, CGE

⁵⁴ Por galón de etanol producido.

⁵⁵ Diagrama unilineal de la Subestación en Anexos.

Por definición de las instalaciones de transmisión⁵⁶, la red a la cual se encontraría conectada la central corresponde a un red de subtransmisión, ya que es un conjunto de líneas y subestaciones dispuestas para abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales o regulados, territorialmente identificables y que se encuentran en zonas de concesión de distribuidoras.

4.4.2 Esquema de negocio de la central y parámetros económicos

Dado que el ciclo 1 realiza retiros desde la red y los ciclos 2 y 3 realizan inyecciones, la central puede tener un contrato de cliente y puede inyectar energía a la red bajo las reglas del mercado spot de energía. Se asume que el contrato como cliente es perfecto, por lo que las valorizaciones de potencia y energía son al precio marginal del punto de retiro. En el caso de inyección, la central lo hará siempre y cuando su costo marginal sea menor al precio marginal del sistema, valorizando sus inyecciones al precio marginal del punto de inyección.

El valor de la moneda (dólar estadounidense) queda fijada como el promedio mensual del dólar para los meses de Noviembre y Diciembre del 2007, Enero y Febrero del 2008⁵⁷. No se considera paridad del poder de compra (no se establecen los costos reales que tendrían en Chile el capital, los combustibles, etc.). Para la inversión de capital, se asume una tasa de descuento del 10 % y una vida útil del capital de 30 años.

4.4.3 Operación de la central

Se asume que la central opera desde el mes de Noviembre del 2007 hasta el mes de Febrero del 2008, las 24 horas del día, todos los días, consumiendo o inyectando potencia eléctrica. Los costos variables de la central se asumen constantes durante el período considerado.

4.4.4 Precios marginales del SIC

Se utilizarán los precios marginales del sistema calculados diariamente en el nudo Quillota 220 para los meses de estudio⁵⁸.

4.4.5 Punto real de conexión a la red y peajes

A pesar de que la central se encuentra conectada a una red de subtransmisión, se asumen las inyecciones y retiros en el nudo Rancagua 154, a los precios marginales que establece para dicho nudo el

⁵⁶ Artículo 71.1 Ley N° 19.940 del 2004 (Ley Corta 1)

⁵⁷ Fuente: Banco Central

⁵⁸ Informe de la Dirección de Operación y Peajes del CDEC SIC.

Informe de Precio de Nudo del SIC de Octubre del 2007. Debido a que la central inyecta en niveles menores a los 9 MW, se desprende que no corresponde pagar peajes en el sistema troncal de transmisión⁵⁹.

4.4.6 Pago por potencia firme

Se asume que el mecanismo de pago por potencia firme para la central simulada es el mismo que el reconocido para la central Cholguán (propiedad de Arauco Generación), dadas sus características similares con el sistema de cogeneración propuesto en términos de potencia eléctrica generada y combustible utilizado. La potencia firme reconocida para Cholguán fue de 8,9 MW por mes del total de 13 MW que tiene efectivamente instalado⁶⁰. Por lo tanto, a la potencia nominal inyectada en la red por la central en estudio (ya sea el caso del ciclo 2 o 3) se aplicará el factor de ponderación 0.68 (que corresponde al porcentaje de la potencia nominal reconocida como potencia firme a la central Cholguán), resultando en la potencia firme reconocida.

4.4.7 Consideraciones respecto a costos

4.4.7.1 Recolección, manejo y almacenamiento de biomasa

La cantidad de biomasa que puede ser recolectada en ciertos períodos depende de una serie de factores. Para los residuos de agricultura (como sería la planta de maíz destinada para la producción de bioetanol), las consideraciones incluyen el tipo y secuencia de la operación de recolección, la eficiencia de los equipos de recolección, prácticas de cultivo y manejo de la materia prima, y restricciones medioambientales como sería el control de la erosión. Diferentes sistemas han variado las eficiencias de recolección. El precio asumido se encuentra típicamente entre los 5 y 7 dólares por tonelada [33].

Muchas veces la recolección de biomasa no implica una compensación al dueño del cultivo. Sin embargo, el pago se hace con el objetivo de compensar la disminución de materia orgánica en la superficie y dar un valor a los nutrientes removidos. El pago se estructura en base a la distancia entre la planta receptora y el lugar de cultivo, donde el valor va de los 15 dólares por tonelada (para distancias menores de 25 kilómetros) a los 7 dólares por tonelada (para distancias entre los 25 y 80 km) [33].

En cuanto al transporte de biomasa, este depende específicamente de la distancia entre la planta receptora y el lugar de cultivo. Para este caso, se asume un costo de 59,5 a 62,50 dólares por tonelada seca de fardo y de 57 a 59,5 dólares por tonelada de fardo compactado para una distancia menor a 80 km[33].

Si en el estudio se asume que la materia prima es comprada a distancias menores de 80 kilómetros y es transportada como fardo compacto, el costo total por tonelada de planta de maíz como combustible sería de 71 dólares por tonelada.

⁵⁹ Ley 19.940, artículo 71 – 7

⁶⁰ Fuente: Anuario 2007, CDEC SIC

4.4.7.2 Producción y venta de DDGS

Los granos destilados corresponden a un producto residual de la producción de bioetanol, por lo que es difícil asignar un costo de producción directo. Sin embargo, estos son vendidos en la actualidad como alimento para ganado, cuyo precio de venta se encuentra en torno a los 80 dólares por tonelada en el estado de Minnesota en EE. UU. [34].

Si usamos los DDGS como combustible, su costo total corresponde al costo de oportunidad de venta más el de producción. Dado que no se puede determinar el costo directamente, se establece un costo de 90 dólares para los DDGS como combustible [34].

4.4.7.3 Costo de almacenamiento de biomasa

Este podría ser realizado por el productor o consumidor. Para este caso se asume que el consumidor deberá almacenar biomasa con el objetivo de abastecer su demanda. Los costos de la instalación dependen de las condiciones en las que se quiere conservar la biomasa. Estos pueden ser estructuras cerradas con piso en cemento (valor de inversión entre los 10 y 15 dólares por tonelada guardada), estructuras techadas sin ser cerradas con piso (valor de inversión entre los 6 y 8 dólares por tonelada guardada), lona sobre piso (valor de inversión de 3 dólares por tonelada guardada), al aire libre sobre piso (valor de inversión de 1 dólar por tonelada guardada) y al aire libre sobre la tierra (0 dólar de inversión) [33]. Sin embargo, el costo por almacenamiento está incluido dentro del costo de inversión de un sistema de cogeneración (que se tratará en el siguiente punto).

4.4.7.4 Costo de inversión de sistemas de cogeneración

Un sistema de cogeneración basado en un ciclo de vapor es un proceso complejo con muchos subsistemas relacionados, los que deben ser incluidos en la inversión. Los costos de inversión (incluyendo el equipamiento e instalación) típicos para una central se dividen en 25% destinado a la caldera, 25% para el almacenamiento, manejo y preparación del combustible, 17% para el manejo de emisiones y cenizas de la caldera, 15% en la turbina y 18% por la instalación e ingeniería. Para este caso, se asume un costo de inversión por kW instalado para un sistema completo con turbina contrapresión (ciclo 2) de 360 dólares, con una capacidad nominal de 10 MW a la salida de la turbina [35]. Para el ciclo 1, se asume un costo de inversión por kW instalado de 267,44 dólares (basado en el costo anterior, no considerando el costo de la turbina y tomando en cuenta el tamaño relativo de generación de vapor entre ciclo 1 y 2) [35]. Para el ciclo 3, se asume un costo de inversión por kW instalado de 383,9 dólares con una capacidad nominal instalada de 15 [MW] (asumiendo un costo 10 % mayor al de un ciclo 2 de capacidad nominal de 15 MW y considerando las economías de escala de construir ciclos de mayor tamaño) [35]. El costo del generador eléctrico y sus sistemas complementarios se determinan en la planilla de cálculo.

4.4.7.5 Otros costos

Existen otros costos (tanto de inversión como variables) que no serán considerados, con el objetivo de simplificar el modelo. Entre estos se cuentan impuestos sobre el capital y costos operativos laborales y no laborales.

4.4.8 Resumen de supuestos asumidos

Las tablas 24, 25, 26 y 27 muestran los valores asumidos para el análisis económico.

| Mes | Valor |
|-------------------------------|--------|
| Dólar promedio Noviembre 2007 | 505,79 |
| Dólar promedio Diciembre 2007 | 499,02 |
| Dólar promedio Enero 2008 | 481,77 |
| Dólar promedio Febrero 2008 | 467,61 |

Tabla 25. Tipo cambio asumido para el período de análisis. Fuente: Banco Central

| Ítem | Valor |
|---|----------------------|
| Costo instalación Ciclo 1 [US \$ / kW _{TH}] | 267,44 |
| <i>Costo total Ciclo 1 [US \$]⁶¹</i> | <i>2.674.366,86</i> |
| Costo instalación Ciclo 2 [US \$ / kW] ⁶² | 360,00 |
| Costo total instalación Ciclo 2 [US \$] | 3.600.000,00 |
| Costo generador 10 MW [US \$] | 3.600.000,00 |
| <i>Costo total Ciclo 2 [US \$]</i> | <i>7.200.000,00</i> |
| Costo instalación Ciclo 3 [US \$ / kW] ⁶³ | 383,90 |
| Costo total instalación Ciclo 3 [US \$] | 5.758.500,00 |
| Costo generador 15 MW [US \$] | 5.385.000,00 |
| <i>Costo total Ciclo 3 [US \$]</i> | <i>11.143.500,00</i> |
| Tasa descuento usada [%] | 10 |
| Vida útil [años] | 30 |

Tabla 26. Costos fijos asumidos para los ciclos de cogeneración analizados. Fuente: EPA

⁶¹ Se asume capacidad nominal de 10 MW_{TH}, pero donde no esta considerada turbina dentro de los costos.

⁶² Capacidad nominal de 10 MW_E, donde no se incluye el costo del generador.

⁶³ Capacidad nominal de 15 MW_E, donde no se incluye el costo del generador.

| Ítem | Valor |
|--|----------|
| Costo oportunidad DDGS [US \$ / ton] | 90,00 |
| Costo total planta maíz [US \$ / ton] ⁶⁴ | 71,00 |
| Costo variable total en vapor ⁶⁵ [US \$ / hora] | 1.173,59 |
| Costo variable electricidad C2 ⁶⁶ [US \$ / MWh] | 23,62 |
| Costo variable electricidad C2 ⁶⁷ [US \$ / MWh] | 23,02 |
| Costo variable electricidad C3 ⁶⁸ [US \$ / MWh] | 78,92 |
| Costo variable electricidad C3 ⁶⁹ [US \$ / MWh] | 76,17 |

Tabla 27. Costos variables asumidos para los ciclos analizados Fuente: EPA⁷⁰

| Ítem | Valor |
|---|----------|
| Factor penalización Energía Barra Retiro | 1,0839 |
| Precio Nudo Potencia [Ch \$ / kW / mes] | 4.436,90 |
| CMg P ⁷¹ Barra Retiro Nov 2007 [US\$/kW mes] | 8,77 |
| CMg P Barra Retiro Dic 2007 [US\$/kW mes] | 8,89 |
| CMg P Barra Retiro Ene 2008 [US\$/kW mes] | 9,21 |
| CMg P Barra Retiro Feb 2008 [US\$/kW mes] | 9,49 |
| Pago Pfirmes ⁷² Nov 2007 [US\$/kW mes] | 8,77 |
| Pago Pfirmes Dic 2007 [US\$/kW mes] | 8,89 |
| Pago Pfirmes Ene 2008 [US\$/kW mes] | 9,21 |
| Pago Pfirmes Feb 2008 [US\$/kW mes] | 9,49 |
| Pfirmes reconocida ⁷³ [%] | 0,68 |
| Pfirmes reconocida Ciclo 2 ⁷⁴ [MW] | 0,57 |
| Pfirmes reconocida Ciclo 3 ⁷⁵ [MW] | 3,74 |

Tabla 28. Parámetros SIC asumidos para el análisis económico⁷⁶

⁶⁴ Considera supuestos de 4.4.7.1

⁶⁵ La demanda de vapor por parte del proceso es siempre la misma (independiente del ciclo que abastece). Además, el esquema propuesto establece que esta demanda base será siempre abastecida con planta de maíz. Por lo tanto, el costo variable total para la producción de vapor es el mismo para el ciclo 1,2 y 3.

⁶⁶ Abastecido con planta de maíz.

⁶⁷ Abastecido con planta de maíz más DDGS.

⁶⁸ Abastecido con planta de maíz.

⁶⁹ Abastecido con planta de maíz más DDGS.

⁷⁰ Costos variables determinados en planilla de cálculo Excel elaborada para este trabajo.

⁷¹ Costo Marginal de la Potencia Eléctrica

⁷² Potencia Firme

⁷³ Corresponde al porcentaje de la potencia nominal de una central del SIC similar a la simulada, reconocida efectivamente por el CDEC SIC como Potencia Firme para el período 2007. Fuente: Anuario 2007, CDEC SIC.

⁷⁴ Corresponde al porcentaje de la potencia nominal inyectada por la central simulada.

⁷⁵ Corresponde al porcentaje de la potencia nominal inyectada por la central simulada.

⁷⁶ Fuente: Informe Precio Nudo Octubre 2008 SIC.

4.5 Resultados del análisis económico total

Cabe señalar que los meses simulados no poseen los mismos días, lo que provoca la variación de ciertos ingresos y costos. Sin embargo, esto no altera las conclusiones del análisis.

Las siguientes ilustraciones muestran los resultados del análisis económico para cada caso⁷⁷, desagregados en ingresos y costos en los que incurre la biorrefinería.

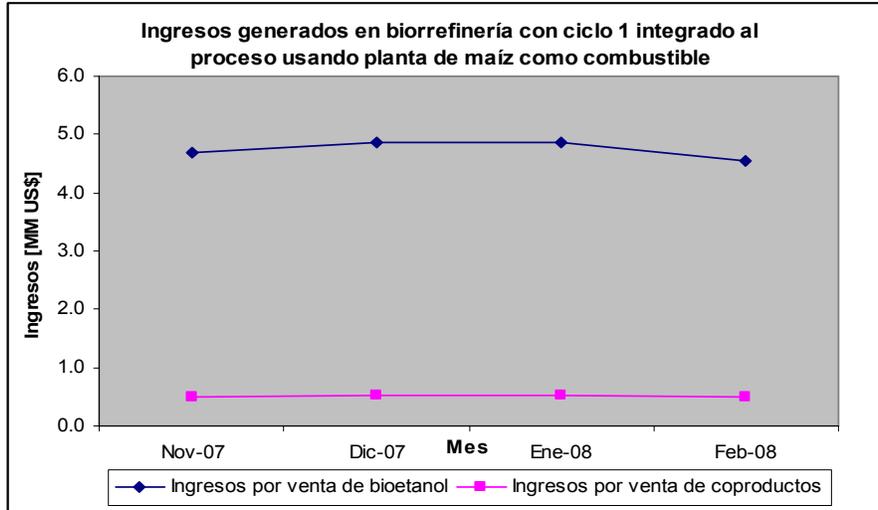


Ilustración 13. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 1⁷⁸

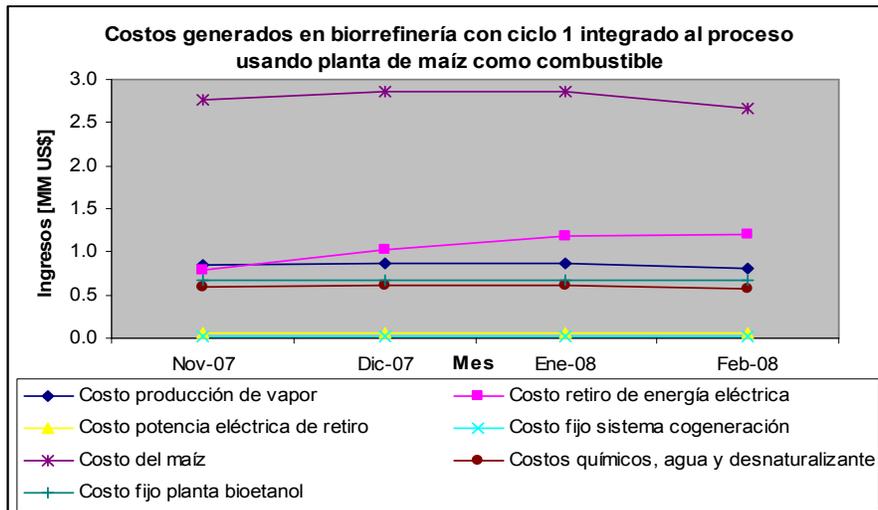


Ilustración 14. Costos generados en biorrefinería: Esquema 1

⁷⁷ El detalle de los resultados económicos se puede observar en la sección Anexos 3.

⁷⁸ Combustión de planta de maíz para proveer calor al proceso productivo de bioetanol en base a maíz por molienda seca. Energía eléctrica retirada desde la red.

La ilustración 13 muestra los ingresos del esquema 1 propuesto para la biorrefinería. En este se observa que el principal ingreso es la venta de bioetanol. Con un orden de magnitud menor, los coproductos son el segundo aporte. Respecto a los costos, la ilustración 14 muestra que el mayor costo corresponde al maíz (insumo principal para la producción de bioetanol). En un segundo grupo se encuentran el costo de la energía eléctrica y del vapor (cabe señalar que la energía eléctrica varía bastante debido a las variaciones de los precios marginales en la barra de retiro, siendo en el mes de Noviembre menor que el costo del vapor). Dentro de este mismo grupo se encuentran el costo fijo de la planta de bioetanol y el costo de químicos, agua y desnaturalizantes usados en el proceso de producción de bioetanol. En un tercer grupo se encuentran el costo fijo del sistema de cogeneración y el costo de la potencia eléctrica a la cual se abastece el proceso productivo.

