



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA EN BASE A BIOGÁS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

OSCAR AUGUSTO GARAY GARCÍA

SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2011



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA EN BASE A BIOGÁS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

OSCAR AUGUSTO GARAY GARCÍA

PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ

MIEMBROS DE LA COMISION:
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
FRANCISCO GRACIA CAROCA

SANTIAGO DE CHILE
MAYO 2011

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN BASE A BIOGÁS

La biomasa ha sido una fuente muy importante de recursos energéticos a lo largo de la historia. Principalmente se ha usado con fines térmicos mediante su incineración directa de modo de extraer calor; sin embargo, la tecnología actual ha permitido que la biomasa se use de distintas maneras alternativas, como por ejemplo, la extracción de metano producto de la descomposición anaeróbica de ésta, en lo que se conoce como biogás.

En el país existe un gran potencial de generación de energía eléctrica en base a biogás. En términos netos, a lo largo de Chile se podrían generar alrededor de 1.800 GWh/año, lo cual se traduciría en una potencia instalada de 247 MW. De ese potencial de generación, casi un 50% proviene de la descomposición anaeróbica del estiércol avícola. Este alto porcentaje se debe a la gran concentración de recursos avícolas en el país, que se concentra en un 90% entre las regiones de Valparaíso y del Libertador Bernardo O'Higgins. De este modo, se hace altamente atractiva la recolección del estiércol avícola para fines energéticos.

A su vez, dentro de la misma industria avícola existen aproximadamente 7 empresas productoras de aves, siendo Agrosuper la que maneja cerca del 50% del mercado. En la actualidad, estas empresas venden su biomasa a productores de fertilizantes y abono para la agricultura. Por esta razón es poco probable que se destine la totalidad de la biomasa avícola hacia fines energéticos, debido a que será más conveniente un cambio paulatino en la destinación de la biomasa. Así, la central diseñada usa sólo una porción de la biomasa producida para su transformación en biogás, y posteriormente, mediante un generador a gas natural adaptado, su respectiva transformación en energía eléctrica.

Dado estos supuestos, la central diseñada alcanzaría cerca de los 9 MW de potencia instalada en el año 2030, debido a la cantidad creciente de recursos de biomasa disponibles año a año. En cuanto al factor de planta que tendrá la central se estima que alcanzará un valor igual a un 69%. Sobre la potencia firme se estimó que alcanza aproximadamente a un 70% de la potencia instalada.

Para realizar una evaluación económica de la central diseñada, se supone que toda la energía producida es vendida en el mercado Spot a precio marginal en su barra de conexión, y que no se firma ningún tipo de contrato bilateral que incluso podría hacer subir los ingresos de la empresa.

Considerando una inversión de aproximadamente 25 millones de dólares y un período de evaluación de 20 años, el valor actual neto del proyecto alcanza los 7,3 millones de dólares y una tasa interna de retorno igual a un 13,8%, dada una tasa de descuento del 10%.

Así, estos resultados concluyen que en Chile es bastante factible instalar una central a biogás, y que económicamente es rentable. Sin embargo, un inversionista siempre buscará proyectos con tasas internas de retorno más altas, por lo cual el gobierno tiene un rol fundamental: el de proponer incentivos económicos claros para que los inversionistas decidan invertir en este tipo de proyectos energéticos.

Agradecimientos

Primero que todo quiero agradecer a mis padres (Esperanza y Patricio) por creer en mí. Gracias por todo el apoyo que he recibido de parte de ustedes en estos 25 años, apoyo sin el cual no estaría logrando esto que se los debo íntegramente a ustedes. Gracias infinitas por todo el ánimo en los momentos más difíciles en los cuales uno pierde el norte y no sabe para donde va. Sin duda todo hubiera sido muy difícil si ustedes no hubieran estado siempre conmigo. Demás está decir que yo siempre estaré ahí cuando me necesiten

También quiero agradecer a mis hermanas (Diana y Jimena) y cuñados (Kamal y Rodrigo) por siempre estar ahí cuando los necesité. Siempre hubo de cada uno de ustedes palabras especiales de apoyo que sin duda recordaré por mucho tiempo. Gracias por acompañarme en los momentos más complicados, sin duda me hicieron el camino más liviano. También quiero que sepan que estoy con ustedes en todo y que pueden confiar en mí para lo que sea.

A mis amigos, por acompañarme durante todo este período. Gracias por depositar toda su confianza en mí, así como yo también deposité mi confianza en ustedes. Me han ayudado mucho no sólo en asuntos académicos, sino que también (y es lo que más valoro) me han ayudado en la vida misma. En general agradezco a todos mis amigos que me han acompañado y apoyado, pero quiero nombrar en forma especial a Eduardo, Sebastián y Patricio por todo ese apoyo que me dieron cuando más los necesitaba. Aquí ustedes también tienen a un gran amigo en el cual pueden confiar y apoyarse cuando lo necesiten. También quiero agradecer a Javiera por enseñarme tantas cosas, acompañarme y valorarme durante prácticamente toda mi vida universitaria. No siempre las cosas son como uno quiere, pero no por eso uno debe dejar de reconocer a las grandes personas que han pasado por nuestra vida.

Por último quiero agradecer en forma especial a mi sobrina y ahijada (Valentina). Aunque aún no sepas hablar y apenas camines, te doy las gracias por regalarme todos los días una sonrisa sana y desinteresada. Sin duda todas tus risas, llantos y maldades me han mostrado que la vida si tiene un sentido y que siempre hay algo porque alegrarse aunque muchas veces no las podamos o queramos ver. Gracias gordita por mostrarme las cosas lindas de la vida cuando se me perdieron.