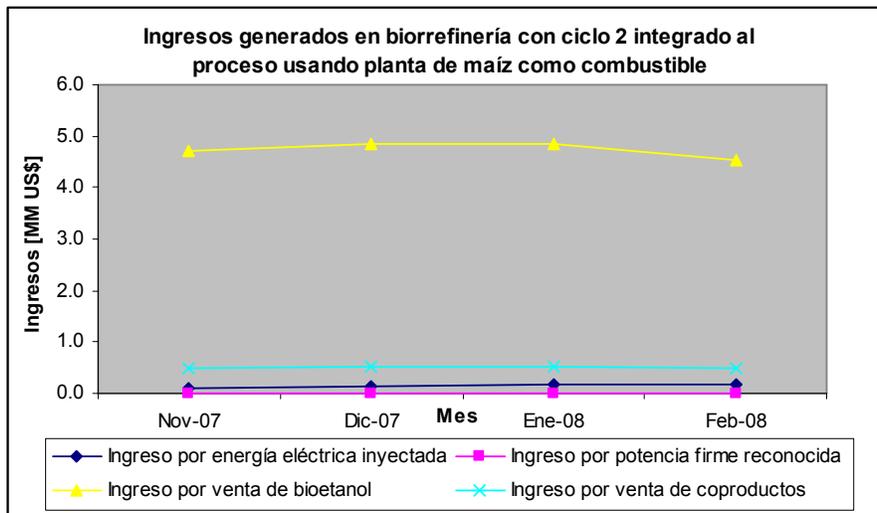


Ilustración 15. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 2⁷⁹

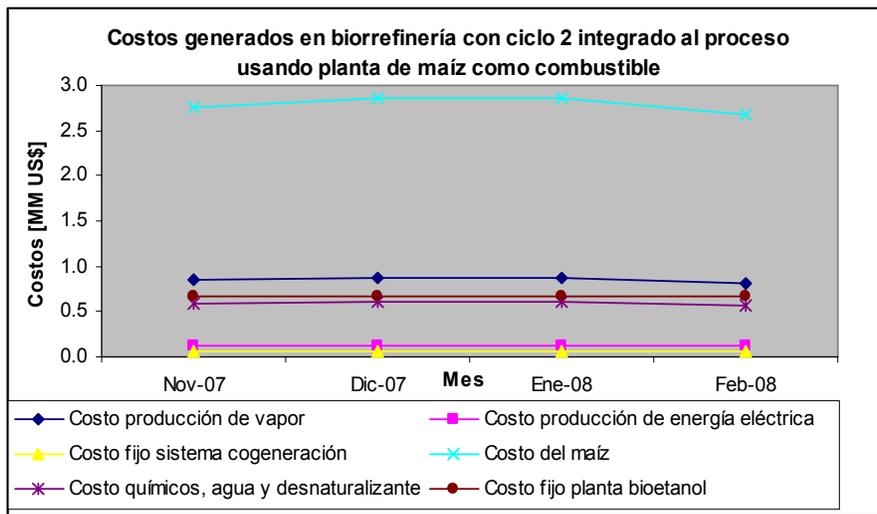


Ilustración 16. Costos generados en biorrefinería: Esquema 2

⁷⁹ Combustión de planta de maíz para proveer calor y electricidad al proceso.

La ilustración 15 muestra los ingresos del esquema 2 propuesto para la biorrefinería. En este se observa que el principal ingreso es la venta de bioetanol, seguido en un segundo grupo por el ingreso de venta de los coproductos, por venta de energía eléctrica a la red y por potencia firme reconocida. Respecto a los costos, la ilustración 16 muestra que el mayor costo corresponde al maíz. En un segundo grupo se encuentran el costo del vapor, el costo fijo de la planta de bioetanol y el costo de químicos, agua y desnaturalizantes usados en el proceso productivo de bioetanol. En un tercer grupo se encuentran el costo de producción de energía eléctrica y el costo fijo del sistema de cogeneración.

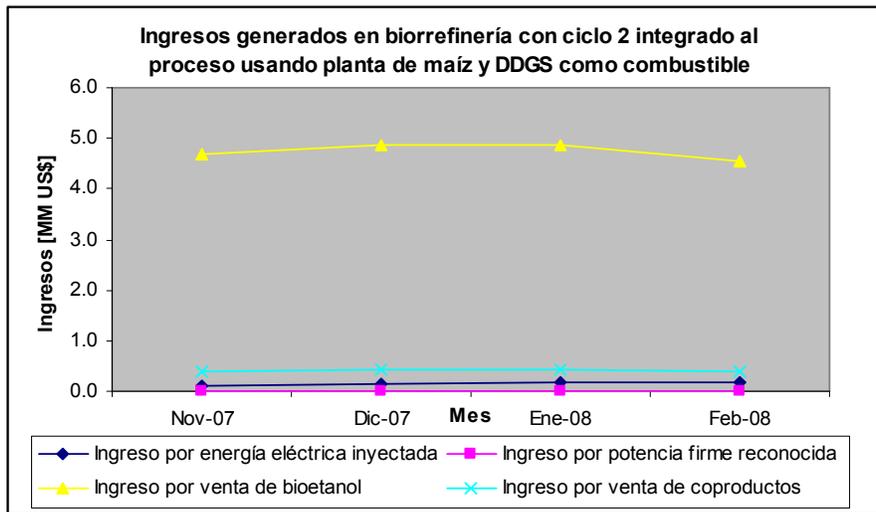


Ilustración 17. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 3⁸⁰

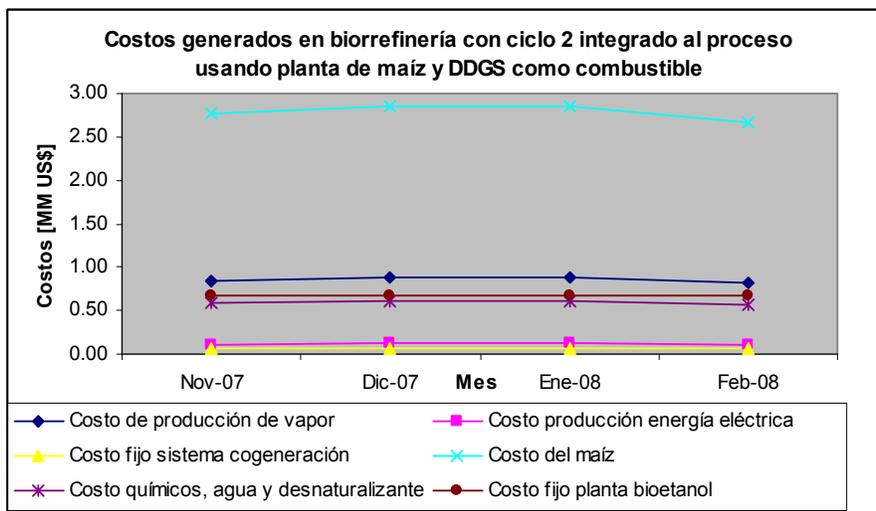


Ilustración 18. Costos generados en biorrefinería: Esquema 3

⁸⁰ Combustión de planta de maíz y DDGS para proveer calor y electricidad al proceso.

La ilustración 17 muestra los ingresos del esquema 3 propuesto para la biorrefinería. En este se observa que el principal ingreso es la venta de bioetanol, seguido en un segundo grupo por el ingreso de venta de los coproductos, por venta de energía eléctrica a la red y por potencia firme reconocida. Respecto a los costos, la ilustración 18 muestra que el mayor costo corresponde al maíz. En un segundo grupo se encuentran el costo del vapor, el costo fijo de la planta de bioetanol y el costo de químicos, agua y desnaturalizantes usados en el proceso productivo de bioetanol. En un tercer grupo se encuentran el costo de producción de energía eléctrica y el costo fijo del sistema de cogeneración.

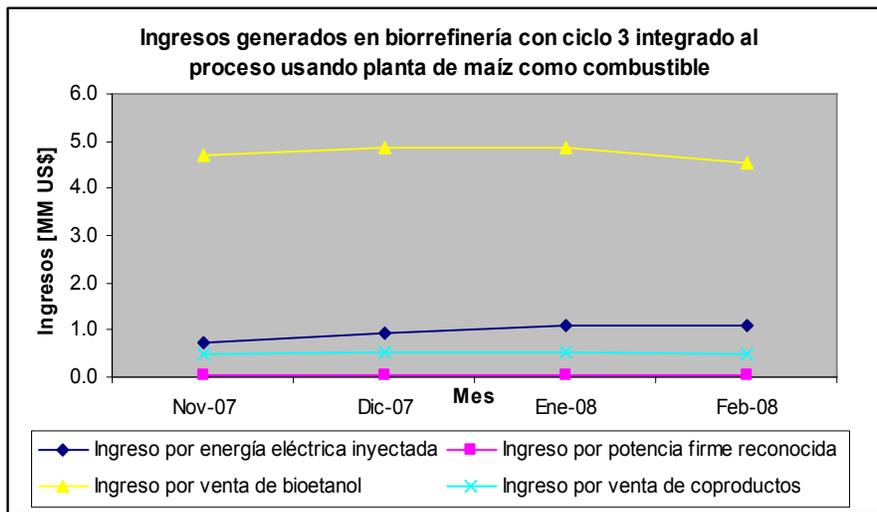


Ilustración 19. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 4⁸¹

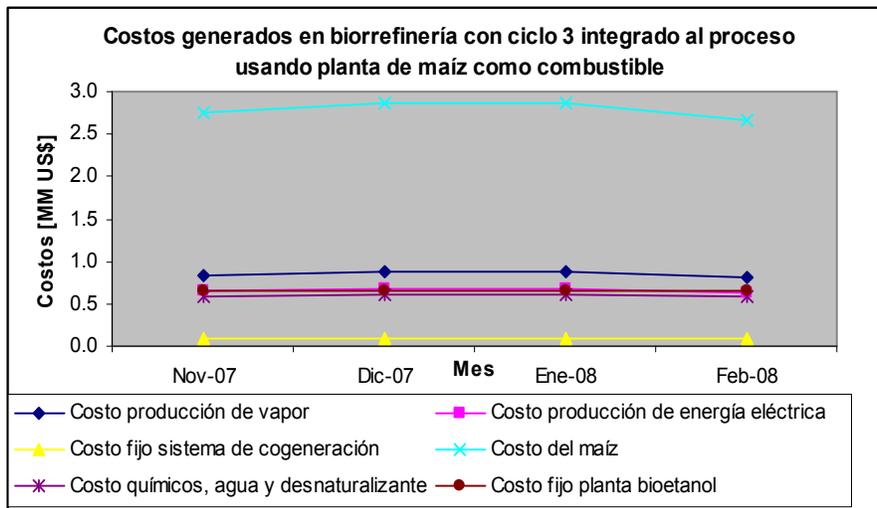


Ilustración 20. Costos generados en biorrefinería: Esquema 4

⁸¹ Combustión de planta de maíz para proveer calor y electricidad al proceso. Inyección de electricidad a la red.

La ilustración 19 muestra los ingresos del esquema 4 propuesto para la biorrefinería. En este se observa que el principal ingreso es la venta de bioetanol, seguido en un segundo grupo por el ingreso de venta de energía eléctrica a la red, por venta de los coproductos y por potencia firme reconocida. Respecto a los costos, la ilustración 20 muestra que el mayor costo corresponde al maíz. En un segundo grupo se encuentran el costo del vapor, de la energía eléctrica generada, el costo fijo de la planta de bioetanol y el costo de químicos, agua y desnaturalizantes usados en el proceso productivo de bioetanol. El último costo corresponde al costo fijo del sistema de cogeneración.

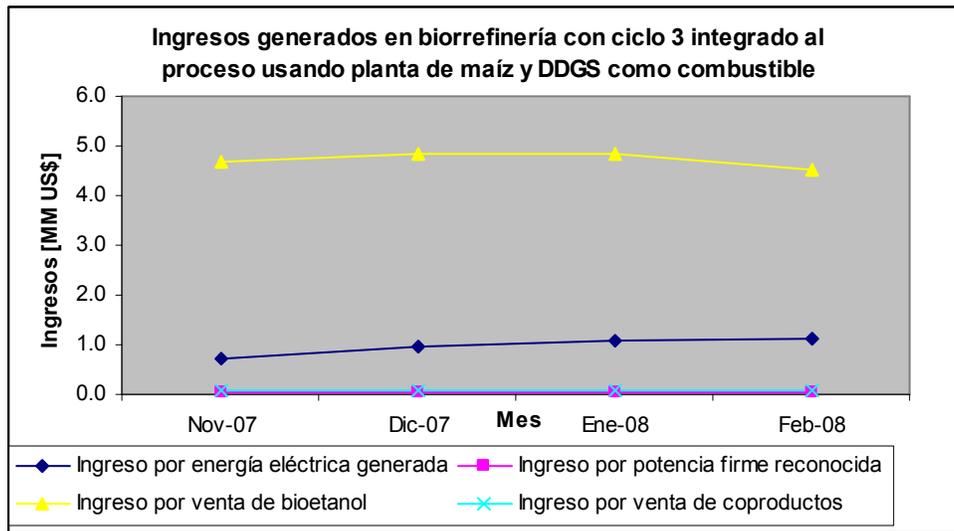


Ilustración 21. Ingresos generados en biorrefinería: Esquema 5⁸²

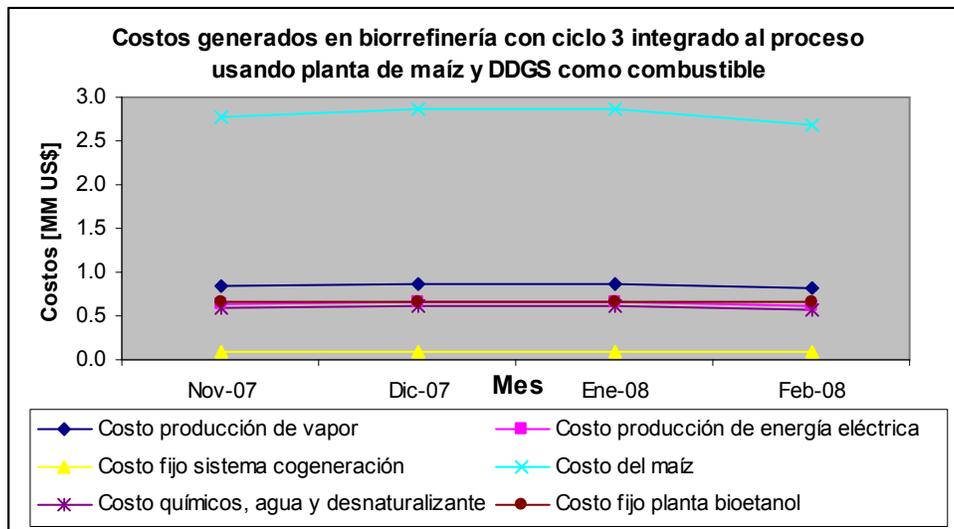


Ilustración 22. Costos generados en biorrefinería: Esquema 5

⁸² Combustión de planta de maíz y DDGS para proveer calor y electricidad al proceso. Inyección de electricidad a la red.

La ilustración 21 muestra los ingresos del esquema 5 propuesto para la biorrefinería. En este se observa que el principal ingreso es la venta de bioetanol, seguido por el ingreso de venta de energía eléctrica a la red. En un segundo grupo se encuentran los ingresos por venta de coproductos y por potencia firme reconocida. Respecto a los costos, la ilustración 22 muestra que el mayor costo corresponde al maíz. En un segundo grupo se encuentran el costo del vapor, el costo fijo de la planta de bioetanol, el costo de la energía eléctrica generada y el costo de químicos, agua y desnaturalizantes usados en el proceso productivo de bioetanol. El último costo corresponde al costo fijo del sistema de cogeneración.

Las siguientes ilustraciones muestran resultados globales respecto al costo total de generación de vapor y electricidad (ilustración 23) y el balance económico total (ilustración 24), para los cinco esquemas. Cabe recordar que la demanda de electricidad y vapor por parte del proceso productivo es constante durante los 4 meses y que el costo de los combustibles es constante, variando solamente el costo de la electricidad en el sistema, la cantidad de electricidad producida dependiendo del ciclo de cogeneración y la demanda de combustible para cada ciclo de cogeneración.

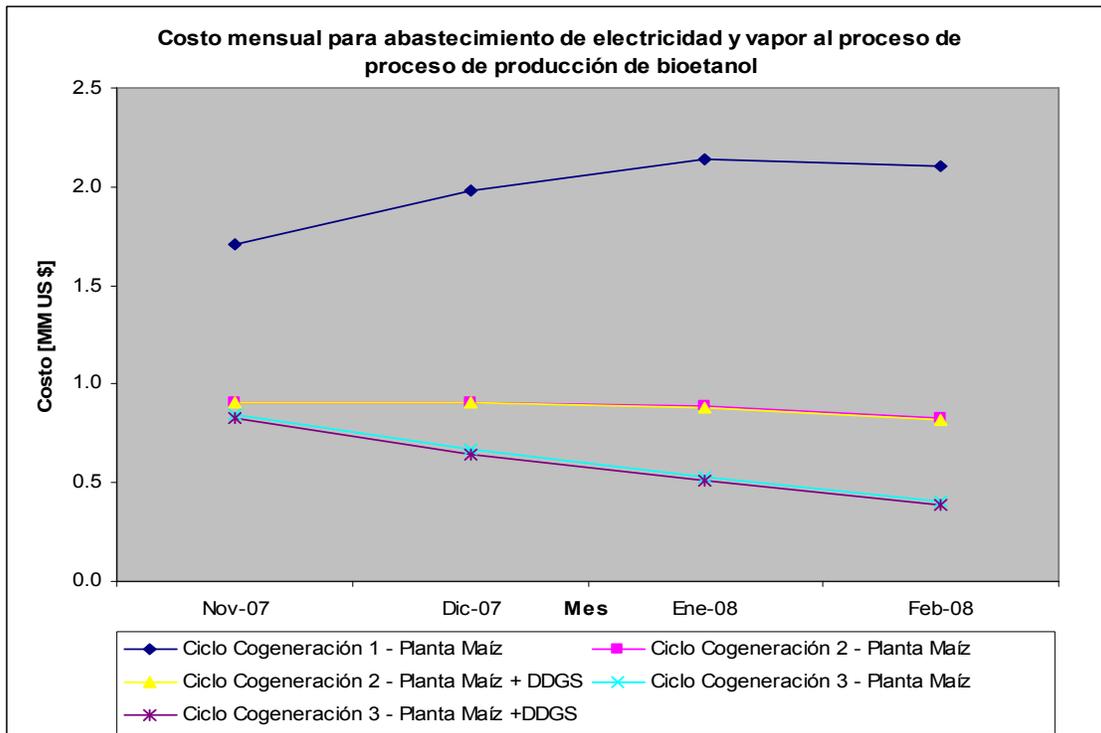


Ilustración 23. Costo mensual para abastecimiento de vapor y electricidad para esquemas propuestos

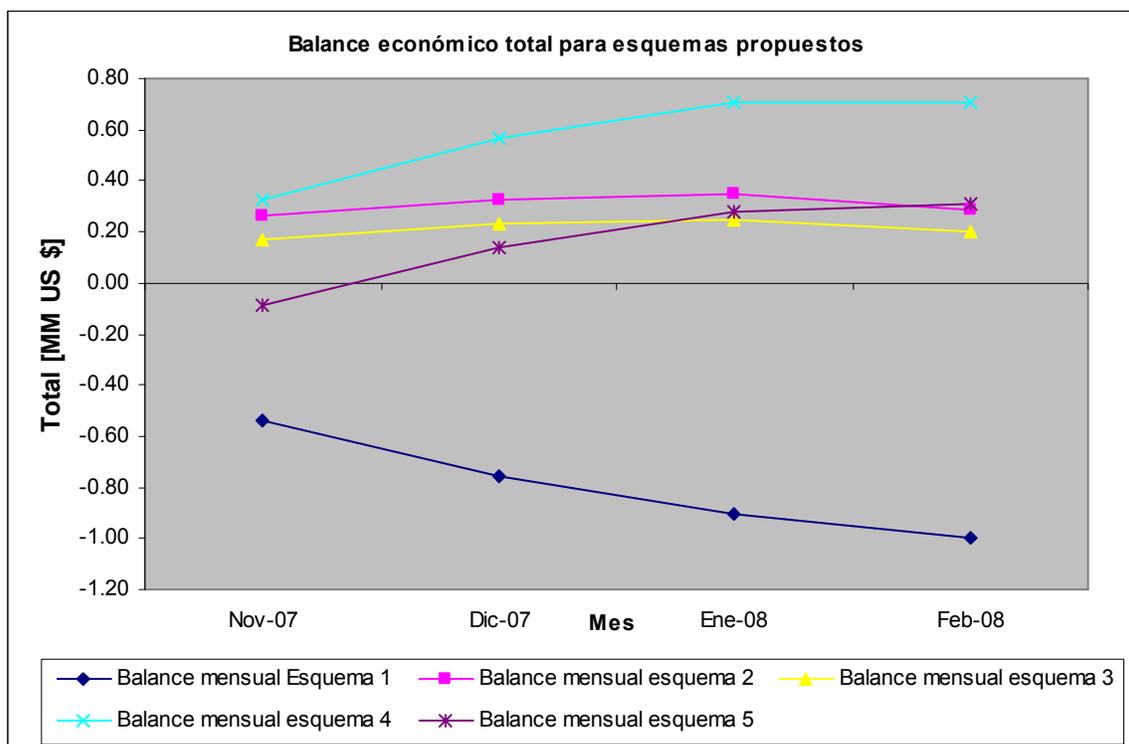


Ilustración 24. Balance económico total para esquemas propuestos

4.6 Discusión de los resultados

Respecto al análisis de los ingresos y costos asociados a cada esquema, además de lo ya señalado en el punto 4.4, se puede observar que el ingreso principal corresponde a la venta de bioetanol y que el costo más significativo corresponde al grano de maíz. Lo anterior es evidente dado el objetivo de este negocio. Sin embargo, dentro de los ingresos y costos hay que señalar la importancia de segundo orden que tiene el ingreso por venta de energía eléctrica al sistema, el ingreso por venta de coproductos y los costos relativos a la generación de vapor y electricidad.

La variación de ingresos y costos entre esquemas radica principalmente en dos motivos: determinar si efectivamente es más barato generar el vapor y electricidad que comprarlo a la red y en establecer si los DDGS son más valorados como combustible o como coproducto.

Respecto al primer punto, la ilustración 23 muestra que el ciclo 3 de cogeneración reduce mayormente los costos en el período de análisis, además de ser más sensible ante las variaciones de los precios marginales del sistema eléctrico. A pesar de que el ciclo 3 es más caro en términos de inversión, puede producir grandes cantidades de energía eléctrica en comparación con el ciclo 2 de cogeneración, el cual presenta una inyección de electricidad baja debido al tipo de turbina de vapor que utiliza⁸³.

⁸³ Esto se debe a que la configuración de los elementos termodinámicos de este ciclo establece una cantidad fija de vapor a la salida de la turbina. Por lo tanto, el proceso determina la cantidad suficiente de vapor en la turbina.

Además, las ilustraciones 23 y 24 muestran que el esquema 1 presenta la menor rentabilidad económica. De lo anterior se concluye que la inversión en sistemas de cogeneración con producción de electricidad y vapor es una alternativa que reduce costos, a diferencia de sistemas que abastecen en forma separada vapor y electricidad.

Respecto al segundo punto, la ilustración 23 muestra que alimentar con DDGS los sistemas de cogeneración (correspondientes al esquema 3 y 5) reduce los costos de producción de electricidad (comparados al esquema 2 y 4 respectivamente), pero en una cantidad mínima. Esto se debe principalmente a que, si bien se requiere menos cantidad de biomasa para alimentar el ciclo (lo que se observa en el Capítulo 3, punto 3.5), el costo de los DDGS como combustible es mayor (dado su uso alternativo como alimento para ganado).

La ilustración 24 muestra el balance económico total de la biorrefinería para los 5 esquemas propuestos. Se observa que el esquema 4 es el más rentable (ciclo 3 de cogeneración eléctrica alimentado con planta de maíz como combustible). Lo anterior tiene dos motivos. El ciclo 3 de cogeneración integrado a la biorrefinería es el que presenta mayor sensibilidad antes los precios marginales del sistema. Además, dado que solo se alimenta de planta de maíz, da la opción a que los DDGS puedan ser vendidos como alimento para ganado, aportando más a la rentabilidad del esquema propuesto (ya que como combustible no reducen los costos de producción de manera significativa⁸⁴).

Los resultados anteriores dependen fuertemente de los precios marginales de la electricidad en el sistema. Según los Informes de Peajes del CDEC SIC, el precio marginal de potencia y energía eléctrica en sistema fueron subiendo desde Noviembre del 2007 a Febrero del 2008. Esto se refleja en la barra de conexión, cuyos costos marginales se muestran en la ilustración 28.

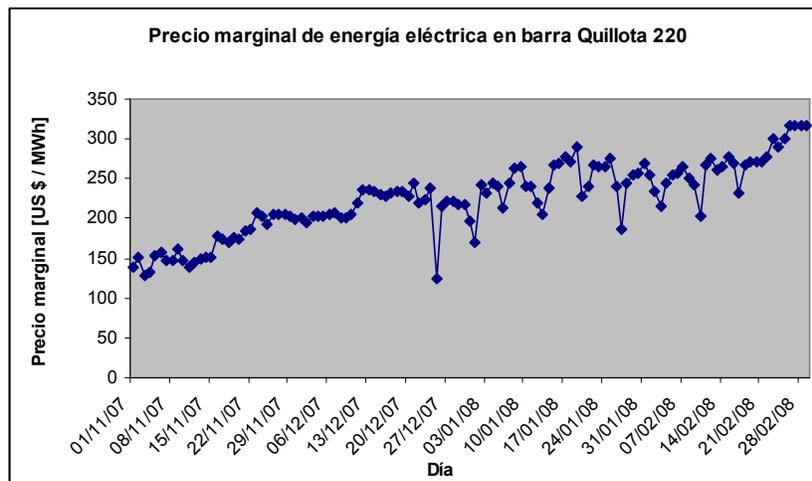


Ilustración 25. Precios marginales de energía eléctrica en barra de inyección⁸⁵

⁸⁴ Comparar en seccion Anexos 3, costo variable electricidad entre esquema 2 y 3; 4 y 5 para el mismo mes.

⁸⁵ Fuente: Informe de Peajes CDEC SIC Noviembre 2007 – Febrero 2008

Se puede observar en la ilustración 24 que para meses con precios marginales del sistema más bajos (Noviembre 2007), el esquema 1 se vuelve más rentable y los otros se encarecen. Esto es porque el ciclo 1 de cogeneración retira electricidad desde el sistema (no la produce), abaratando los costos del proceso al comprar electricidad a precios más bajos. Al contrario, los ciclos 2 y 3 de cogeneración inyectan su electricidad al sistema, recibiendo menores ingresos para precios marginales bajos.

Al contrario, la ilustración muestra que para meses con precios marginales del sistema más altos (Febrero 2008), el esquema 1 se encarece y los otros se vuelven más rentables. Esto es porque el ciclo 1 retira electricidad desde el sistema (no la produce), aumentando los costos del proceso al comprar electricidad a precios más altos. Al contrario, los ciclos 2 y 3 inyectan su electricidad al sistema, recibiendo mayores ingresos para precios marginales altos.

De lo anterior se puede concluir que los esquemas 2 y 3 son más estables ante la variación del precio marginal de la electricidad en el SIC y que el 4 y 5 son más sensibles ante estas variaciones.

Como discusión final, es posible ver en la ilustración 24 que los esquemas 2, 3, 4 y 5 son rentables y que el esquema 1 no lo es. Esta rentabilidad es baja, dado los niveles en costos fijos de inversión y costos variables de producción en la biorrefinería. Cabe señalar que los supuestos utilizados no toman en cuenta una serie de costos no asimilados, como son la incidencia del marco tributario sobre la venta de bioetanol y la adquisición de bienes de capital, costos fijos y variables no asumidos, el ignorar los pagos de peajes en el sistema de subtransmisión eléctrica al cual se inyecta la energía eléctrica, el asumir costos constantes que en la realidad sufren variaciones, no considerar detenciones ni partidas de la biorrefinería, entre otros. Además, los períodos de recuperación del capital invertido son mayores que el período de análisis, por lo que la variación del precio marginal de la electricidad en el sistema afecta fuertemente los resultados.

Como conclusión, se establece que el concepto de biorrefinería aplicado al proceso productivo de bioetanol en base a maíz bajo los supuestos asumidos es factible en términos económicos. Sin embargo, un estudio más detallado debiese mostrar que los esquemas no son rentables.

Capítulo V. Aspectos legales sobre ERNC y Biocombustibles

5.1 Energías Renovables No Convencionales

La situación actual de las ERNC (que representan el 2,4% del total de la capacidad instalada, correspondiente a 287,7 MW) [36], ha obligado a mejorar sus condiciones de utilización. El primer paso para este incentivo ya se había dado con la dictación de la Ley Corta I y Ley Corta II, que reformaron la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante LGSE).

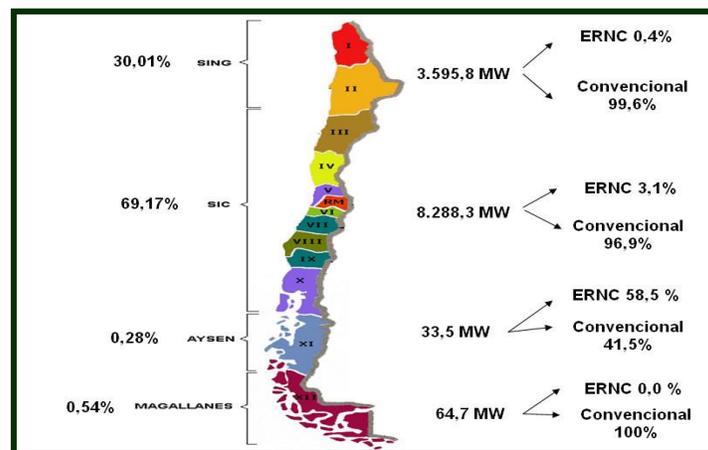


Ilustración 26. Capacidad eléctrica instalada en Chile [36]

En la actualidad existen 4 proyectos ERNC relativos al uso de biomasa para generación de electricidad en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental⁸⁶, con una capacidad conjunta de 65,6 MW [48]. Sin embargo, aún existen dificultades para que estos proyectos puedan incorporarse al mercado eléctrico:

- Requieren de modelos de negocios con baja incertidumbre en ingresos de mediano y largo plazo, debido a que son muy intensivos en uso de capital.
- Por su tamaño, complejidad e innovación, son menos atractivos que los proyectos tradicionales para las empresas constituidas en el mercado eléctrico chileno.
- La mayor parte de sus promotores son no tradicionales y tienen mayores dificultades para competir en el mercado de contratos con las empresas constituidas en el mercado eléctrico.

Por lo tanto, deben existir las condiciones para materializar proyectos de ERNC y así generar confianza en el mercado eléctrico respecto a su desarrollo en el largo plazo.

⁸⁶ Corresponde al organismo gubernamental que recibe las evaluaciones de impacto ambiental que tendrán distintos proyectos (en este caso de generación eléctrica) en el lugar de emplazamiento, deliberando según si cumplen la normativa ambiental vigente.

5.1.1 Ley corta 1 y 2

Corresponden al primer paso para el incentivo en el uso de las ERNC, que reformaron la LGSE.

La ley Corta I (ley 19.940, publicada el 13 de Marzo del 2004 en el Diario Oficial), aparte de establecer nuevas definiciones en los sistemas eléctricos de transmisión y su tarificación, en su artículo 71-7 considera los siguientes puntos relativos a ERNC:

- 1) Considera como fuentes ERNC para producir electricidad a la energía fotovoltaica, biomasa, mini hidráulicas, energía eólica, energía geotérmica, energía mareomotriz y a la cogeneración eléctrica.
- 2) Eximió total y parcialmente a centrales generadoras de ERNC, según si eran menores de 9 MW o entre 9 y 20 MW, del pago de peaje troncal.
- 3) Si las centrales generadoras ERNC superan un porcentaje de la potencia instalada en el sistema eléctrico por concepto de inyección a la red de su potencia eléctrica, se establece un mecanismo de pago de peaje troncal para estas centrales.
- 4) Los montos totales de peajes de transmisión troncal que no deben pagar las centrales generadoras ERNC y que cumplan con los puntos anteriores, serán pagados por el resto de centrales conectadas al sistema eléctrico a prorrata.

Además, los nuevos incisos del artículo 91 indican que el reglamento de la Ley establecerá los mecanismos de precios aplicables a la energía suministrada por centrales de generación cuyos excedentes de potencia inyectados al sistema eléctrico no superen los 9 MW y la forma en la que se realiza el despacho y coordinación de estas centrales por el CDEC respectivo. Este artículo también señala que tanto las concesionarias de servicio público de distribución como aquellas empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, deberán permitir la conexión de las centrales señaladas en sus redes de distribución (cumpliendo exigencias de seguridad y calidad de servicio). Las obras adicionales necesarias para la inyección serán responsabilidad de la empresa distribuidora y sus costos serán de cargo de los propietarios de las centrales.

La Ley Corta II (ley 20.018 promulgada en el año 2005, que modificó el marco normativo del sector eléctrico) reservó un 5% de los bloques en licitación a las ERNC, en condiciones de precio similares a las empresas generadoras que logren contratos con las distribuidoras (artículo 96 ter).

5.1.2 Decreto Supremo 244

Corresponde al reglamento que rige a los medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación, establecidos en la Ley Corta 1 y2 (2 de Septiembre del 2005).

El decreto da una definición de los tipos de centrales según la potencia inyectada al sistema y según si es inyectada al sistema troncal o a un sistema de distribución. Además determina que el pago de la energía eléctrica será al costo marginal instantáneo y que el pago de potencia eléctrica será al precio nudo de potencia en el punto de conexión. También establece distintas definiciones aplicables al reglamento.

Para centrales que inyectan menos de 9 MW en sistemas de distribución o empresas que posean líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, establece las obligaciones entre los medios de generación y las empresas concesionarias de distribución; determina los costos de las obras adicionales para la conexión de estos medios de generación a las redes de distribución; instruye sobre el régimen de operación, remuneración y pagos para estas centrales; menciona la forma de medición y facturación de la energía y potencia inyectada.

Para centrales que inyectan menos de 9 MW en el sistema troncal, subtransmisión o adicional, establece plazos para su conexión o desconexión del sistema; instruye sobre el régimen de operación, remuneración y pagos para estas centrales; menciona la forma de medición y facturación de la energía y potencia inyectada.

Para centrales que inyectan bajo 20 MW y cuya fuente sea definida como no convencional, define las fuentes de energía primaria no convencional. En su artículo 61 hace una definición exhaustiva de la biomasa; en particular hace mención a los restos de cultivos herbáceos, frutícolas, cereales (caso del maíz y DDGS), pastos, plantas, entre otros. Además considera a cualquier tipo de biomasa cultivada para fines energéticos (biocombustibles). Finalmente, establece el mecanismo para la exención de pago parcial o total de peajes en el sistema troncal para este tipo de centrales.

5.1.3 Ley 20.257

El Poder Ejecutivo aprobó en Abril del 2008 la Ley 20.257, la cual introduce modificaciones a la LGSE respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes ERNC.

Dentro de los artículos mas importantes, los comercializadores de energía (generadores de electricidad) con capacidad instalada superior a 200 MW en cualquiera de los sistemas eléctricos interconectados del país, deben acreditar ante la dirección de peajes del CDEC que un 10 % de la energía comercializada en cada año calendario fue inyectada a los sistemas eléctricos por centrales ERNC.

Además, se establecen multas por el no cumplimiento de la obligación. Así, la empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.

Para facilitar el cumplimiento de la obligación, se permite que los comercializadores puedan acreditar el 10 % para el año calendario anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado de inyecciones dentro del año en que se debe cumplir la obligación, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.

Además, existe la posibilidad de prorrogar la obligación. Así, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido. El límite prorrogable corresponde al 50% de sus obligaciones.

Finalmente, se incluyen nuevas definiciones en el artículo 225 de la LGSE. En este sentido cabe señalar la inclusión de la bioenergía de manera explícita. Así, se menciona que es medio de generación renovables no convencionales aquella cuya fuente de energía primaria sea la obtenida de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal, y que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento. Además se define a la instalación de cogeneración eficiente como aquella en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20 MW y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.

5.2 Biocombustibles

5.2.1 Evolución de la normativa de los biocombustibles en América latina

El marco legal que regula las actividades para la producción de biocombustibles se ha venido desarrollando ligado al interés que ciertos países han puesto en estos productos como alternativa energética, la preocupación por el medio ambiente y los elevados precios del petróleo.

Brasil es el primer país que inició sus actividades con este enfoque. También algunos países de América Central mostraron interés sobre la aplicación del etanol como energético en la década de los 80's y establecieron un marco legal de soporte, como en el caso de Guatemala y Honduras. En la presente década, varios países han elaborado disposiciones legales como paso previo para lograr la participación de los inversionistas privados en la producción, como el caso de Colombia, Nicaragua, Perú, Costa Rica, Paraguay, Bolivia y Argentina. Actualmente, varios países se encuentran en diferente fase de la elaboración de sus leyes respectivas (Chile, Cuba, El Salvador, México, Panamá, República Dominicana, Uruguay, Venezuela).