Índice

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivos generales	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcances	3
2. Antecedentes	5
2.1. Sobre la bioenergía	5
2.1.1. Fuentes de biomasa	6
2.1.2. Características de la biomasa	8
2.1.3. Procesos de conversión energética de la biomasa	10
2.1.4. Ventajas y desventajas en el uso de Biomasa	12
2.1.5. Experiencia Internacional	13
2.1.6. Experiencia en Chile	18
2.1.7. Marco Regulatorio de biocombustibles	22
2.1.8. Barreras de Entrada	24
2.2. Producción de biogás y generación eléctrica	26
2.2.1. Etapas de la degradación anaeróbica	26
2.2.2. Parámetros operacionales	26
2.2.3. Tecnologías aplicadas	29
2.2.4. Potencial energético del biogás	31
2.2.5. Producción de biogás en Chile	34
3. Evaluación Técnica	36
3.1. Potencial de biogás en Chile	36
3.1.1. Identificación de fuentes de biomasa para la producción de biogás	36
3.1.2. Cuantificación de las fuentes de biomasa	37
3.1.3. Cálculo de la cantidad de biogás y metano producido	37
3.1.4. Disponibilidad de las fuentes de biomasa	38
3.1.5. Energía eléctrica generada	39
3.1.6. Potencia eléctrica generada	41
3.2. Fuente de biomasa a utilizar	44
3.2.1. Elección del tipo de biomasa a utilizar	44
3.2.2. Lugar geográfico de extracción de la biomasa	44
3.3. Diseño de la central eléctrica	46
3.3.1. Ubicación geográfica	46
3.3.2. Operación en régimen permanente	49
3.3.3. Potencia nominal	52
3.3.4. Características técnicas del generador	53
3.3.5. Conexión a la red	53
3.3.6. Características eléctricas de la central	55
3.3.6.1. Factor de planta	55
3.3.6.2. Potencia firme	56
3.3.6.3. Regulación de frecuencia	57

3.3.7.	Sobre el sistema de eliminación de H ₂ S	58
3.3.8.	Emisiones contaminantes	60
4.	<i>Evaluación Económica</i>	62
4.1.	Escenarios de precios energía	62
4.2.	Flujo de caja	63
4.2.1.	Inversión	63
4.2.2.	Ingresos	65
4.2.2.1.	Venta de energía	65
4.2.2.2.	Venta de potencia	65
4.2.2.3.	Venta de bonos de carbono	66
4.2.3.	Costos	67
4.2.3.1.	Costos de la biomasa	67
4.2.3.2.	Costos de operación	67
4.2.3.3.	Costos de mantenimiento	68
4.2.3.4.	Pago de peajes	68
4.2.4.	Depreciaciones	69
4.2.5.	Capital de trabajo	69
4.2.6.	Resultados	69
4.3.	Análisis de sensibilidad	70
4.3.1.	Precio bono de carbono	71
4.3.2.	Precio nudo de potencia	72
4.3.3.	Tasa de descuento	73
5.	<i>Conclusiones</i>	75
6.	<i>Anexos</i>	79
6.1.	Sobre las fuentes de biomasa analizadas	79
6.2.	Cuantificación fuentes de biomasa, biogás y metano	83
6.3.	Sobre la disponibilidad de la biomasa	94
6.4.	Valores de energía y potencia por tipo de biomasa	97
6.5.	Sobre la producción avícola en Chile	105
6.6.	Flujos de caja	106
7.	<i>Bibliografía</i>	110

1. Introducción

El presente trabajo corresponde a la memoria de título para optar al grado de Ingeniero Civil Electricista en la Universidad de Chile.

El tema que engloba esta memoria corresponde a un análisis técnico-económico de una planta de generación eléctrica en base a biogás. Para lograr dichos análisis se realizará una evaluación exhaustiva sobre el potencial existente en Chile en cuanto a la producción de biogás. Además, se estudiarán aspectos netamente técnicos sobre la central mencionada, como su potencia, su comportamiento en régimen permanente, su punto de conexión al SIC, etc.

Finalmente, se hará un completo análisis económico de modo de establecer cuán viable sería llevar a cabo la central diseñada.

1.1. Motivación

Chile, históricamente, ha tenido serios problemas energéticos que han mermado no sólo su desarrollo económico, sino que también su desarrollo social. Dado a que en la actualidad Chile no posee una matriz energética muy diversificada, se encuentra expuesto a la gran dependencia de ciertos tipos de energía que en el futuro pueden escasear por diversos motivos. Es por dicha razón por la cual uno de los grandes desafíos energéticos de la mayoría de los países es lograr diversificar lo más posible su matriz energética, de modo de disminuir la dependencia de uno o unos pocos tipos de energía.

Por lo anterior es que en el mundo se ha desarrollado una búsqueda importante de nuevas fuentes energéticas que puedan reemplazar a los combustibles fósiles. Así, las energías renovables son una gran solución no sólo para diversificar la matriz energética de los países, sino que también para que los países produzcan combustibles propios y eliminar su dependencia de los volátiles mercados del petróleo o del gas.

Así, en un afán de independizarse energéticamente del resto de los países, es que Chile ha buscado nuevas fuentes de energía. Un claro ejemplo de ello son los parques eólicos que se han instalado en el país; que a pesar de no ser de mucha potencia, buscan insertar lentamente las energías renovables en la matriz energética.

En general, todas las energías renovables son las indicadas para lograr el objetivo de la diversificación energética, sobre todo en países como Chile, en el cual una parte importante de su energía proviene del gas.

Una forma de energía renovable que ha empezado de a poco a tomar fuerza es la proveniente de la biomasa. De ésta, es posible extraer diversas formas secundarias de energía, como por ejemplo, el biogás. El biogás proviene de la descomposición en ausencia de oxígeno, y por medio de bacterias, de la biomasa. Este gas es principalmente metano, el cual es, en definitiva, el que le da sus propiedades energéticas.

Así, en la presente memoria se buscará evaluar cuán factible sería que en Chile se instalará una central que use biogás como energético primario. Para lograrlo, se evaluarán tanto aspectos netamente técnicos como aspectos económicos.

1.2. Objetivos

A continuación se indican los objetivos generales y específicos que se lograron identificar para esta memoria de título.

1.2.1. Objetivos generales

Como objetivos generales de esta memoria se pueden listar los siguientes:

- Realizar un análisis técnico de una central de generación de energía eléctrica en base a biogás, considerando desde aspectos constructivos hasta aspectos relacionados con la producción de energía durante el período de evaluación.
- Realizar un análisis económico de una central de generación de energía eléctrica en base a biogás, abarcando desde el modelo de negocios hasta un análisis de sensibilidad de las variables que controlan el flujo de caja del proyecto.

1.2.2. Objetivos específicos

Como objetivos específicos de esta memoria se pueden listar los siguientes:

- Estudiar la bioenergía, en particular el biogás, de modo de obtener una base teórica que se pueda aplicar a la hora de caracterizar la central eléctrica a diseñar.
- Analizar la experiencia mundial y chilena en torno a la bioenergía, y en particular del biogás, de modo de adoptar ideas innovadoras en el diseño de la central.
- Establecer la localización y el punto de conexión de la central a la red.
- Analizar el comportamiento de la central en régimen permanente.
- Realizar el flujo de caja del proyecto propuesto, de modo de definir cuán interesante podría llegar a ser este tipo de proyectos para distintos inversionistas.

1.3. Alcances

En la presente memoria se analizarán las distintas fuentes de biomasa disponibles en Chile con el fin de elegir la más conveniente para poder diseñar una central eléctrica. Este análisis se hará identificando las fuentes de biomasa separadas por región del país, de manera de definir claramente el recurso disponible y su concentración geográfica dentro de Chile. De esta forma, la idea es elegir un recurso de biomasa y un lugar de extracción de ésta para definir la ubicación óptima de la central en base a una minimización de distancias entre la central y los centros de acopio de biomasa en la región escogida.

Paso siguiente será definir el punto de conexión a la red eléctrica de la central, es decir, definir claramente la barra y el voltaje a la cual se conectará. Para esto se deberá estimar la potencia que se generará en base a distintos supuestos que en su momento se darán. Sin embargo, dado que la evaluación del proyecto se hará para 20 años, se tomarán en cuenta los crecimientos naturales de la cantidad de biomasa disponible con el curso de los años, en el caso de que se identifique esta tendencia. Es por esta razón que la central se someterá a una ampliación de capacidad de modo de aprovechar dicha cantidad creciente de recursos de biomasa. Junto con esta posible ampliación se deberá analizar el régimen permanente de ésta, de modo de cuantificar claramente en términos energéticos las ampliaciones en la generación eléctrica.

Es muy importante destacar que dentro de los alcances de esta memoria no está considerado el diseño del biodigestor, puesto que esto podría ser otro tema de memoria. Así, se considerará que éste es una caja negra cuya entrada es biomasa y cuya salida es biogás.

Repetimos que el diseño mismo del biodigestor escapa a los objetivos principales de esta memoria, por lo cual se ha omitido su diseño.

Una vez concluido el análisis técnico de la central se realizará la evaluación económica del proyecto con el flujo de caja respectivo. Éste incluirá aspectos que considerará la inversión total en equipos eléctricos y de biodigestión, así como también se incluirán los costos asociados al pago de peajes por el uso del sistema de transmisión y/o subtransmisión. En cuanto a la venta de energía, se tomarán tres escenarios de precios distintos proyectados en los años futuros, de modo de considerar las fluctuaciones en los precios que se pagará por la energía producida. Mediante los valores obtenidos del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación de capital (PRC) se logrará definir cuán atractivo es el proyecto para un posible inversionista.

Así, con estos aspectos técnicos y económicos, se tendrá una visión clara de las implicancias de instalar una central que use biogás como energético. La idea es definir bases para el análisis y diseño de este tipo de centrales que se puedan llevar a cabo en el futuro.

2. Antecedentes

Esta sección tendrá como objetivo introducir al lector en materia bioenergética, para posteriormente estudiar a fondo el biogás. A modo de comparación, se analizará lo que ocurre en otros países en cuanto a la bioenergía, de modo de establecer patrones que se puedan adaptar a la realidad chilena.

2.1. Sobre la bioenergía

En términos generales, la bioenergía es todo aquel tipo de energía proveniente de la biomasa. La biomasa, a su vez, se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía; o las provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz), del aserradero (podas, ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos urbanos (aguas negras, basura orgánica y otros)[1].

Existen diferentes tipos de biomasa que pueden ser utilizados con fines energéticos, entre ellos los que se indican a continuación[2]:

- **Biomasa natural:** corresponde a la que se encuentra en la naturaleza sin ningún tipo de intervención humana, como por ejemplo, los desechos naturales de un bosque.
- **Biomasa residual seca:** se incluyen en este grupo todos los productos sólidos que no son utilizados en las actividades agrícolas, ganaderas y forestales, como por ejemplo, el estiércol, la paja, la madera de podas, el aserrín, etc.
- **Biomasa residual húmeda:** son los vertidos denominados biodegradables, como las aguas residuales urbanas industriales y los residuos ganaderos principalmente purines.
- **Cultivos energéticos:** corresponden a los cultivos realizados con la finalidad de producir biomasa transformable en biocombustibles. Entre ellos se encuentran el maíz, raps, girasol, etc.