La tabla 28 muestra el avance legislativo en distintos países de Latinoamérica, considerando la primera legislación por país en el tema de los biocombustibles.

| País | Ley / Decreto | Título | Fecha |
|------------|---------------|---|-----------------|
| Brasil | Ley 737 | Obligatoriedad adición de alcohol anhidro a la gasolina | Septiembre 1938 |
| Guatemala | Ley 1785 | Ley del alcohol carburante | Marzo 1985 |
| Honduras | Ley 79 | Ley del alcohol carburante | Octubre 1988 |
| Colombia | Ley 693 | Uso de alcoholes carburantes | Septiembre 2001 |
| Nicaragua | D42 2006 | Declara interés nacional estratégico en la bioenergía | Julio 2002 |
| Costa Rica | DE 31087 | Crea comisión de trabajo para desarrollo del bioetanol | Abril 2003 |
| Perú | Ley 28054 | Ley de promoción del mercado de biocombustibles | Agosto 2003 |
| Bolivia | Ley 3207 | Estímulos a los productores del biodiesel | Septiembre 2005 |
| Paraguay | Ley 2748 | Ley de fomento de los biocombustibles | Octubre 2005 |
| Argentina | Ley 26093 | Régimen de regulación y promoción de biocombustibles | Mayo 2006 |

Tabla 29. Avance legislativo respecto a los biocombustibles en América Latina [41]

5.2.2 Evolución de la normativa de los biocombustibles en Chile

El avance del marco legal en Chile ha sido lento en comparación al resto de Latinoamérica. El primer avance se produjo gracias a las mesas de trabajo conformadas por las cancillerías de Chile y Argentina en Abril del 2004 a raíz de los cortes en el suministro de gas. Dicha mesa abordó, entre otros temas, el establecer lazos de cooperación en el tema de los biocombustibles.

En el mes de Julio del 2006 se realizó el primer Seminario sobre Agroenergía y Biocombustibles en Chile, convocado por la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA), la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Colegio de Ingenieros Agrónomos en Chile, la Fundación de Innovación Agraria (FIA) y la Food and Agriculture Organization de las Naciones Unidas (FAO) y con la participación de distintas autoridades de gobierno, representantes de organismos internacionales, del mundo académico y privado. En este se analizaron las alternativas de cultivos que podrían proveer materia prima para el desarrollo de la bioenergía en Chile, información sobre fuentes de energía vegetales renovables y la experiencia en otros países. Finalmente, se establecieron los principales lineamientos para la elaboración de una propuesta de Política Nacional de Agroenergía y Biocombustibles. Dentro de este contexto, la presidenta Michelle Bachelet estableció la creación de un comité público-privado para formular dicha propuesta.

Esta mesa de trabajo público-privado de bioenergía se estableció formalmente en Diciembre del 2006. El grupo de trabajo fue integrado por la Sociedad Nacional de Agricultura, la Corporación de la Madera, el Colegio de Ingenieros Agrónomos, la Facultad de Agronomía de la Universidad de Chile, empresas agroindustriales y organismos públicos tales como CONAMA, CORFO, CNE, FIA y ODEPA, entre otros. El grupo de trabajo definió entre sus objetivos las políticas de gobierno respecto al tema:

- Eficiencia económica (concreción de proyectos económicamente rentables).
- Suministro estable y seguro (diversificación de la matriz energética).
- Sustentabilidad (evaluar aspectos económicos, sociales y ambientales a largo plazo).
- Cooperación internacional (convenio de cooperación con Brasil y nuevas instancias con organismos multilaterales y gobiernos).
- Cooperación por parte de servicios públicos
 - SEC, CONAMA y Ministerio Transportes: Especificaciones de calidad
 - Ministerio de Hacienda (SII): Definición tributaria para biocombustibles
 - Ministerio de Agricultura (ODEPA): Estudio del potencial agrícola
 - CONAMA y Ministerio Transportes: Estudio de emisiones
 - Ministerio de Agricultura (FIA) y CONAMA: Estudio Ciclo de Vida

A continuación se revisarán los dos resultados más importantes hasta la fecha emitidos por parte de la mesa de trabajo.

5.2.2.1 Especificaciones de Calidad

El Ministerio de Economía emitió a consulta pública el 16 de Mayo del 2007 las especificaciones de calidad para la producción, importación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización, de bioetanol y biodiesel [2].

La especificación define al bioetanol como todo combustible líquido compuesto por alcohol etílico anhidro desnaturalizado, obtenido por la destilación del producto de fermentación de materia primas vegetales ricas en azúcares, almidones o lignocelulosa. La desnaturalización del alcohol etílico debe realizarse con gasolina automotriz, la cual deberá cumplir con las especificaciones chilenas vigentes, según la reglamentación para alcoholes etílicos del Servicio Agrícola y Ganadero (SAG). Respecto al biodiesel, establece que es todo combustible líquido compuesto por una mezcla de ésteres alquílicos obtenidos mediante la reacción química de transesterificación o conversión de ácidos grasos a ésteres metílicos o ésteres etílicos, a partir de aceites vegetales, grasa animal o el aceite comestible usado.

La especificación establece que exigirá su cumplimiento tanto a productos nacionales como importados, como requisitos para su comercialización y uso en Chile. Además, determina las especificaciones de calidad de los biocombustibles requeridas para su comercialización como producto puro y en mezclas. En el caso del bioetanol se podrá mezclar hasta en un 5% en volumen con gasolina automotriz. Para el biodiesel solo se establece que se puede mezclar con petróleo diesel.

Finalmente, se establece que las mezclas de bioetanol y biodiesel con los respectivos combustibles fósiles deberán realizarse en instalaciones inscritas en la SEC.

Estas especificaciones han recibido comentarios de fondo en el sentido de ampliar las posibilidades para la producción en Chile. Se espera que la promulgación esté definida a fines del 2007, dado que el documento ha sido comentado por todos los responsables y con la consulta pública se aseguró la amplitud de opinión.

5.2.2.2 Definición tributaria para biocombustibles

En la circular n° 30 del Servicio de Impuestos Internos del 16 de Mayo del 2007, se instruye sobre el tratamiento tributario aplicable a los biocombustibles.

I.- Definiciones

En esta circular, los biocombustibles (biodiesel y bioetanol) se definen tal como quedan expuestos en la especificación técnica, con la salvedad de mencionar que el bioetanol no puede ser usado con fines de consumo humano, por lo que debe contener sustancias desnaturalizantes autorizadas el SAG (en este caso particular gasolina de especificación nacional).

Los biocombustibles son usados como combustibles, aún cuando se mezclen con otro combustible, ya que su objeto no es potenciar las propiedades del combustible al cual se adicionan, sino que por sí mismos suponen la liberación de una energía utilizable. Por esto, los biocombustibles no constituyen aditivos⁸⁷.

II.- Tratamiento tributario de los biocombustibles

La incidencia de la normativa tributaria para los combustibles y alcoholes en la comercialización de los biocombustibles se menciona a continuación.

- Impuesto al Valor Agregado, D. L. N° 825 de 1974.

El Impuesto a las Ventas y Servicios [42] es un impuesto que grava la venta de bienes corporales muebles e inmuebles que cumplen ciertos requisitos específicos. Se aplica con una tasa de 19% sobre el valor de la venta o servicio respectivo. Ya que los biocombustibles corresponden a un bien corporal mueble, su venta se encuentra gravada con este impuesto.

- Impuesto especial a la importación de las gasolinas automotrices y del petróleo diesel, establecido en el artículo 6° de la Ley N° 18.502 de 1986.

Este impuesto se aplica en la importación de gasolinas automotrices y petróleo diesel [43], razón por la cual no le es aplicable al combustible denominado biodiesel. Este es un producto químicamente diferente al petróleo diesel, elaborado a partir de aceites y grasas de origen vegetal y animal, a diferencia del petróleo diesel el cual es un derivado del petróleo. De igual manera, el bioetanol no se encuentra gravado con el impuesto específico, por cuanto es un alcohol etílico elaborado mediante fermentación de ciertos productos agrícolas. No se trata de un hidrocarburo volátil como la gasolina ni tampoco de un derivado del petróleo.

- Impuestos establecidos en la Ley N° 19.030, del 15 de Enero de 1991, que creó el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo y Ley N° 20.063, del 29 de Septiembre del 2005, que creó el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles.

La Ley N° 19.030 [44] crea el Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo con el objeto de atenuar las variaciones de los precios de venta internos de los combustibles derivados del petróleo, motivadas por las fluctuaciones de sus cotizaciones internacionales. En la respectiva regulación se estableció un precio intermedio, que representa el precio esperado en el mediano y largo plazo del petróleo

⁸⁷ La norma chilena NCh59, en su punto 3.1 define aditivo como una “sustancia que agregada a otro producto, generalmente en cantidades pequeñas, le confiere propiedades especiales o refuerza sus propiedades naturales”.

y sus derivados, alrededor del cual existe una banda representada por los precios de referencia superior e inferior que no pueden diferir en más de un porcentaje preestablecido de dicho precio intermedio.

Semanalmente se calcula el precio de paridad que alcanzan en el mercado internacional los combustibles comprendidos en el sistema. De esta forma, cuando el precio de paridad se encuentra por debajo del precio de referencia inferior, el productor, refinador o importador del combustible deberá pagar un impuesto a beneficio fiscal, aplicado sobre cada metro cúbico de producto vendido o importado. Por el contrario, cuando el precio de paridad supere el precio de referencia superior, el Fisco retirará recursos del Fondo, otorgando a los productores, refinadores o importadores del combustible un crédito, por cada metro cúbico de petróleo producido, vendido o importado.

En el artículo 5 del Decreto N° 211[45]⁸⁸ (publicado en el Diario Oficial el 20 de Julio del 2000) se establece que las disposiciones de la ley se aplican sobre distintas categorías de combustibles derivados del petróleo como las gasolinas automotrices, kerosene doméstico (con excepción del utilizado como combustible de aviación), petróleo diesel, petróleos combustibles y gas licuado. En consecuencia, se encontrará excluida de la aplicación de las disposiciones legales mencionadas toda otra categoría de combustibles derivados del petróleo, tales como gasolina de aviación, kerosene de aviación, gas natural, y otros derivados utilizados en procesos industriales como etileno, propileno, metanol, nafta, solventes, asfaltos, entre otros.

Posteriormente, en el Diario Oficial de 29 de septiembre de 2005, se publicó la Ley N° 20.063 [46]⁸⁹. En su artículo 1° establece la creación de un mecanismo de estabilización de precios que operará a través de un Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles Derivados del Petróleo, con el objetivo de atenuar las variaciones de los precios de venta internos de la gasolina automotriz, el petróleo diesel y el kerosene doméstico, motivadas por fluctuaciones de sus cotizaciones internacionales. Por su parte, el artículo 5° transitorio de la Ley estableció que durante la vigencia de la ley, se suspende el mecanismo de estabilización dispuesto en la ley N° 19.030 para los derivados del petróleo a que se refiere el artículo 1° de la presente ley. Lo anterior significa que el nuevo mecanismo opera para la gasolina automotriz, el petróleo diesel y el kerosene doméstico. Se mantiene el mecanismo establecido en la Ley 19.030 para los petróleos combustibles y el gas licuado.

De lo dispuesto anteriormente, se desprende que los impuestos a los que se refieren las citadas leyes no son aplicables ni al biodiesel ni al bioetanol.

⁸⁸ Establece el Reglamento de la Ley N° 19.681 (la cual hizo modificaciones a la ley 19.030) [47].

⁸⁹ Su vigencia fue prorrogada por la Ley N° 20.115 del 1° de Julio del 2006.

- Impuesto establecido en el artículo 42° del D.L N° 825 de 1974 aplicable a bebidas alcohólicas.

De acuerdo a lo señalado en el artículo 5° del Reglamento Sanitario de los Alimentos, las bebidas, entendidas como un tipo de alimento o producto alimenticio, son sustancias destinadas al consumo humano. La principal forma de utilización de los biocombustibles es como combustible en motores a gasolina y motores diesel. Se trata de productos que por su naturaleza y características no se encuentran destinados al consumo humano. Dado que para su uso como combustible el bioetanol debe contener sustancias desnaturalizantes autorizadas por la autoridad competente, el producto resultante no puede ser usado con fines de consumo humano. Por lo tanto, se descarta la aplicación de este impuesto a los biocombustibles.

III.- Tratamiento tributario de los biocombustibles cuando son adicionados a productos gravados con impuestos específicos

Como se ha señalado, los biocombustibles son mezclados con combustibles convencionales (como la gasolina y el diesel) en porcentajes que se encuentran previamente definidos dentro del marco regulatorio que permite su utilización y no constituyen aditivos de estos últimos.

La conclusión es que el combustible resultante se encontrará gravado con los impuestos específicos que se aplican a los combustibles derivados del petróleo sólo en aquel porcentaje que efectivamente constituya uno de estos combustibles, quedando la proporción correspondiente a biocombustible sin ser afectada por estos gravámenes, sin perjuicio del Impuesto al Valor Agregado que corresponda.

5.2.3 Análisis comparativo entre las leyes de los distintos países

Las acciones y políticas que adoptan los Estados para promover la producción y uso de biocombustibles poseen semejanzas y diferencias. A continuación se presenta un análisis comparativo sobre distintos puntos considerados en las leyes de Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia y Perú⁹⁰.

5.2.3.1 Definición de biocombustibles

En todas las leyes se encuentra una disposición que define a los biocombustibles como combustibles provenientes de la biomasa. Se considera biocombustible al bioetanol o biodiesel (sólo Bolivia se refiere exclusivamente al biodiesel). Además, en Argentina se considera biocombustible al biogás y en Colombia se incluye al biometanol, biodimetileter, entre otros.

5.2.3.2 Organismo Regulador

Corresponde a la autoridad encargada en cada país para la aplicación de la normativa.

La Ley 26.093 de Argentina establece que la Secretaría de Energía será la Autoridad de Aplicación y especifica sus funciones. Además crea una Comisión Nacional Asesora, cuya función será la de asistir y asesorar a la Secretaría.

La Ley de Bolivia no menciona la autoridad de aplicación. Sólo da un mandato para que distintos ministerios en un plazo máximo elaboren la reglamentación de la Ley.

La Ley 11.097 de Brasil otorga a la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), vinculada al Ministerio de Minas y Energía, la facultad de regular y fiscalizar la industria del biodiesel y del alcohol. También especifica sus funciones

La Ley 693 de Colombia menciona las funciones específicas que cumplirán los Ministerios de Minas y Energía, de Ambiente, de Hacienda, de Agricultura y Comercio Exterior en la aplicación de los estímulos para el uso, la producción, comercialización y consumo de alcoholes carburantes.

Finalmente, la Ley 28.054 crea una Comisión Técnica Interinstitucional (formada por ministerios del Poder Ejecutivo y organizaciones privadas) con la tarea de proponer y recomendar normas complementarias.

5.2.3.3 Requisitos para los productores de biocombustibles

La Ley 26.093 de Argentina señala que solo podrán producir las plantas habilitadas por la Autoridad de Aplicación. Los interesados deberán cumplir con requerimientos de calidad y producción sustentable, además de someter sus proyectos a un procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental.

⁹⁰ Revisar sección Anexos 5.

En Bolivia puede participar como productor de biodiesel cualquier persona natural o jurídica que utilice materias primas 100% nacionales. Los requerimientos específicos serán establecidos mediante reglamento.

La Ley 11.116 de Brasil establece que la importación y producción de biodiesel la realizarán exclusivamente personas jurídicas constituidas según las leyes del país, autorizadas por la ANP e inscritas en el Registro Especial de la Secretaría de Renta Federal del Ministerio de Hacienda. Respecto al alcohol, la normativa establece que los productores se registrarán en el Ministerio de Agricultura, Ganadería y Abastecimiento cumpliendo las regulaciones que para el efecto establezca la institución. Cumplido esto, el Ministerio entrega la información a la ANP la cual realiza el registro final.

En Colombia, la Ley 693 establece que en la producción, distribución y comercialización de alcoholes no potables podrán participar cualquier persona natural o jurídica, de carácter público o privado, en igualdad de condiciones, en el marco de la libre competencia.

Finalmente, la Ley 28.054 de Perú no posee disposiciones sobre este aspecto. Sin embargo, en su reglamento indica que los productores nacionales de alcohol carburante y biodiesel deben presentar en el mes de Enero de cada año los planes de producción mensual al Ministerio de Energía y Minas.

5.2.3.4 Requisitos para los distribuidores de biocombustibles

Se evidencia que los agentes necesitan de autorización de la Autoridad competente para operar, cumpliendo el procedimiento y requisitos exigidos por la Autoridad.

En el caso de Brasil es la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) la que reglamenta la distribución de biocombustibles y autoriza el ejercicio de tal actividad. Además, solo los distribuidores autorizados por la ANP pueden realizar la mezcla del bioetanol con la gasolina y tienen la obligación de adquirir el bioetanol solo en las usinas registradas ante la ANP.

5.2.3.5 Porcentaje de mezcla de biocombustibles

En Argentina, la Ley 26.093 indica que en gasolina automotriz se agregará el 5% de bioetanol sobre la cantidad total del producto final. El mismo porcentaje de biodiesel se podrá agregar en diesel oil.

En Bolivia se establece un porcentaje de biodiesel del 2,5% inicial hasta llegar al 20% en un plazo máximo de 10 años.

En Brasil, el porcentaje obligatorio de adición de alcohol etílico a la gasolina se fijó en 22% (ley 8.723). La ley 11.097 establece un porcentaje de biodiesel adicionado al petróleo diesel autorizado de 2% entre el 2005 al 2007, de 2 % obligatorio entre el 2008 y el 2012 y un 5 % obligatorio del 2013 en adelante.

En Colombia, el Reglamento 180687 de la Ley 693 indica que el porcentaje de etanol anhidro en la mezcla con gasolina básica será de $10\% \pm 0.5\%$. Respecto al biodiesel, el Decreto 349 de la Ley 939 establece una mezcla del $5 \pm 0.5\%$ con diesel.

En Perú, el Reglamento DS 013 2005 de la Ley 28.054 que el porcentaje de mezcla de alcohol carburante con las gasolinas será de 7,8 % y para el biodiesel será de 5 %.

5.2.3.6 Régimen impositivo o tributario

El apoyo estatal para la inversión en la industria de los biocombustibles se expresa esencialmente en el aspecto impositivo.

En Argentina, la duración del régimen promocional es de 15 años. Entre los beneficios más importantes se cuentan la devolución de IVA pagado en la adquisición de bienes de capital o la realización de obras de infraestructura y la liberación del pago de tres impuestos específicos (tasa de infraestructura hídrica para el biodiesel y bioetanol, impuesto sobre los combustibles líquidos y gas natural, impuesto sobre la transferencia o importación de gasoil);

En Bolivia se considera una estabilidad fiscal de 10 años para los productores de biodiesel. También hay liberación del pago de 3 impuestos específicos (impuesto específico a los hidrocarburos, impuesto directo a los hidrocarburos), liberación del 50% de la carga total impositiva al proceso de producción y comercialización del componente vegetal). Finalmente se considera la liberación del pago del IVA en la compra de bienes de capital, para los productores de biodiesel, durante 5 años.

Mientras que en Brasil algunos de los impuestos que gravan a los biocombustibles son:

- CIDE: Contribución de Intervención en el Dominio Económico, afecta a la producción y comercialización del alcohol etílico combustible.
- PIS/PASEP: Contribución para el Programa de Integración Social del Trabajador y de Formación del Patrimonio del Servidor Público.
- COFINS: Contribución Social para el Financiamiento de la Seguridad Social.
- ICMS: Impuesto Estadual Sobre Operaciones Relativas a la Circulación de Mercaderías, incide sobre el precio de facturación al consumidor de los combustibles.

El productor de biodiesel puede beneficiarse de la liberación exoneración total o parcial del PIS/PASEP y COFINS, en función del tipo de productor, región y oleaginosa que sirve de materia prima. Ambos afectan al biodiesel sobre el volumen comercializado, mientras que al alcohol sobre el precio de facturación. Por último, es preciso tomar en cuenta que corresponde al Ministerio de Minas y Energía, como competencia, monitorear la política tributaria que afecta a los combustibles.

En cuanto a Colombia se señala que el biodiesel para uso en motores diesel, a ser mezclado con ACPM está exento del impuesto a las ventas y del impuesto global al ACPM. Además se fomenta la producción de oleaginosas necesarias como materia prima para la obtención de los biocombustibles. El bioetanol está exento del IVA, Impuesto Global y Sobretasa. También considera liberación arancelaria para la importación de bienes destinados a la producción del bioetanol.

Finalmente, la Ley 28054 del Perú no contempla beneficios tributarios. Sin embargo, se conoce que el bioetanol está sujeto al pago del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC, 20%), mientras que el biodiesel se encuentra exento de este gravamen.

5.2.3.7 Aspecto ambiental

En Argentina, la Ley 26.093 exige a las plantas productoras que todos los proyectos sean sometidos a una evaluación de impacto ambiental (EIA) antes de entrar en operación.

En la Ley de Bolivia sobre biodiesel no existen disposiciones en este sentido.

La Ley 11.097 de Brasil encarga al organismo regulador (ANP) hacer cumplir las buenas prácticas de preservación del medio ambiente en todas las actividades relacionadas con el petróleo, gas natural, derivados y biocombustibles. Además establece la obligación de contar con permisos y licencias ambientales, tanto en la fase agrícola como industrial, para la industria de los biocombustibles.

En Colombia, la Ley 693 establece que la regulación ambiental respectiva estará a cargo del Ministerio del Medio Ambiente. Además, el Ministerio de Energía y Minas deberá implementar las normas respecto al control de emisiones derivadas del uso de los biocombustibles.

La Ley 28.054 de Perú indica que el objeto de la ley es disminuir la contaminación ambiental. Además, dentro de las políticas generales establece el promover la producción de biocombustibles en la Selva, dentro de un programa de desarrollo alternativo sustentable.

5.2.4 Principios rectores para el desarrollo de biocombustibles

En general, las leyes crean un marco amplio y a la vez un régimen especial para favorecer el desarrollo de la industria de los biocombustibles, el cual consiste en estímulos en el ámbito tributario, mediante el establecimiento de liberaciones impositivas sobre el producto y para la adquisición de bienes de capital, entre otras medidas.

Otro aspecto común es que se garantiza la libre competencia para intervenir en la industria de los biocombustibles. Es ineludible el deber del Estado de establecer reglas claras para toda la cadena productiva de los biocombustibles que ofrezcan al inversionista garantías para su inversión y además, un producto competitivo en el mercado de combustibles. Asimismo, es fundamental la expedición de la normativa que regirá la cadena: productor (agrícola e industrial) – inversionista – comercializador – comprador – refinador – distribuidor – regulador – fiscalizador – exportador – usuario final.

Por otra parte, es evidente la importancia de la participación del sector privado en la producción de materia prima y en la obtención de los biocombustibles dado el nivel de las inversiones que se requieren para abastecer el mercado nacional y para posibles exportaciones.

En el ámbito agrícola se prevé la adopción de medidas que estimulen el desarrollo de cultivos de vegetales considerados materias primas para la industria. Además, se considera un estudio de impacto ambiental exhaustivo para toda la cadena productiva.

En el ámbito regulador y fiscalizador las leyes coinciden en fijar los principios, facultades y atribuciones para el organismo regulador, de manera que pueda ejercer el cumplimiento de las disposiciones legales para la materia, además de emitir reglamentos e instructivos que permitan la realización de la ley.

En la medida que toda la cadena de producción y utilización tenga reglas claras, que garanticen una rentabilidad aceptable y un combustible competitivo en el mercado, se podrán crear las condiciones para disponer de un combustible nacional amigable con el ambiente, elaborado con materia prima local y que adicionalmente genera empleos en los sectores agrícolas, industriales, comerciales y financieros.

5.2.5 Modelo de ley básica para la promoción y uso de los biocombustibles

La propuesta de ley básica sobre biocombustibles tiene por finalidad ofrecer una guía para la elaboración del marco regulatorio para el sector.

5.2.5.1 Objetivo de la Ley

Enunciar el objetivo que se pretende alcanzar mediante una ley de biocombustibles.

5.2.5.2 Definiciones

Incluir un glosario de términos técnicos aplicables a la industria., incluyendo los productos considerados como biocombustibles.

5.2.5.3 Políticas sectoriales

Debe establecer los principios rectores que guiarán la actividad.

I. Tema energético

Establecer objetivos estratégicos.

II. Medio ambiente

Obligatoriedad de cuidar el medio ambiente en todas las fases de la industria.

III. Aspecto agrícola e industrial

Fomento del sector agrícola (especialmente en el cultivo de vegetales considerados materias primas en la industria de los biocombustibles); desarrollo industrial y tecnológico.

IV. Garantía a la inversión y libre competencia

Incentivos a los inversionistas. Desarrollo de la actividad en el marco de la libre competencia.

V. Actores interinstitucionales

Establecer la participación de instituciones (públicas o privadas), para la elaboración de propuestas respecto a la Ley.

VI. Aspecto social y participación ciudadana

Buscar la reactivación del sector agrícola. Participación de la sociedad en el proceso de aprobación de proyectos que puedan generar impacto ambiental. Acceso público a la información de organismos involucrados en los biocombustibles. Derecho de los consumidores finales a adquirir un producto de calidad y en la cantidad establecida.

5.2.5.4 Organismo regulador

Definir si corresponde a una o varias entidades. Definición de sus atribuciones.

5.2.5.5 Fomento de la actividad

I. Aspecto tributario.

Beneficios para la cadena productiva. Establecer procedimiento para acceder a beneficios. Período de aplicación del régimen promocional y de estabilidad fiscal. Enumerar los impuestos de los que se libera a los biocombustibles. Eliminación de impuestos para la importación de bienes de capital.

II. Incentivos al sector agrícola.

Apoyo del estado para pequeños y medianos agricultores de materia prima. Eliminación de impuestos para insumos agrícolas.

III. Creación de programas especiales.

- Programas para investigación sobre biocombustibles.
- Programas para adquisición y renovación de tecnología aplicada en la industria.

5.2.5.6 Fases de la producción de biocombustibles

Entrega de información de la cadena productiva al organismo regulador por períodos establecidos.

I. Producción.

- Desarrollo social agrícola; materias primas nacionales y modos de obtención.
- Registro de productores según disposición de organismo regulador
- Cumplimiento de normas técnicas.

II. Mezcla.

Indicar porcentaje de mezcla. Período de aplicación. Encargado de realizar la mezcla (productor u otro). Registro de lugares habilitados para realizar la mezcla. Cumplimiento de normas técnicas.

III. Distribución

Encargado de realizar la distribución; registro de distribuidores; cumplimiento de normas técnicas.

IV. Comercialización

Registro de comercializadores. Cumplimiento de normas técnicas. Política nacional de precios de combustibles, con un margen de rentabilidad para el productor.

5.2.5.7 Importación y exportación de biocombustibles

Definir reglas y procedimientos para realizar estas actividades por parte del organismo regulador.

5.2.5.8 Comisiones interinstitucionales

Debido a que toda la cadena productiva de los biocombustibles es multidisciplinaria, es necesaria la creación de una Comisión Interinstitucional, encargada de deliberar, recomendar normas y políticas para el desarrollo de la industria. Definir integración de la comisión y sus atribuciones.

5.2.5.9 Infracciones

Definir infracciones, períodos de aplicación, inhabilitaciones para seguir ejerciendo la actividad.

Capítulo VI. Conclusiones y Desafíos Futuros

El trabajo consistió en la evaluación técnica y económica del concepto de biorrefinería aplicado al proceso productivo de bioetanol en base a maíz. Se define biorrefinería como un proceso productivo de biocombustibles capaz de maximizar el uso de la materia prima a través de la integración de sistemas de cogeneración eléctrica que utilizan biomasa como combustible.

Para la simulación realizada, se consideró la operación de la biorrefinería conectada al SIC por un periodo de 4 meses, en los cuales efectuó inyecciones o retiros de energía eléctrica dependiendo del esquema propuesto, el cual se basa principalmente en el sistema de cogeneración integrado al proceso productivo y el tipo de biomasa usada como combustible.

Se evaluaron 5 esquemas distintos:

- Esquema 1: Combustión de planta de maíz para proveer calor al proceso productivo de bioetanol en base a maíz por molienda seca. Energía eléctrica retirada desde la red.
- Esquema 2: Combustión de planta de maíz para proveer calor y electricidad al proceso.
- Esquema 3: Combustión de planta de maíz y DDGS para proveer calor y electricidad al proceso.
- Esquema 4: Combustión de planta de maíz para proveer calor y electricidad al proceso. Inyección de electricidad a la red.
- Esquema 5: Combustión de planta de maíz y DDGS para proveer calor y electricidad al proceso. Inyección de electricidad a la red.

El análisis realizado en el capítulo 3 estableció que el proceso productivo del bioetanol en base a maíz es un proceso que puede ser técnicamente abastecido por sistemas de cogeneración basados en el ciclo termodinámico del vapor y que usan biomasa como combustible. Los parámetros de desempeño de los esquemas simulados son similares a los encontrados en la literatura, lo que permite suponer una futura penetración de este tipo de tecnologías en el mercado si existen incentivos legales y se solucionan problemas técnicos como la recolección, manejo, almacenamiento y combustión de biomasa.

El análisis económico del capítulo 4 muestra que el concepto de biorrefinería aplicado al proceso productivo del bioetanol en base a maíz es rentable bajo los supuestos asumidos. Esta primera aproximación establece que el sistema de cogeneración que se basa en el ciclo termodinámico del vapor con turbina de extracción y que utiliza planta de maíz es el más rentable (esquema 4). Lo anterior se debió a que este sistema de cogeneración presenta mayor sensibilidad antes los precios marginales del sistema, los cuales fueron altos y ascendentes para el período de análisis (Noviembre del 2007 hasta Febrero del 2008). Además, dado que solo se alimenta de planta de maíz, existe la opción de que los DDGS puedan

ser vendidos como alimento para ganado, aportando más a la rentabilidad del esquema propuesto (ya que como combustible no reducen los costos de producción de manera significativa). El esquema 1 (que corresponde a la producción exclusiva de calor y retiro de electricidad desde la red) incurre en pérdidas económicas al abastecer la demanda del proceso productivo de bioetanol en base a maíz, sin importar el mes ni el combustible utilizado. Con esto se concluye que la inversión en sistemas de cogeneración para producción de electricidad y vapor es una alternativa que reduce costos, a diferencias de sistemas que abastecen en forma separada vapor y electricidad.

Los resultados descritos dependen fuertemente de los precios marginales de la electricidad en el sistema. Para meses con precios marginales del sistema bajos, el esquema 1 se vuelve más rentable y el resto se encarece. Esto es porque el ciclo 1 (producción de calor para el proceso productivo y retiro de energía eléctrica desde la red) retira electricidad desde el sistema, abaratando los costos del proceso al comprar electricidad a precios más bajos. Al contrario, los ciclos 2 (producción de calor y energía eléctrica para el proceso productivo) y ciclo 3 de cogeneración (producción de calor y energía eléctrica para el proceso productivo e inyección de energía eléctrica a la red) inyectan su electricidad al sistema, recibiendo menores ingresos para precios marginales bajos. Para meses con precios marginales más altos del sistema, el esquema 1 se encarece y el resto se vuelven más rentables. Esto es porque el ciclo 1 retira electricidad desde el sistema, aumentando los costos del proceso al comprar electricidad a precios más altos. Al contrario, los ciclos 2 y 3 inyectan su electricidad al sistema, recibiendo mayores ingresos para costos marginales altos.

Tomando en cuenta el párrafo anterior, se concluye que los esquemas 2 y 3 (basados en el ciclo 2 de cogeneración) presentan mayor estabilidad ante la variación del precio marginal de la electricidad en el SIC y que los esquemas 4 y 5 (basados en ciclo 3) son más sensibles ante estas variaciones.

Como discusión final del capítulo 4, se concluyó que los esquemas 2, 3, 4 y 5 son rentables y que el esquema 1 no lo es. Sin embargo, esta rentabilidad es baja (dado los niveles en costos fijos de inversión y costos variables de producción en la biorrefinería). Además, los supuestos utilizados no toman en cuenta una serie de costos no asimilados, como son la incidencia del marco tributario sobre la venta de bioetanol y la adquisición de bienes de capital, costos fijos y variables no asumidos, el ignorar los pagos de peajes en el sistema de subtransmisión eléctrica al cual se inyecta la energía eléctrica, el asumir costos constantes que en la realidad sufren variaciones, no considerar detenciones ni partidas de la biorrefinería, entre otros. Tampoco se consideró la influencia de la variación del precio marginal de la electricidad en el sistema para períodos mayores de tiempo.

Como conclusión, se establece que el concepto de biorrefinería aplicado al proceso productivo de bioetanol en base a maíz bajo los supuestos asumidos es factible en términos económicos. Sin embargo, un estudio más detallado debiese mostrar que los esquemas no son rentables.

Se observa que la legislación chilena aún no es favorable para la plena integración de este tipo de energías. No existen los incentivos tributarios para la adquisición de capital ni mecanismos de subsidio a la producción. Sólo se advierte que la mayoría de los impuestos aplicables a los combustibles tradicionales no son aplicables a los biocombustibles. Esto mejoraría la condición de ingreso de biocombustibles de bajo costo proveniente de otros países, si la legislación sigue avanzando en ese sentido.

Se considera que la elaboración de una ley sobre biocombustibles debe estar precedida por un estudio exhaustivo de factibilidad sobre los principales escenarios donde tendrá incidencia la nueva ley, tales como el económico, energético, ambiental, agrícola, social y el escenario jurídico. Además, debe tomar en cuenta la legislación del sector energético vigente para determinar que su inserción no se contraponga a otras disposiciones legales que afecten su aplicación. Debe fomentar la participación de las diversas instituciones y organismos involucrados en la actividad de los biocombustibles y definir sus atribuciones, con el objetivo de regular y planificar el desarrollo de la industria. Existe la necesidad de delimitar las atribuciones de las autoridades encargadas de la aplicación de la normativa. El marco tributario debe ser explícito, adoptado dentro del contexto general los incentivos a la inversión.

Como desafíos futuros se plantea la necesidad de incluir dentro del análisis económico los costos no considerados. Entre estos se cuentan la incidencia del marco tributario sobre la venta de bioetanol y la adquisición de bienes de capital, costos fijos y variables no asumidos (por ejemplo los costos de conexión al sistema eléctrico o la asignación de costo a las emisiones asociadas a la combustión de biomasa), el ignorar los pagos de peajes en el sistema de subtransmisión eléctrica al cual se inyecta la energía eléctrica, el asumir costos constantes que en la realidad sufren variaciones, no considerar detenciones ni partidas de la biorrefinería, entre otros. Además, se recomienda realizar un análisis económico basado en períodos mayores de simulación.

La determinación de la potencia firme es en base a una metodología definida por los CDEC, la cuál no se encuentra calculada para este tipo de centrales.

También se deja abierta la posibilidad de aplicar el concepto de biorrefinería a procesos productivos de bioetanol que utilicen otras materias primas (que no sean azúcar o maíz).

Finalmente, las problemáticas señaladas muestran que en el corto plazo los biocombustibles en base a alimentos pueden tener una buena perspectiva. Sin embargo, en el mediano plazo la humanidad debe encontrar soluciones alternativas. Es por esto el fuerte enfoque dado a los biocombustibles que utilizan material lignocelulósico, dado que no presentan uso alternativo en alimentación.