En la Figura 2.1 es posible observar un esquema que resume los distintos tipos de biomasa potencialmente disponibles en Chile: biomasa seca y biomasa húmeda.

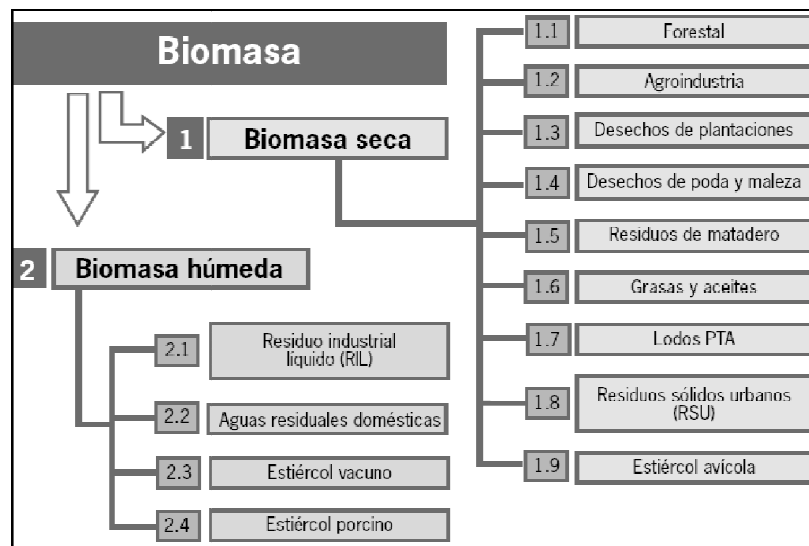


Figura 2.1. Clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles [3].

2.1.1. Fuentes de biomasa

Las fuentes de biomasa pueden ser bastante variadas y de diferentes tipos. Entre éstas se pueden mencionar las provenientes de la industria forestal y agrícola, los desechos urbanos y plantaciones energéticas. A continuación se nombran dichas fuentes principales con una breve explicación de cada una de ellas [1]:

- **Plantaciones energéticas:** como se dijo anteriormente, estas corresponden a grandes plantaciones de árboles o plantas cultivadas con el fin de producir energía. Para este fin se suelen seleccionar plantas o árboles de crecimiento rápido y bajo mantenimiento, las cuales se cultivan en tierras de bajo valor productivo. Uno de los grandes incentivos para los agricultores a la hora de decidir entrar al negocio eléctrico es que pueden tener un ingreso extra y permanente, suavizando de alguna manera la volatilidad existente en el negocio agrícola propiamente tal, debido a las fluctuaciones del mercado, al aumento del costo de los insumos o a variaciones climáticas.
- **Residuos forestales:** Estos son una importante fuente de biomasa, los cuales en el caso de Chile poco a poco van ganando importancia. Se considera que de cada árbol extraído para la producción maderera o forestal sólo se aprovecha comercialmente un 20% de éste. Según estimaciones, un 40% de cada árbol extraído es dejado en el lugar de extracción en forma de ramas y raíces, y el restante 40% es dejado en el aserradero, en forma de astillas,

corteza y aserrín. En la Figura 2.2 se muestra la distribución energética de un árbol en cada una de sus partes.

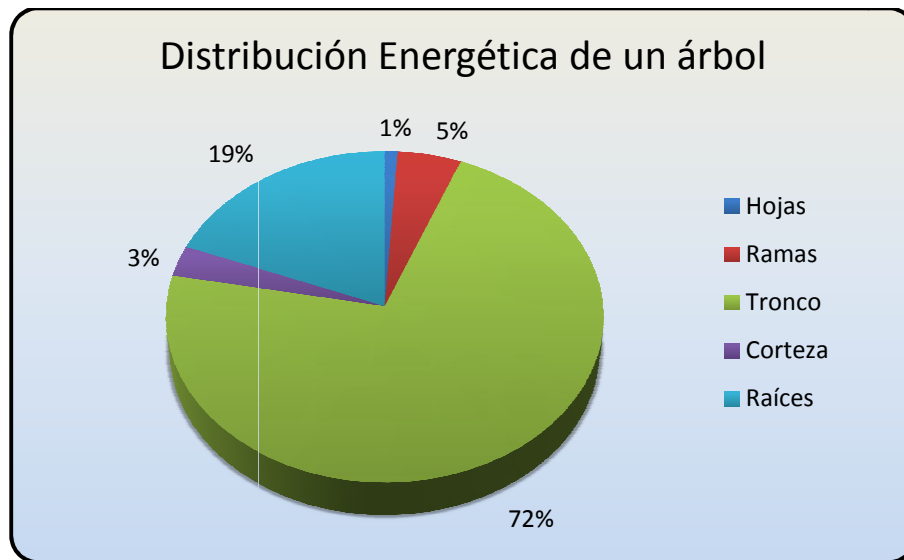


Figura 2.2. Distribución energética de un árbol [3].