Referencias

- [1] CNE. Anuario Estadístico de Energía 1990-2005 [en línea] Santiago, Chile. <http://www.cne.cl/estadisticas/anuario/balance/php_balance-01.php>
- [2] CNE. Especificaciones de Bioetanol y Biodiesel en Consulta Pública [en línea] Santiago, Chile. <http://www.cne.cl/archivos_bajar/ESPECIFICACIONES_DE_CALIDAD.pdf>.
- [3] Kartha, Sivan y Larson, Eric D. Bioenergy Primer. Dinamarca, 2000. 133p.
- [4] CNE. Anuario Estadístico de Energía 1990-2005 [en línea] Santiago, Chile. <http://www.cne.cl/estadisticas/anuario/balance/php_balance-02-graf.php>
- [5] Libertad y Desarrollo. Suministro de Gas Natural y Crisis Energética, Abril 2007, Santiago, Chile.
- [6] Vilajuana Rigau, Jaime Roberto. Evaluación técnico-económica y anteproyecto de una planta de etanol por fermentación y su uso como combustible. Tesis (Ingeniería Civil Química). Santiago, Chile. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, 1981. 383 h.
- [7] Moreno, J. 2006. Presentación del Grupo de Negocio Abengoa de Bioenergía: Visión del Negocio del Bioetanol. En: SEMINARIO Agroenergía y Biocombustibles: 27 y 28 de julio de 2006. Santiago, FAO, Oficina Regional para América Latina y el Caribe.
- [8] Ensinas, Adriano y Nebra, Silvia. Analysis of process steam demand reduction and electricity generation in sugar and ethanol production from sugarcane. Energy Conversion and Management 48 (11): 2978 - 2987, Noviembre 2007.
- [9] Dale, Rhys y Tyner, Wallace. Economic and technical analysis of ethanol dry milling: model description [en línea]. Agricultural Economics Department, Purdue University. <<http://cobweb.ecn.purdue.edu/~lorre/16/Midwest%20Consortium/DM%20DescManual%2042006-1.pdf>>
- [10] Ethanol Renewable Fuel Association. Industry statistics [en línea]. <<http://www.ethanolrfa.org/industry/statistics/>>
- [11] Jardim, M. 2007. Biocombustibles: La experiencia de Brasil. En: II SEMINARIO Latinoamericano y del Caribe de Biocombustibles: 26 de septiembre de 2006. San Salvador.
- [12] H. R. 6. Energy Independence and Security Act of 2007. [en línea]. Secretary of Transportation <<http://www.govtrack.us/data/us/bills.text/110/h/h6.pdf>>
- [13] American Coalition for Ethanol. Summary of ethanol-related provisions in H.R. 6 [en línea]. EE. UU. <http://www.ethanol.org/pdf/contentmgmt/ACE_RFS_Summary.pdf>
- [14] Ethanol Renewable Fuel Association. Renewable Fuels Standard [en línea]. <<http://www.ethanolrfa.org/resource/standard/>>
- [15] Argonne National Laboratory. Effects of Fuel Ethanol Use on Fuel-Cycle Energy and Greenhouse Gas Emissions [en línea]. <<http://www.transportation.anl.gov/pdfs/TA/58.pdf>>

- [16] U. S. Department of Agriculture. The 2001 Net Energy Balance of Corn-Ethanol [en línea]. <http://www.ethanol.org/pdf/contentmgmt/Net_Energy_Balance_of_Ethanol.pdf>
- [17] Kim, S. y Dale, B. Environmental aspects of ethanol derived from corn grain: nonrenewable energy consumption and greenhouse gas emissions. *Biomass and Bioenergy* 28 (5): 475 - 489, Mayo 2005.
- [18] U. S. Department of Agriculture. The Energy Balance of Corn-Ethanol: An Update [en línea]. <<http://www.transportation.anl.gov/pdfs/AF/265.pdf>>
- [19] Massachusetts Institute of Technology. Energy and Environmental Aspects of Using Corn Stover for Fuel Ethanol [en línea]. <<http://www.mitpressjournals.org/doi/pdf/10.1162/108819803323059433>>
- [20] University of California, Berkeley. Ethanol Can Contribute To Energy and Environmental Goals [en línea]. <http://rael.berkeley.edu/EBAMM/EBAMM_SOM_1_1.pdf>
- [21] Ethanol Across America. Issue Brief: Net Energy Balance of Ethanol Production [en línea]. <http://www.ethanolcrossamerica.net/04CFDC-003_IssueBrief.pdf>
- [22] Ethanol Renewable Fuel Association. The Relative Impact of Corn and Energy Prices in the Grocery Aisle [en línea]. <http://www.ethanolrfa.org/objects/documents/1157/food_price_analysis_-_urbanchuk.pdf>
- [23] Watson, S. Structure and Composition of Corn. *Chemistry and Technology* 3: 53 – 78, 1994.
- [24] U. S. Environmental Protection Agency. Catalog of CHP technologies [en línea]. <http://www.epa.gov/chp/documents/catalog_of_%20chp_tech_entire.pdf>
- [25] University of Tulsa. Energy Conversion: Fundamentals of Steam Power [en línea]. <<http://personal.utulsa.edu/~kenneth-weston/chapter2.pdf>>
- [26] U. S. Environmental Protection Agency. Combined Heat and Power for Ethanol industry [en línea]. <<http://www.ethanol-gec.org/information/EPA-CHP-March-1-2005.ppt>>
- [27] U. S. Environmental Protection Agency. Combined Heat and Power for Ethanol industry [en línea]. <http://www.ethanol-gec.org/information/GEC-Frankiewicz_2-6-06.ppt#342,12,CHP at U.S. Ethanol Plants>
- [28] Montanini, L. O sucesso da familia Barralcool. [en línea]. *Jornal Cana* Edición N° 156 Diciembre 2006 <http://www.jornalcana.com.br/pdf/156/%5Cusina_mes.pdf>
- [29] Universidad de Chile. Termotecnia: Extracción de Vapor en ciclos Rankine [en línea]. <<http://www.cec.uchile.cl/~roroman>>
- [30] Water and Steam Properties for Windows [en línea]. <http://www.cec.uchile.cl/~roroman/cap_07/Tabla-vapor.zip>
- [31] Turbine Steam Consumption Calculator [en línea]. <<http://www.filedudes.com/Turbine-getfile-909.html>>
- [32] University of Minnesota. Integrating Biomass to Produce Heat and Power at Ethanol Plants [en línea]. <http://www.biomasschpethanol.umn.edu/papers/ASABE_076232-8-8-07.pdf>
- [33] U. S. Environmental Protection Agency. The Biomass CHP Catalog of Technologies [en línea]. <http://www.epa.gov/chp/documents/biomass_chp_catalog.pdf>

- [34] University of Minnesota. Biomass for Electricity and Process Heat at Ethanol Plants [en línea]. <<http://www.biomasschpethanol.umn.edu/papers/BiomassElectProcessHeat-ASABE.pdf>>
- [35] U. S. Environmental Protection Agency. The Catalog of CHP Technologies [en línea]. <http://www.epa.gov/chp/documents/catalog_of_%20chp_tech_entire.pdf>
- [36] CNE. Capacidad Instalada de Generación Eléctrica por Sistema: 2005 [en línea] Santiago, Chile. <http://www.cne.cl/estadisticas/nacionales/energias/ERNC_web.ppt>
- [37] Oficio N° 7029. Proyecto de Ley sobre ERNC. Cámara de Diputados, Valparaíso, Chile, octubre de 2007.
- [38] CNE. Sala del senado aprueba por unanimidad proyecto de ley que fomenta uso de energías renovables no convencionales [en línea]. <http://www.cne.cl/noticias/rural/noti24_01_08.php>
- [39] CNE. Gobierno concluye tramitación en congreso de proyecto de ley que fomenta uso de ERNC sin votos en contra [en línea]. <http://www.cne.cl/noticias/rural/f_noti05_03_08.html>
- [40] Moraga, P. 2007. Política Energética Sustentable y el Fomento de las Energías Renovables no Convencionales. En: V Diálogo sobre Institucionalidad y Gestión Ambiental sobre El fomento de las energías renovables no convencionales (ERNC): instrumentos regulatorios: 19 de Octubre del 2007. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Derecho, Edificio Santa María.
- [41] OLADE. Sistema de Información Energética legal [en línea]. <<http://www.olade.org/siel/consultas.aspx>>
- [42] Decreto Ley N° 825. Ley sobre impuesto a las ventas y servicios. Ministerio de Hacienda, Santiago, Chile, diciembre de 1976.
- [43] Ley N° 18.502. Establece impuestos a combustibles. Ministerio de Hacienda, Santiago, Chile, abril de 1986.
- [44] Ley N° 19.030. Crea el fondo de estabilización de precios del petróleo. Ministerio de Minería, Santiago, Chile, enero de 1991.
- [45] Decreto 211. Aprueba nuevo reglamento ley N° 19.030. Ministerio de Minería, Santiago, Chile, julio de 2000.
- [46] Ley N° 20.063. Crea fondos de estabilización de precios de combustibles derivados del petróleo. Ministerio de Hacienda, Santiago, Chile, septiembre de 2005.
- [47] Ley N° 19.681. Modificaciones introducidas a la ley N° 19.030. Ministerio de Hacienda, Santiago, Chile, julio de 2000.
- [48] Sistema de estudios de impacto ambiental [en línea]. <<http://www.e-seia.cl>>

Anexo I. Explicación Planilla de Cálculo

El modelo se desarrollo en hojas de cálculo Excel. Además se usaron dos programas computacionales de ingeniería mecánica, los cuales no se encuentran integrados a las hojas de cálculo, siendo esto una limitante al variar las condiciones del problema.

| Variables de entrada | | | | Capacidad Operativa de la planta | |
|----------------------|---------------------------------------|----------------|--|---|----------------|
| 1 | | | | | |
| 2 | <i>Cap Nom anual [galones]</i> | 50.000,00 | | Capacidad anual [galones] | 47.288,421,84 |
| 3 | <i>Dias Op anual [día]</i> | 350,00 | | Flujo EtAn [galon/hora] | 5.473,20 |
| 4 | <i>Horas Op anual [hora/día]</i> | 24,00 | | <i>Densidad EtAn [lb/gal]</i> | 6,59 |
| 5 | <i>Factor de planta</i> | 0,959 | | Flujo EtAn [lb/hora] | 36.068,37 |
| 6 | | | | | |
| 7 | Capacidad Nominal de la planta | | | Capacidad Operativa de la planta | |
| 8 | <i>Flujo Nom EtAn [galon/hora]</i> | 5.707,76 | | <i>Flujo EtAn [galon/hora]</i> | 5.473,20 |
| 9 | <i>Densidad EtAn [lb/gal]</i> | 6,59 | | <i>Densidad EtAn [lb/gal]</i> | 6,59 |
| 10 | <i>Flujo Nom EtAn [lb/hora]</i> | 37.614,16 | | <i>Flujo EtAn [lb/hora]</i> | 36.068,37 |
| 11 | | | | | |
| 12 | <i>Humedad contenida EtHd [%]</i> | 4,40 | | <i>Humedad contenida EtHd [%]</i> | 4,40 |
| 13 | <i>Flujo Nom EtHd [galon/hora]</i> | 5.970,46 | | <i>Flujo EtHd [galon/hora]</i> | 5.725,10 |
| 14 | <i>Flujo Nom EtHd [lb/hora]</i> | 39.345,35 | | <i>Flujo EtHd [lb/hora]</i> | 37.728,42 |
| 15 | | | | | |
| 16 | <i>Flujo Nom Gluc [lb/hora]</i> | 73.753,25 | | <i>Flujo Gluc [lb/hora]</i> | 70.722,29 |
| 17 | <i>Flujo Nom Alm [lb/hora]</i> | 67.048,41 | | <i>Flujo Alm [lb/hora]</i> | 64.292,99 |
| 18 | <i>Razón Almidon/Maiz [%]</i> | 73,40 | | <i>Razón Almidon/Maiz [%]</i> | 73,40 |
| 19 | <i>Flujo Nom Maiz [lb/hora]</i> | 91.346,60 | | <i>Flujo Maiz [lb/hora]</i> | 87.592,63 |
| 20 | <i>Humedad Maiz [%]</i> | 14,00 | | <i>Humedad Maiz [%]</i> | 14,00 |
| 21 | <i>Toneladas anuales de maiz</i> | 404.705,37 | | <i>Toneladas anuales de maiz</i> | 388.073,64 |
| 22 | | | | | |
| 23 | <i>Flujo Nom CO2 [lb/hora]</i> | 36.139,09 | | <i>Flujo CO2 [lb/hora]</i> | 34.653,92 |
| 24 | <i>Flujo Nom DDGS [lb/hora]</i> | 17.241,48 | | <i>Flujo DDGS [lb/hora]</i> | 16.532,92 |
| 25 | | | | | |
| 26 | <i>Pot Elec Nom [MW]</i> | 6,22 | | <i>Pot Elec [MW]</i> | 5,97 |
| 27 | <i>Flujo Calor Nom [BTU / hora]</i> | 198.059.360,73 | | <i>Flujo Calor [BTU / hora]</i> | 189.919.934,95 |

Ilustración 27. Hoja de cálculo 1: Planta bioetanol

El archivo Cálculos_de_flujos.xls contiene 6 hojas de cálculo y 10 hojas de referencia. La primera de ellas contiene las variables de entrada del problema y los flujos relativos a la planta de etanol tal como fueron descritos en el capítulo 3. En cursiva se encuentran los casilleros cuyos valores pueden ser determinados por el usuario (en este caso son los asumidos para el problema).

Tanto la segunda como la tercera hoja de cálculo corresponde al cálculo de variables para los 3 ciclos alimentados con biomasa planta de maíz (hoja 2) y con biomasa planta de maíz más DDGS (hoja3). En estas se utilizan los supuestos y fórmulas del capítulo 3 y conceptos mencionados en el Anexo 2.

The image shows a Microsoft Excel spreadsheet titled "Calculos de flujos". The interface includes a menu bar with options like "Archivo", "Edición", "Ver", "Insertar", "Formato", "Herramientas", and "Datos". The spreadsheet itself is a detailed financial model with columns labeled A through G and rows numbered 1 through 81. The data is organized into several sections, with some cells highlighted in yellow and others in blue. The status bar at the bottom of the window shows "Planta etanol", "Planta Maíz Comb. en CHP", and "Planta M...".

Ilustración 28. Hoja de cálculo 2: Ciclos 1,2 y 3 alimentados con planta de maíz

Los casilleros en color muestran los parámetros de desempeño de los ciclos analizados. Además, el archivo incluye 3 hojas de cálculo con el análisis económico realizado. Finalmente, las 10 hojas de cálculo siguientes poseen parámetros utilizados en las primeras 6 hojas ya señaladas.

La alimentación de combustible se realizó tomando en cuenta los siguientes supuestos:

- Si los ciclos solo se alimentaban con la planta de maíz, el vapor asignado para electricidad en los ciclos 2 y 3 era igual al vapor total utilizado menos el vapor destinado a calor en el ciclo 1. Esta simplificación se basa en que los nuevos elementos agregados a los ciclos son destinados precisamente para producir electricidad, a pesar de que el vapor destinado para calor también pase por los nuevos elementos. Además los elementos del ciclo 2 y 3 que ya se encontraban en el ciclo 1 presentan las mismas características.
- Si los ciclos se alimentaban con planta de maíz y DDGS, el vapor asignado para electricidad en los ciclos 2 y 3 era igual al vapor total utilizado menos el vapor destinado a calor (considerando la mejor eficiencia de la caldera debido a la quema de DDGS en ella). El argumento es similar al descrito anteriormente.

Los programas computacionales de ingeniería mecánica fueron usados para calcular las variables principales del fluido como entalpía, entropía, temperatura y presión. En general, los supuestos aplicados en los ciclos permitían conocer siempre dos variables del problema. Lo anterior era suficiente para conocer las variables desconocidas. Este trabajo se realizó en el programa Water and Steam Properties for Windows. El uso del programa Steam Calculations de Katmar fue más restringido. Se utilizó para obtener los parámetros de la turbina contrapresión en el ciclo 2. Utilizando los supuestos del capítulo 3, fue posible obtener parámetros como potencia eléctrica generada y el flujo de vapor necesario.

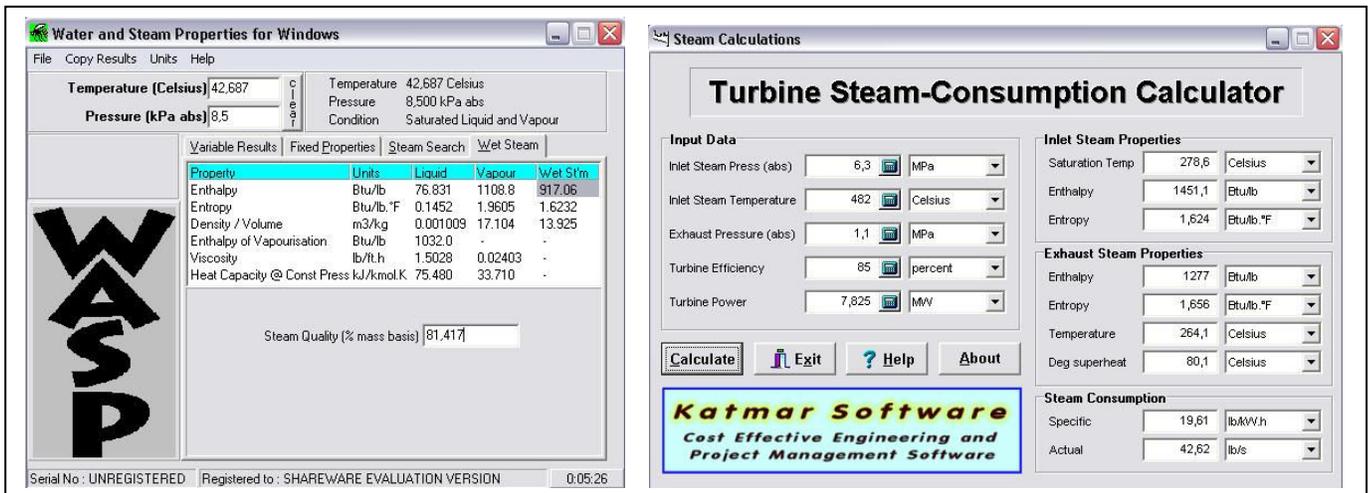


Ilustración 29. Programas WASP y Steam Calculations

Anexo II. Conceptos Termodinámicos en Ciclos de Vapor

Uno de los objetivos importantes en la ingeniería es el diseño de sistemas conversores de energía. El presente anexo pretende entregar los conceptos básicos relativos a ciclos de vapor.

Conceptos y definiciones

En termodinámica⁹¹, se conoce como volumen de control a la región del espacio (descrita por sus límites y alrededores) que contiene cierto fluido de trabajo⁹². Además, es necesario conocer ciertas propiedades⁹³ de este fluido de trabajo contenido en el volumen de control para un periodo de tiempo definido. Finalmente, este volumen de control es parte de un ciclo termodinámico⁹⁴.

Las propiedades a conocer respecto a fluidos en termodinámica son la temperatura⁹⁵, presión⁹⁶ y volumen específico⁹⁷. Sin embargo, existen otras que serán descritas mas adelante.

Energía

En general, el concepto termodinámico de energía es una extensión del concepto de energía en mecánica clásica.

En ingeniería termodinámica, el cambio de la energía total en un sistema cerrado se debe a tres contribuciones: una es el cambio de energía cinética (asociada al movimiento del sistema respecto a una referencia), el cambio de la energía potencial (asociada a la posición del sistema dentro del campo gravitacional de la tierra) y la energía interna del sistema (denominada U). Además, trabajo⁹⁸ y calor⁹⁹ describen la interacción del sistema con el exterior.

Primera Ley de la Termodinámica

La única forma en que la energía de un sistema puede ser cambiada es a través de la transferencia de energía por trabajo o calor. Así, un aspecto fundamental del concepto de energía es que esta no se crea ni destruye, solo se transforma.

⁹¹ Proviene del griego therme (calor) y dynamis (fuerza).

⁹² Fluido capaz de producir trabajo bajo condiciones dadas.

⁹³ Característica macroscópica de un sistema a la cual se le puede asignar un valor numérico.

⁹⁴ Secuencia de procesos que comienzan y terminan en el mismo estado, donde estado se refiere a la condición de un sistema descrito por sus propiedades y proceso a la transformación de un estado a otro.

⁹⁵ Equilibrio térmico define mejor esta propiedad, que corresponde al estado que alcanzan dos cuerpos al interactuar prolongadamente.

⁹⁶ Fuerza aplicada por unidad de volumen.

⁹⁷ Corresponde al inverso de la densidad, donde densidad describe la masa de una sustancia por unidad de volumen.

⁹⁸ Fuerza útil realizada sobre un cuerpo y que realiza un desplazamiento sobre este.

⁹⁹ Energía que pasa de un cuerpo a otro y es causa de que se equilibren sus temperaturas.

Evaluación de propiedades

En general, el estado de un sistema cerrado en equilibrio puede ser descrito por sus propiedades termodinámicas. De la observación de muchos sistemas termodinámicos, es sabido que no todas sus propiedades son independientes entre sí. Además, el estado del sistema puede ser determinado por las propiedades independientes. El valor de todas las propiedades termodinámicas pueden ser determinadas una vez que el conjunto de propiedades independientes este especificado. La experiencia muestra que el agua (como fluido o “tipo de sistema”) es útil en un amplio rango de aplicaciones de ingeniería. Para este caso, el número de propiedades independientes son dos¹⁰⁰. La elección de estas propiedades por sobre las otras se debe principalmente a su facilidad de medición. Así, conociendo la presión y temperatura, es posible conocer el resto de las propiedades termodinámicas de un fluido.

Conservación de la energía. Definición de entalpía.

La conservación de la energía aplicada sobre un volumen de control de una entrada y una salida se muestra en la ilustración 16.

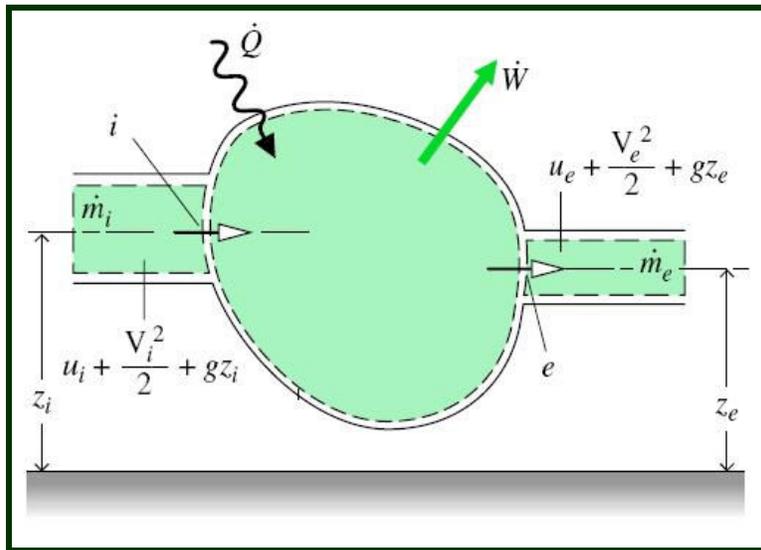


Ilustración 30. Conservación de la energía sobre un volumen de control. Fuente: Moran and Shapiro

Este principio establece que:

$$\frac{dE_{cv}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \dot{m}_i \left(u_i + \frac{V_i^2}{2} + gz_i \right) - \dot{m}_e \left(u_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e \right) \quad (A.1)$$

Donde E_{cv} denota la energía en el volumen de control en un tiempo t , Q y W corresponde la tasa de transferencia de energía por calor y trabajo a través del límite del volumen de control en un tiempo t , m

¹⁰⁰ Fuente: Fundamentals of Engineering Thermodynamics (Moran and Shapiro).

corresponde al caudal másico de fluido por unidad de tiempo, gz representa la energía potencial del y $V^2/2$ representa la energía cinética del fluido.

Debido a que el trabajo es realizado sobre o por el volumen de control, este tiene dos contribuciones: una es el trabajo asociado a la presión del fluido como masa introducida en la entrada y como masa sacada en la salida. La otra contribución incluye todo los otros efectos de trabajo (W_{cv}). Así, la expresión de W puede ser escrita como:

$$\dot{W} = \dot{W}_{cv} + \dot{m}_e(p_e v_e) - \dot{m}_i(p_i v_i) \quad (A.2)$$

Así, la ecuación A.1 puede ser reescrita como:

$$\frac{dE_{cv}}{dt} = \dot{Q}_{cv} - \dot{W}_{cv} + \dot{m}_i \left(u_i + p_i v_i + \frac{V_i^2}{2} + gz_i \right) - \dot{m}_e \left(u_e + p_e v_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e \right) \quad (A.3)$$

Donde se puede identificar el término $h = u + pv$, el cual se define como entalpía y corresponde a la energía interna del volumen de control, considerando las variaciones del fluido contenido en el volumen para un instante t .

Para flujos constantes de fluido en el volumen de control y despreciando los efectos de la energía potencial y cinética en el fluido, se tiene que:

$$0 = \dot{Q}_{cv} - \dot{W}_{cv} + \dot{m}(h_1 - h_2) \quad (A.4)$$

Llevado al análisis hecho en la memoria, la ecuación A.4 describe la ecuación característica de cada elemento dentro del Ciclo de Vapor simulado, descritas en 3.3.4.

Entropía

El concepto de entropía es un poco más complejo. En termodinámica responde a la conceptualización de la segunda ley de la termodinámica. Sin entrar en mayores detalles, la entropía da cuenta de las irreversibilidades que se producen en el ciclo debido a la pérdida de energía en el fluido de trabajo. Lo anterior tiene distintos motivos, los cuales serán comentados donde corresponda.

Ciclos de Vapor

La mayoría de las centrales generadoras de electricidad son variaciones de ciclos de vapor en donde el agua es el fluido de trabajo. Los componentes básicos de un ciclo de vapor se muestran en la ilustración 17. Para facilitar el análisis termodinámico, la planta completa puede ser dividida en 4 partes.

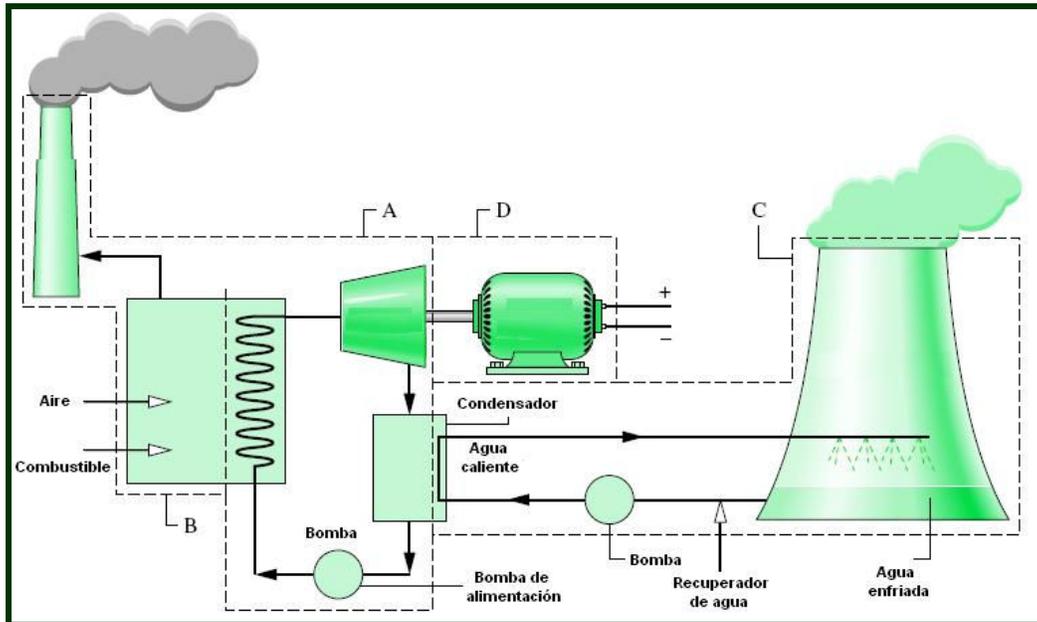


Ilustración 31. Ciclo de vapor en una planta termoelectrica

El análisis principal de la memoria se enfoca en el subsistema A donde se produce la conversión de calor a trabajo. La función del subsistema B es de abastecer la energía requerida para vaporizar el agua pasando por la caldera a través de ductos que se ponen en contacto con los gases calientes de la combustión de algún combustible (biomasa para el caso realizado). El vapor producido en la caldera pasa a través de la turbina, donde se expande hacia una zona de presión mas baja. El eje de la turbina es acoplada a un generador eléctrico (subsistema D). El vapor que deja la turbina a baja presión llega a un condensador, donde se produce el cambio de estado gracias al contacto de tubos que llevan el vapor a baja presión con ductos que transportan agua fría en su interior. El ciclo de enfriamiento corresponde al subsistema C, donde el agua fría del ciclo se calienta en el condensador. El agua es llevada a torres de enfriamiento, donde los tubos que la transportan están en contacto con el ambiente, liberando la energía contenida. Luego, el agua es enviada al condensador cerrando el ciclo.

Ciclo de Rankine ideal

Si el fluido de trabajo pasa a través de varios componentes de un ciclo de vapor simple sin irreversibilidades, la fricción por presión en la caldera y condensador no se consideran, el fluido de trabajo pasa a través de los componentes a presión constante y no se producen transferencias de energía hacia el ambiente, los procesos en la turbina y bomba podrían ser isentrópicos. Un ciclo con estas idealizaciones es el ciclo Rankine ideal, descrito en la ilustración 18.

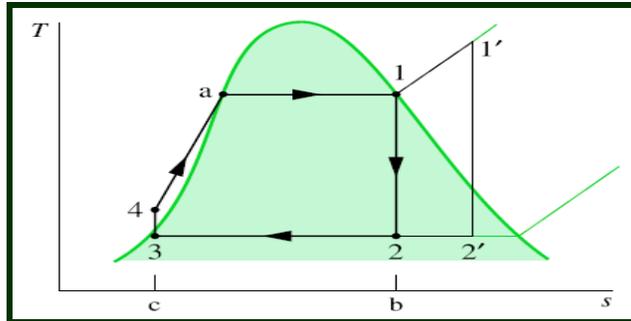


Ilustración 32. Ciclo Rankine ideal en diagrama T-s

La figura muestra los siguientes procesos reversibles (sin pérdida de energía):

Proceso 1–2: Expansión isentrópica del vapor en la turbina desde el estado de vapor saturado (estado 1) hacia la presión en el condensador.

Proceso 2–3: Transferencia de calor desde el fluido de trabajo a presión constante a través del condensador, cambiando su estado a líquido saturado (estado 3).

Proceso 3–4: Compresión isentrópica en la bomba hacia el estado 4 (región de líquido comprimido).

Proceso 4–1: Transferencia de calor hacia el fluido de trabajo que fluye a presión constante a través de la caldera, completando el ciclo.

Como el ciclo Rankine consiste en procesos internos reversibles, las áreas bajo las líneas del proceso pueden ser interpretadas como transferencias de energía por unidad de masa fluyendo. El área 1–b–c–4–a–1 representa la transferencia de calor hacia el fluido de trabajo pasando por la caldera y el área 2–b–c–3–2, es la transferencia de calor desde el fluido de trabajo pasando a través del condensador, cada uno por unidad de masa fluyendo. El área encerrada en 1–2–3–4–a–1 puede ser interpretada como la energía térmica total inyectada o, equivalentemente, la energía mecánica (o trabajo) total sacado, cada uno por unidad de masa fluyendo.

Para efectos de la simulación, se asumieron las ecuaciones de 3.3.4 para todos los componentes y los supuestos de un ciclo Rankine ideal. Sin embargo, se consideran las pérdidas por fricción de fluido en la turbina y bomba, representadas por la eficiencia isentrópica que representa el total de energía útil por sobre el total de energía ingresada al volumen de control (representado en porcentaje). El cálculo de la entalpía y entropía para cada estado se calculó con el programa WASP.

Anexo III. Resultados del Análisis Económico del Capítulo 4

| BALANCE ECONOMICO ESQUEMA 1 | | | |
|---|---------------------|----------------------------------|---------------------|
| CICLO 1 | | PLANTA BIOETANOL | |
| Total Nov07 | | | |
| Costo variable total en vapor [US\$] | 844.983,0 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.693.213,92 |
| Costo total retiro energía [US \$] | 786.665,9 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 499.859,42 |
| Costo total retiro por potencia [US \$] | 52.333,1 | Costo variable maíz [US \$] | 2.762.687,33 |
| Costo fijo mensual [US\$] | 23.641,2 | Costo variable otros [US\$] | 596.611,46 |
| | | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US\$] | -1.707.623,2 | Resultado [US\$] | 1.170.779,25 |
| Total Dic07 | | | |
| Costo variable total en vapor [US\$] | 873.149,1 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Costo total retiro energía [US \$] | 1.034.972,4 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 516.521,40 |
| Costo total retiro por potencia [US \$] | 53.042,8 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo fijo mensual [US\$] | 23.641,2 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| | | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US\$] | -1.984.805,5 | Resultado [US\$] | 1.231.905,07 |
| Total Ene08 | | | |
| Costo variable total en vapor [US\$] | 873.149,1 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Costo total retiro energía [US \$] | 1.183.801,0 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 516.521,40 |
| Costo total retiro por potencia [US \$] | 54.942,4 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo fijo mensual [US\$] | 23.641,2 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| | | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US\$] | -2.135.533,8 | Resultado [US\$] | 1.231.905,07 |
| Total Feb08 | | | |
| Costo variable total en vapor [US\$] | 816.816,9 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.536.773,46 |
| Costo total retiro energía [US \$] | 1.208.631,7 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 483.197,44 |
| Costo total retiro por potencia [US \$] | 56.606,3 | Costo variable maíz [US \$] | 2.670.597,75 |
| Costo fijo mensual [US\$] | 23.641,2 | Costo variable otros [US\$] | 576.724,41 |
| | | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US\$] | -2.105.696,2 | Resultado [US\$] | 1.109.653,43 |

| Balance económico biorrefinería ESQUEMA 1 | |
|--|--------------------|
| TOTAL Nov07 [US\$] | -536.843,98 |
| TOTAL Dic07 [US\$] | -752.900,39 |
| TOTAL Ene08 [US\$] | -903.628,69 |
| TOTAL Feb08 [US\$] | -996.042,73 |

| BALANCE ECONOMICO ESQUEMA 2 | | | |
|--|--------------------|----------------------------------|---------------------|
| CICLO 2 | | PLANTA BIOETANOL | |
| Total Nov07 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 110.273,75 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.693.213,92 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 5.022,33 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 499.859,42 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 844.984,3 | Costo variable maíz [US \$] | 2.762.687,33 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 117.578,0 | Costo variable otros [US\$] | 596.611,46 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 63.647,5 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -910.913,7 | Resultado [US\$] | 1.170.779,25 |
| Total Dic07 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 145.081,01 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 5.090,43 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 516.521,40 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 873.150,43 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 121.497,25 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 63.647,55 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -908.123,79 | Resultado [US\$] | 1.231.905,07 |
| Total Ene08 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 165.943,61 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 5.272,73 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 516.521,40 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 873.150,43 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 121.497,25 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 63.647,55 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -887.078,88 | Resultado [US\$] | 1.231.905,07 |
| Total Feb08 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 164.333,78 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.536.773,46 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 5.432,42 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 483.197,44 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 816.818,15 | Costo variable maíz [US \$] | 2.670.597,75 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 113.658,72 | Costo variable otros [US\$] | 576.724,41 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 63.647,55 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -824.358,21 | Resultado [US\$] | 1.109.653,43 |

| Balance económico biorrefinería ESQUEMA 2 | |
|--|---------|
| TOTAL Nov07 [US\$] | 259.866 |
| TOTAL Dic07 [US\$] | 323.781 |
| TOTAL Ene08 [US\$] | 344.826 |
| TOTAL Feb08 [US\$] | 285.295 |

| BALANCE ECONOMICO ESQUEMA 3 | | | |
|--|--------------------|----------------------------------|---------------------|
| CICLO 2 | | PLANTA BIOETANOL | |
| Total Nov07 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 110.856,32 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.693.213,92 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 5.022,33 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 405.491,73 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 844.984,29 | Costo variable maíz [US \$] | 2.762.687,33 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 114.656,74 | Costo variable otros [US\$] | 596.611,46 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 63.647,55 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -907.409,93 | Resultado [US\$] | 1.076.411,56 |
| Total Dic07 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 145.847,47 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 5.090,43 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 419.008,12 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 873.150,43 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 118.478,63 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 63.647,55 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -904.338,72 | Resultado [US\$] | 1.134.391,79 |
| Total Ene08 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 166.820,29 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 5.272,73 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 419.008,12 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 873.150,43 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 118.478,63 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 63.647,55 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -883.183,60 | Resultado [US\$] | 1.134.391,79 |
| Total Feb08 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 170.319,40 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.536.773,46 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 5.432,42 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 391.975,34 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 816.818,15 | Costo variable maíz [US \$] | 2.670.597,75 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 110.834,85 | Costo variable otros [US\$] | 576.724,41 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 63.647,55 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -815.548,73 | Resultado [US\$] | 1.018.431,33 |

| Balance económico biorrefinería ESQUEMA 3 | |
|--|---------|
| TOTAL Nov07 [US\$] | 169.002 |
| TOTAL Dic07 [US\$] | 230.053 |
| TOTAL Ene08 [US\$] | 251.208 |
| TOTAL Feb08 [US\$] | 202.883 |

| BALANCE ECONOMICO ESQUEMA 4 | | | |
|--|-------------------|----------------------------------|---------------------|
| CICLO 3 | | PLANTA BIOETANOL | |
| Total Nov07 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 720.091,32 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.693.213,92 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 32.795,96 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 499.859,42 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 844.984,3 | Costo variable maíz [US \$] | 2.762.687,33 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 652.739,7 | Costo variable otros [US\$] | 596.611,46 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 98.507,8 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -843.344,5 | Resultado [US\$] | 1.170.779,25 |
| Total Dic07 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 947.383,90 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 33.240,69 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 516.521,40 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 873.150,4 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 674.497,7 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 98.507,8 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -665.531,3 | Resultado [US\$] | 1.231.905,07 |
| Total Ene08 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 1.083.617,39 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 34.431,14 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 516.521,40 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 873.150,4 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 674.497,7 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 98.507,8 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -528.107,4 | Resultado [US\$] | 1.231.905,07 |
| Total Feb08 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 1.106.346,65 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.536.773,46 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 35.473,90 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 483.197,44 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 816.818,1 | Costo variable maíz [US \$] | 2.670.597,75 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 630.981,7 | Costo variable otros [US\$] | 576.724,41 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 98.507,8 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -404.487,1 | Resultado [US\$] | 1.109.653,43 |

| Balance económico biorrefinería ESQUEMA 4 | |
|--|---------|
| TOTAL Nov07 [US\$] | 327.435 |
| TOTAL Dic07 [US\$] | 566.374 |
| TOTAL Ene08 [US\$] | 703.798 |
| TOTAL Feb08 [US\$] | 705.166 |

| BALANCE ECONOMICO ESQUEMA 5 | | | |
|--|-------------------|----------------------------------|-------------------|
| CICLO 3 | | PLANTA BIOETANOL | |
| Total Nov07 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 720.091,32 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.693.213,92 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 32.795,96 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 67.905,02 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 844.984,3 | Costo variable maíz [US \$] | 2.762.687,33 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 633.627,3 | Costo variable otros [US\$] | 596.611,46 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 98.507,8 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -824.232,1 | Resultado [US\$] | 738.824,85 |
| Total Dic07 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 947.383,90 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 33.240,69 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 70.168,52 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 873.150,4 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 654.748,2 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 98.507,8 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -645.781,8 | Resultado [US\$] | 785.552,19 |
| Total Ene08 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 1.083.617,39 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.849.654,39 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 34.431,14 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 70.168,52 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 873.150,4 | Costo variable maíz [US \$] | 2.854.776,91 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 654.748,2 | Costo variable otros [US\$] | 616.498,51 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 98.507,8 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -508.357,9 | Resultado [US\$] | 785.552,19 |
| Total Feb08 | | | |
| Ingreso por Energía Generada [US \$] | 1.106.346,65 | Ingreso galones etanol [US \$] | 4.536.773,46 |
| Ingreso por P Firme [US \$] | 35.473,90 | Ingreso venta CO2 + DDGS [US \$] | 65.641,52 |
| Costo variable total en vapor [US \$] | 816.818,1 | Costo variable maíz [US \$] | 2.670.597,75 |
| Costo variable total en electricidad [US \$] | 612.506,3 | Costo variable otros [US\$] | 576.724,41 |
| Costo fijo mensual [US \$] | 98.507,8 | Costo fijo mensual [US\$] | 662.995,30 |
| Resultado [US \$] | -386.011,8 | Resultado [US\$] | 692.097,51 |

| Balance económico mensual biorrefinería ESQUEMA 5 | |
|--|---------|
| TOTAL Nov07 [US\$] | -85.407 |
| TOTAL Dic07 [US\$] | 139.770 |
| TOTAL Ene08 [US\$] | 277.194 |
| TOTAL Feb08 [US\$] | 306.086 |

Anexo IV. Ley 20.257

Durante el año 2007, se presentaron varias mociones parlamentarias, la primera en el Senado sobre “el fomento de energía renovables y combustibles líquidos” y la otra en la Cámara de Diputados, destinada a “modificar la LGSE para fomentar el desarrollo de las ERNC”. El Ejecutivo por su parte, inició un proyecto de ley el 04 de abril¹⁰¹, el cual introduce modificaciones a la LGSE, respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes ERNC.