- **Desechos agrícolas:** Al igual que en la industria forestal, los desechos agrícolas son una parte importante de lo que se aprovecha comercialmente. Se estima que los desechos de campo son aproximadamente un 60% de los productos aprovechables, mientras que los desechos de proceso llegan a ser entre un 20% y un 40% de dichos productos aprovechables. Si bien gran parte de los residuos húmedos (principalmente el estiércol de los animales) son aprovechados para aumentar el valor nutritivo de la tierra, esta práctica produce una sobre-fertilización de los suelos, haciéndose necesarias otras técnicas de aprovechamiento del estiércol.
- **Desechos industriales:** La industria alimenticia genera una gran cantidad de residuos y subproductos, los cuales pueden ser usados como fuente de energía debido a que poseen un alto contenido de azúcares y carbohidratos, los que a su vez, pueden ser convertidos en combustibles gaseosos. Dichos residuos significan un problema para las industrias, debido a que su tratamiento como desechos representa un costo considerable. De este modo, el aprovechamiento de dichos residuos como fuente de energía genera un doble estímulo para la industria.
- **Desechos urbanos:** Las ciudades generan una gran cantidad de Biomasa en forma de residuos alimenticios, papeles, maderas y aguas negras. Por otro lado, la basura orgánica

en descomposición genera un alto contenido de compuestos volátiles, como metano o dióxido de carbono, los cuales tienen un alto valor energético. También es importante destacar que cerca de un 80% del total de la basura urbana producida es potencialmente convertible en energía, con lo cual su aprovechamiento energético tiene un doble propósito: evitar emanaciones de efecto invernadero producto de su descomposición y aprovechar estas emanaciones de modo de producir energía limpia.

2.1.2. Características de la biomasa

A la hora de evaluar técnica y económicamente un determinado proyecto de conversión de biomasa en bioenergía, será necesario considerar ciertos aspectos característicos de ésta, tanto aspectos físico-químicos como logísticos. A continuación se detallan estas características a considerar en cualquier proyecto de bioenergía[1]:

- **Tipo de biomasa:** Primero que todo es imprescindible definir el tipo de biomasa que se usará, debido a que cada una posee características completamente distintas. Así, según dicho tipo se elegirá el proceso de conversión energética que más se acomode a las características de ésta. De esta forma, en el caso de los desechos forestales se hace uso de combustión directa o procesos termo-químicos, y en el de los residuos de animales se recomienda el uso de procesos anaeróbicos, etc.
- **Composición química y física:** Las características físicas y químicas de la biomasa son muy importantes en el combustible o subproducto energético que se espera generar; por ejemplo, los desechos de animales producen altas cantidades de metano mientras que la madera produce una mezcla con alto contenido de monóxido de carbono. Por otro lado, las características físicas influyen en el tratamiento previo que se le requiera aplicar a la biomasa.
- **Contenido de humedad:** El contenido de humedad se define como la cantidad de agua presente en la biomasa, expresada como un porcentaje del peso. Para combustibles de biomasa, este es el factor más crítico, ya que indica la energía que se puede obtener por medio de la combustión. Esto se debe a que en el proceso de quema de esta, primero se debe evaporar el agua antes de que el calor esté disponible para su uso. Dado que es

imposible obtener un porcentaje de humedad igual a cero, se considera como aceptable un contenido de humedad menor a un 30%.

- **Porcentaje de cenizas:** El porcentaje de cenizas da cuenta de la cantidad de materia sólida no combustible, expresada como un porcentaje del peso. Es muy importante conocer este porcentaje, ya que, en algunos casos estas cenizas pueden utilizarse en otros subproductos, como es el caso de la ceniza de la cascarilla de arroz, el cual es un excelente aditivo en la mezcla de concreto o para la fabricación de filtros de carbón.
- **Poder calórico:** El contenido calórico por unidad de masa es el parámetro que determina la energía disponible en la biomasa. Este indica la cantidad de energía liberada cuando se quema una unidad de masa. Tal como se mencionó anteriormente, este parámetro disminuye cuanto más contenido de humedad tenga la biomasa. A modo de ejemplo, la madera posee un poder calorífico promedio de 20 MJ/kg, mientras que los subproductos agrícolas tienen un poder calórico promedio de 17 MJ/kg.
- **Densidad aparente:** Esta indica una relación entre el peso y el volumen del material en el estado físico que se presenta. Así, una alta densidad aparente favorece la relación de energía por unidad de volumen, requiriéndose menores tamaños de los equipos. Del mismo modo, biomásas con bajas densidades aparentes necesitarán un mayor volumen de almacenamiento y transporte y, algunas veces, presentan problemas para fluir por gravedad, con lo cual se complica el proceso de combustión, produciendo una elevación de los costos del proceso.
- **Recolección, transporte y manejo:** Las condiciones de recolección, transporte y el manejo en planta de la Biomasa constituyen factores determinantes en la estructura de costos de inversión y operación del proceso de conversión energética. Así, la ubicación del material respecto a la planta de tratamiento y la distancia al punto de utilización, deberán analizarse de forma exhaustiva de modo de asegurar una operación eficiente en términos económicos y logísticos.

2.1.3. Procesos de conversión energética de la biomasa

Antes de que la biomasa pueda ser transformada en energía, será necesario convertirla en una forma más conveniente para su transporte y utilización. Por lo general, la biomasa es convertida en carbón vegetal, briquetas, gas, etanol y electricidad. Los procesos tradicionales de conversión de Biomasa se pueden clasificar en tres categorías principales [1][2] [4]:

- **Procesos de combustión directa:** Corresponde a la quema directa de la biomasa en una caldera u horno. Mediante este tipo de procesos se suele generar calor, el cual puede ser utilizado directamente (para cocción de alimentos o para el secado de productos agrícolas) o indirectamente (para producir electricidad a través de turbinas, previa evaporación de agua por medio del calor producido en la combustión). Los procesos de combustión directa son, por lo general, muy ineficientes, debido a que gran parte de la energía liberada se desperdicia en forma de contaminación cuando no se realiza el proceso bajo condiciones controladas. Por último, en la Figura 2.3 es posible observar el esquema de una planta combustión de biomasa para generación de energía eléctrica con sus principales componentes, desde el lugar de almacenamiento de esta hasta el punto de conexión al sistema eléctrico respectivo.
- **Procesos termo-químicos:** Cuando la biomasa no se quema completamente, su estructura se rompe en compuestos gaseosos, líquidos y sólidos, que pueden usarse como combustible. Este proceso básico se denomina pirólisis, e incluye la producción de carbón vegetal y la gasificación de la biomasa. A través de la gasificación, se quema parcialmente la materia orgánica y se transforma en monóxido de carbono (18% a 20%), hidrógeno (20% a 24%), metano y dióxido de carbono. Así, el gas producido mediante gasificación se filtra para ser usado en la producción de calor. Lo interesante y llamativo de los procesos termo-químicos, es el hecho de que la biomasa se transforma en un producto de mayor valor, con una densidad y un poder calorífico más alto.

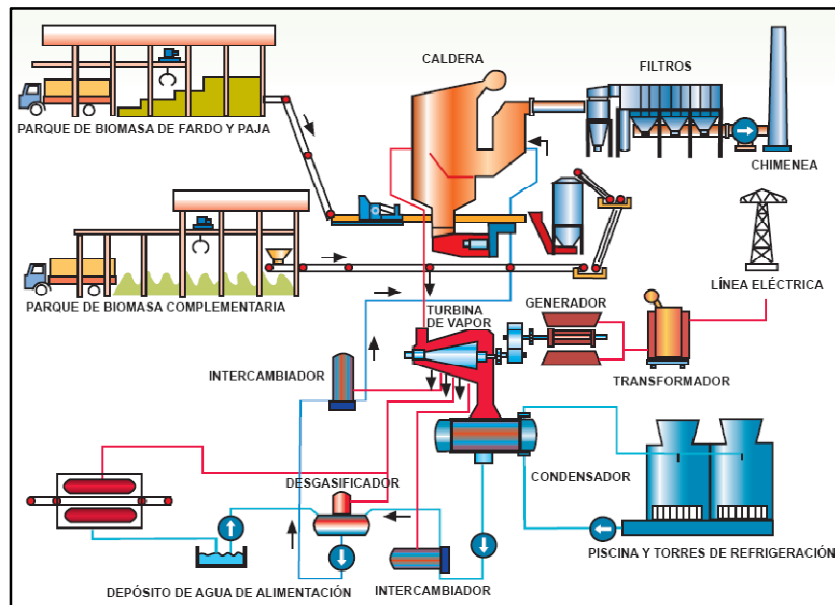


Figura 2.3. Esquema simple de combustión de Biomasa sólida para generación de energía eléctrica[2].

- **Procesos bio-químicos:** En este tipo de procesos se utilizan las características bio-químicas de la Biomasa y la acción metabólica de organismos microbiales para producir combustibles gaseosos y líquidos. Dentro de estos procesos se encuentra la producción de combustibles alcohólicos (como etanol y metanol, producidos por la fermentación de azúcares), biodiesel (que se compone de ácidos grasos y ésteres, obtenidos de aceites vegetales, grasa animal y grasas recicladas), el gas producido en rellenos sanitarios (que contiene metano y dióxido de carbono, el cual se obtiene a través de la fermentación de los desechos sólidos urbanos) y la digestión anaeróbica (el cual es un proceso de descomposición en ausencia de oxígeno por efecto de bacterias y hongos, en el que se produce entre 50% y 80% de metano y entre un 20% y 50% de dióxido de carbono). El biogás es precisamente el gas rico en metano que se obtiene por alguno de estos procesos bio-químicos.

Actualmente, el método más aplicado para usos energéticos es la combustión directa de la Biomasa. Procesos más avanzados como la gasificación y la digestión anaeróbica fueron desarrollados como alternativas más eficientes y convenientes. Sin embargo, la aplicación de estos últimos no es tan común por tener un alto costo [1].

Para concluir, en la Figura 2.4 se muestra un esquema resumen de los procesos de conversión mencionados con las formas de energía posibles.

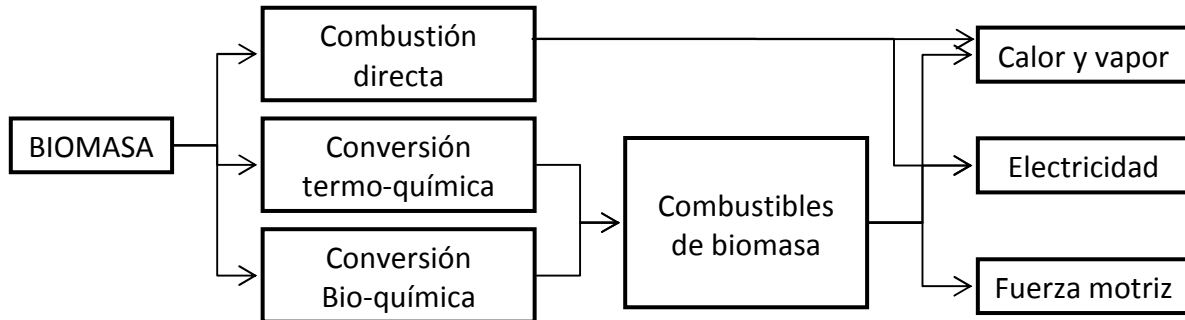


Figura 2.4. Procesos de conversión y formas de energía[1].