El día 24 de Enero del 2008, el Senado aprobó el proyecto por unanimidad y lo despachó a tercer trámite a la Cámara de Diputados. Los parlamentarios aprobaron todos los cambios que fueron acordados durante la tramitación en la comisión de Minería y Energía del Senado. El día 5 de Marzo del 2008, la Cámara de Diputados del Congreso respaldó por unanimidad los cambios efectuados en el Senado a la iniciativa legal [39]. Finalmente, el día 1º de Abril del 2008 es publicada en el diario oficial la ley 20.257, como parte de la LGSE.

Dentro de los artículos establecidos en la nueva Ley, las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales (sujetos o no a regulación de precios), deben acreditar ante la dirección de peajes del CDEC que un 10 % de la energía comercializada en cada año calendario fue inyectada a los sistemas eléctricos por sistemas ERNC.

La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación mediante inyecciones de ERNC a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje de inyecciones de ERNC dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada MWh de déficit.

Cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.

¹⁰¹ Oficio n° 7029 enviado el 3 de Octubre del 2007 como proyecto de ley a la Cámara del Senado [37].

Las Direcciones de Peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200 MW deberán llevar un registro público de las obligaciones, inyecciones y trasposos de ERNC de cada empresa eléctrica.

Las multas efectuadas a las empresas eléctricas se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista. Estas sumas de dinero se distribuirán a prorrata de la energía consumida por los clientes indicados durante el año calendario en que se incumplió la obligación.

La Dirección de Peajes de los CDEC respectivos deberá efectuar el cálculo y pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes mencionados, en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, además de las transferencias de dinero efectuadas entre ellas.

Toda controversia que surja debido al requerimiento de alguna empresa eléctrica, distribuidora o cliente final sujeto a la obligación en contra de la Dirección de Peajes del CDEC respectiva, será dictaminada por el panel de expertos.

Para efectos de la acreditación de la obligación, se reconocerán también las inyecciones provenientes de centrales hidroeléctricas cuya potencia máxima sea igual o inferior a 40 MW, las que se corregirán por un factor proporcional igual a uno menos el cociente entre el exceso sobre 20 MW de la potencia máxima de la central y 20 MW:

$$FP = 1 - ((PM - 20 \text{ MW})/20\text{MW})$$

Donde FP es el factor proporcional antes señalado y PM es la potencia máxima de la central hidroeléctrica respectiva, expresada en MW.

Además, se incluyen nuevas definiciones en el artículo 225 de la LGSE. En este sentido cabe señalar la inclusión de la bioenergía de manera explícita.

Así, se menciona que son medios de generación renovables no convencionales aquellos cuya fuente de energía primaria sea:

- La obtenida de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal, y que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento (bioenergía).
- La energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20 MW.
- La obtenida del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin (energía geotérmica).
- La energía solar, obtenida en forma directa de la radiación solar.
- La energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- La energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes.

Dentro de las nuevas definiciones se hace referencia a la ERNC como aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales. Además se define a la instalación de cogeneración eficiente como aquella en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20 MW y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.

Dentro de las disposiciones transitorias, la obligación contemplada regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007, sean contratos nuevos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 1 de enero de 2007. También se podrá cumplir la obligación con medios de generación renovables no convencionales, que encontrándose interconectados a los sistemas eléctricos con anterioridad a la fecha señalada en el inciso precedente, amplíen su capacidad instalada de generación con posterioridad a dicha fecha y conserven su condición de medio de generación renovable no convencional una vez ejecutada la ampliación. Para los efectos de la acreditación de la obligación señalada, las inyecciones provenientes de los medios de generación referidos en este inciso, se corregirán por un factor proporcional igual al cociente entre la potencia adicionada con posterioridad al 1 de enero del 2007 y la potencia máxima del medio de generación luego de la ampliación.

La obligación será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto. El aumento progresivo dispuesto, no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación que dispone el artículo 131° de la LGSE, con anterioridad a la publicación de esta ley.

La CNE establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de las normas que esta ley introduce a la LGSE y para la aplicación de las disposiciones transitorias. Las empresas eléctricas deberán acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo que, a lo menos el cincuenta por ciento del aumento progresivo de 0,5% anual de la obligación, ha sido cumplido con inyecciones de energía de medios propios o contratados, elegidas mediante un proceso competitivo, transparente y que no implique una discriminación arbitraria.

La obligación contemplada que esta ley incorpora a la LGSE, regirá por 25 años a contar del 1 de enero del año 2010.

Anexo V. Legislación respecto a biocombustibles en América Latina

CENTROAMÉRICA

- *Ley DL 1785. Ley del alcohol carburante, 1º de Marzo de 1985. Guatemala.*

Regula las actividades relacionadas con la producción, almacenamiento, manejo, uso, transporte y comercialización del alcohol carburante y su mezcla. Establece la autorización para producir alcohol carburante y condiciones específicas requeridas por el Ministerio, precios, impuestos, tasas y exoneraciones, sanciones y procedimiento.

- *Reglamento AG 420. Reglamento de la ley del alcohol carburante, 10 de Junio de 1985. Guatemala.*

Se refiere a las disposiciones generales, la producción, comercialización y mezcla del alcohol carburante; prevención de la contaminación ambiental, precios, calidad, autoridades de aplicación, exoneraciones tributarias, infracciones y sanciones.

- *Ley 79. Ley del alcohol carburante. 31 de Octubre de 1988. Honduras.*

Regula las actividades de producción, almacenamiento, uso, manejo, transporte y comercialización del alcohol carburante, y su mezcla. Autorizaciones para producir alcohol carburante, infracciones y sanciones.

- *Decreto D42 2006. Declara de Interés Nacional Estratégico la Producción de Biocombustibles y Bioenergía, 5 de Julio del 2002. Nicaragua.*

Dispone que el Ministerio Agropecuario y Forestal elabore un programa de Producción de Biocombustibles y Bioenergía que promueva las inversiones en el sector en un marco legal de incentivos.

- *Decreto DE-31087-MAG-MINAE. Crea la Comisión Técnica de Trabajo para el Desarrollo del Etanol Anhidro, 6 de Abril del 2003. Costa Rica.*

Esta Comisión tiene la finalidad de formular, identificar y diseñar estrategias para el desarrollo del etanol anhidro destilado nacionalmente y producido utilizando materias primas locales.

- *Decreto DE-31818-MAG-MINAE. Crea la Comisión Técnica de Trabajo del estudio del Biodiesel, 9 de Junio del 2004. Costa Rica.*

Esta Comisión tiene por finalidad formular, identificar, diseñar y recomendar estrategias para el desarrollo del biodiesel producido nacionalmente y utilizando materias primas locales, promoviendo la vinculación del ambiente con los sectores de energía y agropecuarios locales.

- *Decreto DE-33357-MAG-MINAE. Crea la Comisión Nacional de Biocombustibles, y establece su composición y funciones, 27 de Septiembre del 2006. Costa Rica.*

La Comisión tiene entre otras funciones, la de proponer a los Ministros de Ambiente y Energía y de Agricultura y Ganadería, un plan de acción que contenga las estrategias de corto, mediano y largo plazo para la implementación en Costa Rica del uso de biocombustibles, así como las acciones de seguimiento y control, responsables y plazos.

AMÉRICA DEL SUR

Brasil

- *Ley N° 737. Obligatoriedad de la adición de alcohol anhidro a la gasolina, 23 de Septiembre de 1938.*

La obligación atañe a los productores de gasolina, cualquiera sea el método o el proceso de fabricación de la misma, de adicionar alcohol anhidro de producción nacional.

- *Ley N° 8.723. Dispone sobre la Reducción de Emisiones de Gases Contaminantes por Vehículos Automotores, 28 de Octubre de 1993.*

Establece la obligación de los fabricantes de vehículos automotores y de los fabricantes de combustibles, de tomar las medidas necesarias para reducir los niveles de monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, y otros elementos contaminantes, en aplicación de la política de Medio Ambiente. Fija los límites de emisiones y los plazos en que deben lograrse; fija un porcentaje obligatorio de adición de alcohol anhidro a gasolinas en todo el territorio nacional. Especialmente establece un porcentaje obligatorio de adición de alcohol etílico hidratado combustible o gasolina.

- *Decreto N° 3.546. Crea el Consejo Interministerial del Azúcar y del Alcohol (CIMA) para definir la política del sector, 17 de Julio del 2000.*

El CIMA tiene como objetivo deliberar sobre las políticas relacionadas con las actividades del sector del azúcar y el alcohol, considerando especialmente la adecuada participación de los productos de la caña de azúcar en la matriz energética nacional; los mecanismos económicos necesarios para la auto sustentación del sector y el desarrollo científico y tecnológico. Además, el CIMA tiene competencia para aprobar los programas de producción y uso de alcohol etílico combustible.

- *Portaría ANP N° 310. Reglamento técnico ANP N° 06, 28 de Diciembre del 2001.*

Establece las especificaciones para la comercialización del óleo diesel y la mezcla del óleo diesel con biodiesel automotor (B2), en todo el territorio nacional y define las obligaciones de los agentes económicos sobre el control de calidad del producto.

- *Resolución ANP N° 42. Reglamento técnico ANP N° 04, 9 de Diciembre del 2004.*

Establece la especificación de biodiesel según el Reglamento técnico, que podrá ser adicionado al óleo diesel hasta un 2% del volumen y comercializado por distintos agentes económicos en todo el país.

- *Ley 11.097. Establece porcentajes mínimos de mezcla de biodiesel/diesel y define a la ANP como órgano responsable por la regulación, 13 de enero del 2005.*

Establece la introducción del biodiesel en la matriz energética brasilera fijando los porcentajes de adición al óleo diesel. En síntesis, regula la producción y comercialización del biodiesel, actividad fiscalizadora y de control que es ejercida por la Agencia Nacional de Petróleo (ANP).

- *Ley 11.116. Registro Federal de Productor o Importador de Biodiesel, 18 de Mayo del 2005.*

Establece el procedimiento para el registro del productor o importador de biodiesel en la Secretaria de Renta Federal del Ministerio de Hacienda.; para ejercer la actividad de productor o importador de biodiesel se necesita autorización de ANP.

- *Decreto N° 5448. Reglamenta el párrafo 1 del Art.2 de la Ley 11.097, 20 de Mayo del 2005.*

Autoriza la adición del 2% en volumen del biodiesel al óleo diesel de origen fósil a ser comercializado para el consumidor final. También indica en que caso la adición de biodiesel al óleo diesel será superior al 2%. Estas actividades están reguladas por la Agencia Nacional de Petróleo (ANP).

- *Resolución ANP N° 36. Reglamento técnico ANP N° 07, 7 de Diciembre del 2005.*

Establece las especificaciones del alcohol etílico anhidro e hidratado, comercializados por los diversos agentes económicos en todo el país.

Colombia

- *Ley 693. Uso de alcoholes carburantes, 19 de Septiembre del 2001.*

Dicta normas sobre el uso de alcoholes carburantes, crea estímulos para su producción, comercialización y consumo.

- *Reglamento R-180687. Reglamento técnico para la producción, acopio, distribución y venta de alcoholes carburantes, 17 de Junio del 2003.*

Contiene los requisitos técnicos y de seguridad para la producción, acopio, distribución y puntos de mezcla de los alcoholes carburantes, según lo dispuesto en la Ley 693, para prevenir eventuales riesgos a los usuarios, disminuir las emisiones al medio ambiente, entre otros fines.

- *Ley 939. Disposiciones a propósito de los biocombustibles, 31 de Diciembre del 2004.*

Crea las disposiciones para estimular la producción y comercialización de biocombustibles de origen vegetal o animal para uso en motores diesel.

- *Decreto 3862. Reglamenta la Ley 693 del alcohol carburante, 28 de Octubre del 2005.*

Reglamenta las disposiciones de la ley 693. Señala que para efectos fiscales, la mezcla de gasolina motor con alcohol carburante no se considera un proceso industrial o de producción.

- *Decreto 2629. Disposiciones sobre el uso de Biocombustibles, 10 de Julio del 2007.*

Contiene disposiciones para promover el uso de biocombustibles en el país, así como medidas aplicables a los vehículos y demás artefactos a motor que utilicen combustibles para su funcionamiento.

- *Decreto 349. Por el cual se Reglamenta la Ley 939 de 2004 (Disposiciones para el Uso de Biocombustibles), 13 de Septiembre del 2007.*

Reglamenta las disposiciones de la ley 939. Establece que para efectos fiscales las mezclas de diesel de origen fósil con los biocombustibles de origen vegetal o animal, para uso en motores diesel de que trata la Ley 939 de 2004, no se considerará como proceso industrial o de producción.

Perú

- *Ley 28054. Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles, 08 de Agosto del 2003.*

Establece el marco general para promover el mercado de biocombustibles, en base a la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica.

- *Reglamento D.S. 013-2005. Reglamento de la Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles, 31 de Marzo del 2005.*

Reglamenta las disposiciones de la ley 28054. Promueve las inversiones para la producción y comercialización de biocombustibles, difundiendo las ventajas económicas, sociales y ambientales de su uso. Trata de las normas técnicas; del porcentaje y cronograma de aplicación y uso del alcohol carburante y biodiesel; sobre la promoción de cultivos para biodiesel; sobre la promoción para el desarrollo de tecnologías y sobre el programa de promoción del uso de biocombustibles.

- *Decreto D.S. 021-2007. Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles, 20 de Abril del 2007..*

Contiene normas correspondientes a la comercialización y distribución de Biocombustibles puros y sus mezclas con combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos tales como las gasolinas y Diesel No. 2; Disposiciones sobre normas técnicas de calidad que deben cumplir tales productos y normas correspondientes para el registro de las mezclas de Biocombustibles con combustibles líquidos, derivados de los hidrocarburos ante la Dirección General de Hidrocarburos.

Bolivia

- *Ley 3207. Estímulos a los Productores del Biodiesel, 30 de Septiembre del 2005*

Establece una incorporación gradual del componente vegetal al diesel de petróleo, hasta alcanzar el porcentaje del 20% en diez años. Además, establece beneficios impositivos como la exoneración del pago del Impuesto Específico a los Hidrocarburos, el Impuesto Directo a los Hidrocarburos; el 50% del total de la carga impositiva vigente en el país, entre otros. Esta ley no posee reglamentación hasta la fecha.

Paraguay

- *Ley 2748. Ley de Fomento de los Biocombustibles, 7de Octubre del 2005.*

Esta Ley busca el desarrollo sostenible del país; la implementación de proyectos bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio previstos en instrumentos internacionales como el Protocolo de Kyoto, la Convención de la ONU sobre el Cambio Climático. En cuanto a los biocombustibles se refiere entre otros al biodiesel, etanol absoluto y etanol hidratado, y establece beneficios impositivos para quienes inviertan en la producción de estos.

- *Decreto 7412. Reglamento de la ley 2748, 27 de Abril del 2006.*

Reglamenta las disposiciones de la Ley 2748. Establece los requisitos y procedimientos a cumplir por parte de las personas físicas o jurídicas que deseen dedicarse a la producción y venta de biocombustibles; y encarga al Ministerio de Industria y Comercio a través de la Subsecretaría de Estado de Comercio, las funciones de verificación y aprobación, vía Resolución Ministerial, de tales requisitos. Trata sobre la autoridad del control y el procedimiento de calificación y registro de productores, de los beneficios impositivos, normas técnicas, mecanismos de comercialización y sanciones.

Argentina

- *Ley 26093. Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles, 15 de Mayo del 2006..*

Esta Ley establece un régimen de 15 años para regular y promocionar la producción y uso sustentables de biocombustibles. Crea la Autoridad de Aplicación de esta Ley, define sus atribuciones y competencias y establece las condiciones y requisitos para que accedan a los beneficios tributarios quienes implementen proyectos de biocombustibles.

- *Decreto 109. Decreto Reglamentario de la Ley N° 26.093, 13 de Febrero del 2007.*

Reglamenta las disposiciones de la Ley 26.093. Establece las funciones de la Autoridad de Aplicación (Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios a través de la Secretaría de Energía); señala los procedimientos y requisitos para obtener la autorización que habilite a realizar las actividades de producción, mezcla y comercialización de biocombustibles; el procedimiento para acceder a los beneficios fiscales; el procedimiento para la aplicación del régimen promocional; la metodología de cálculo de los incentivos tributarios; los registros que debe llevar la Autoridad de Aplicación, y el procedimiento para sancionar las infracciones, entre otros.