2.1.4. Ventajas y desventajas en el uso de Biomasa

El uso de la Biomasa como fuente de energía no sólo presenta grandes beneficios ambientales y socioeconómicos, sino que también tiene una serie de problemas o desventajas en comparación con los combustibles fósiles, que hacen que cualquier proyecto relacionado con bioenergía pueda resultar infactible. A continuación se listan las ventajas y desventajas generales que puede tener un proyecto en bioenergía [5].

- **Ventajas ambientales:**

- Debido a que la bioenergía se considera un tipo de energía renovable, esta no aumenta el contenido neto de dióxido de carbono presente en la tierra, por lo cual no contribuye al aumento del efecto invernadero.
- La utilización de Biomasa no produce grandes emisiones de dióxido de azufre, que junto con las emisiones de óxidos de nitrógeno, son las causantes de la lluvia ácida.
- El proceso de digestión anaeróbica para tratar la Biomasa residual húmeda reduce fuentes de olores molestos y elimina los microorganismos patógenos que esta pueda tener. También, el producto digerido final puede ser usado como fertilizante en la agricultura.

- **Ventajas socioeconómicas:**
 - La utilización de Biomasa como fuente de energía contribuye a la diversificación energética, objetivo ampliamente buscado por la mayoría de los países con el fin de disminuir el riesgo de depender de sólo algunas pocas fuentes de energía.
 - La plantación de cultivos energéticos en tierras abandonadas evita la erosión y degradación del suelo.
 - El aprovechamiento de algunos tipos de Biomasa, como los residuos forestales o los cultivos energéticos, ayuda a crear puestos de trabajo en zonas rurales y apartadas.

- **Desventajas:**
 - El rendimiento de las calderas de Biomasa son inferiores a los de las que usan combustibles fósiles.
 - La Biomasa posee menor capacidad energética, lo cual se traduce en que los sistemas de almacenamiento sean mayores, y por ende, más costosos.
 - Por lo general, muchos tipos de Biomasa tiene elevados contenidos de humedad, lo que hace que en determinadas aplicaciones sea necesario un proceso previo de secado.
 - Los sistemas de de alimentación de combustible y eliminación de cenizas son más complejos y requieren mayores costos de operación y mantenimiento (respecto a los que usan combustible fósiles).

2.1.5.Experiencia Internacional

Si bien el uso de la biomasa como medio para producir energía data desde las civilizaciones primitivas, el gran auge de ésta se remonta a partir de la crisis del petróleo ocurrida en el año 1970 [6]. A partir de ese año se produjeron desarrollos paulatinos en pequeños digestores anaeróbicos dentro de granjas y campos. Así, producto de la crisis del petróleo y la concientización general por el medio ambiente, es que han tomado auge en muchos países no sólo los biocombustibles, sino que las energías renovables en general.

A nivel mundial, los grandes productores de biocombustibles (aquellos países que poseen un gran porcentaje de uso de biocombustibles en su matriz energética) son los países escandinavos (Finlandia, Noruega y Suecia), Canadá y Brasil. A su vez, estos países son uno de los que poseen mayor producción de energía en base a fuentes renovables en términos porcentuales netos (incluyendo en esta categoría a Alemania, Austria, Francia, Estonia, Letonia, entre otros). También es interesante nombrar a países como Bélgica, Holanda y Gran Bretaña, los cuales poseen una matriz energética con muy bajo porcentaje de energías renovables (menos del 2% del total de la energía consumida); sin embargo, de dicho porcentaje, la bioenergía contribuye cerca del 85-95%.

La mayoría de los países nombrados anteriormente forman parte de la IEA (International Energy Agency), organismo que se encarga de estudiar y llevar estadísticas en aspectos energéticos de cada uno de sus países integrantes, con la misión de proponer mejoras a los procesos energéticos individuales de cada uno de sus miembros. Así, la IEA ha reconocido a los países mencionados su trabajo desarrollado en materia de bioenergía. En la Figura 2.5 es posible observar la contribución de energías renovables y de biomasa en términos porcentuales del consumo total de energía primaria de los países reconocidos por la IEA.

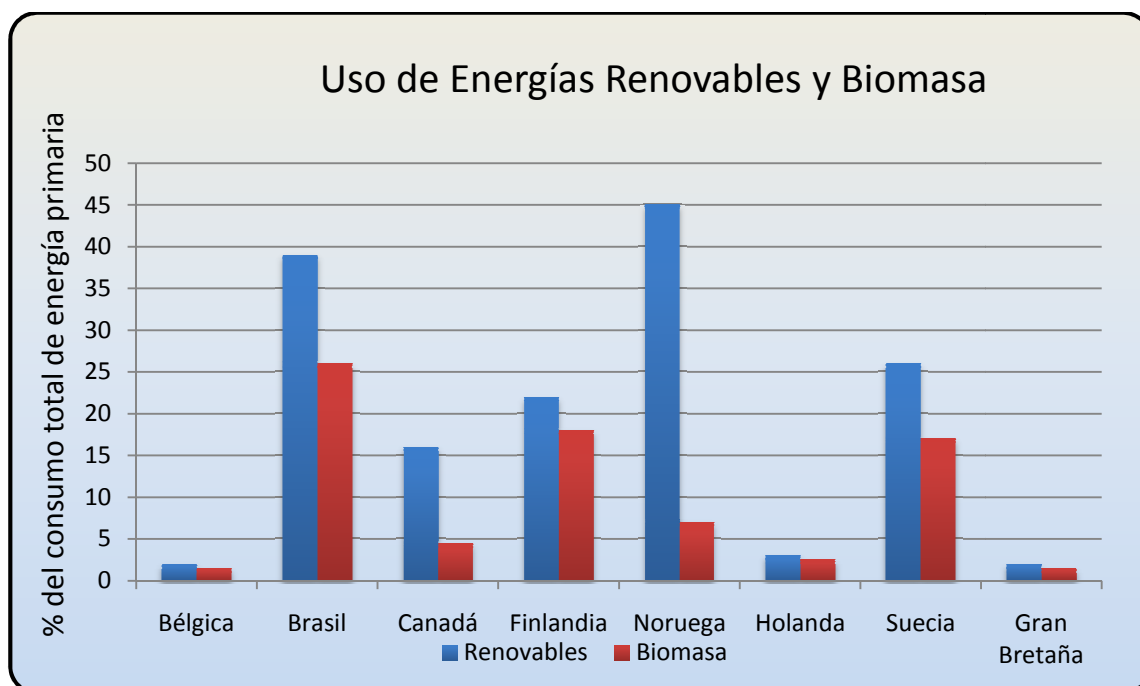


Figura 2.5. Uso de Energías Renovables y Biomasa al año 2004, en algunos países miembros de la IEA [7].

Se observa que la contribución de Biomasa a la matriz energética primaria es particularmente alta en Brasil (26%), Finlandia (19%) y Suecia (16%). En el caso de Brasil, este fenómeno se produce principalmente debido al alto consumo de bio-etanol en el transporte; mientras que en el caso de Finlandia y Suecia se debe al alto uso de combustibles provenientes de la madera en la industria forestal.

Las diferencias vistas en el gráfico se producen debido a las distintas características de los países analizados. Por ejemplo, Brasil y Canadá son países muy grandes con su población esparcida por todo el territorio, además de poseer grandes potenciales hídricos y biomásicos. Los países Escandinavos se caracterizan por grandes áreas de bosques y una amplia industria forestal. Noruega, en cambio, posee no sólo un gran recurso hídrico, sino que además posee grandes reservas de combustibles fósiles. En el otro lado se encuentra Gran Bretaña, Bélgica y Holanda, países densamente poblados con un potencial hídrico y biomásico limitado, aunque con algunas reservas de combustibles fósiles (gas y petróleo en Gran Bretaña y Holanda).

Es importante también analizar lo que ocurre con las energías renovables, y en particular con la biomasa, cuando ésta es usada directamente a la producción de energía eléctrica. En la Figura 2.6 se puede observar el aporte porcentual de las energías renovables y de la biomasa a la generación neta de energía eléctrica en los países analizados anteriormente.

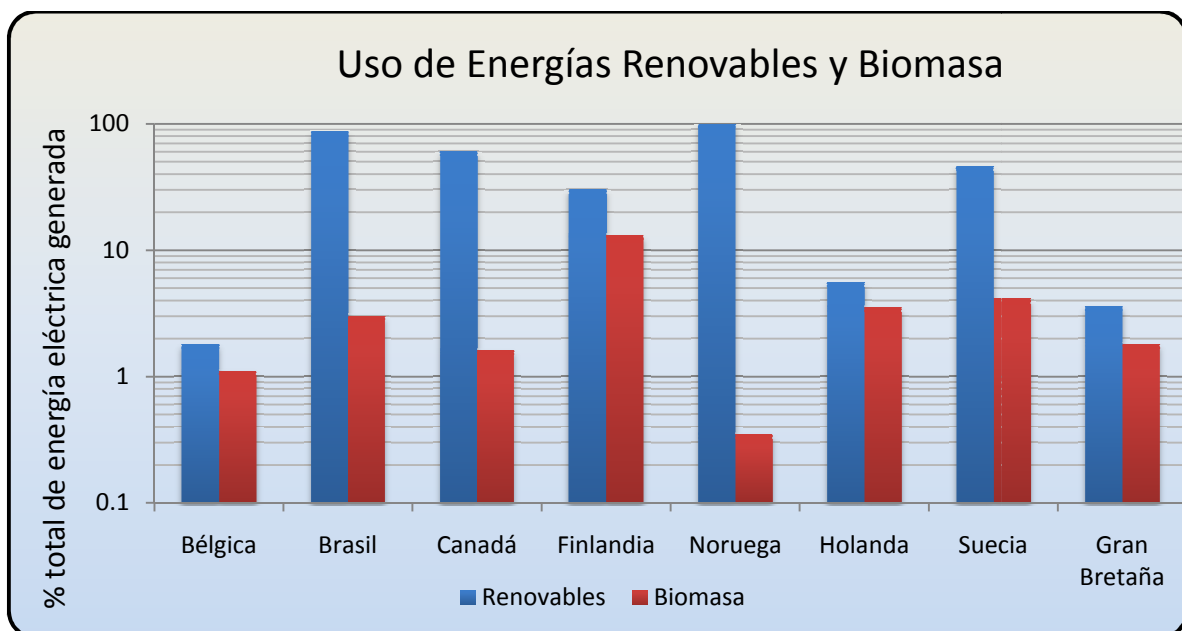


Figura 2.6. Uso de Energías Renovables y Biomasa en la producción de energía eléctrica al año 2004, en algunos países miembros de la IEA [7].

El gráfico anterior fue diseñado en escala logarítmica a modo de facilitar el análisis, debido a la gran dispersión de los datos. El caso más extremo es el que se observa con Noruega, en el cual casi el 100% del total de la energía eléctrica producida proviene de fuentes hídricas y sólo un 0,4% proviene de la biomasa. Comportamientos similares son los que se pueden observar en Canadá y en Suecia.

Dado que la bioenergía puede sustituir perfectamente a los combustibles fósiles, es natural que se genere un mercado de biocombustibles, en el cual se transen no sólo los combustibles ya procesados, sino que también los insumos necesarios para su producción (tal como ha estado ocurriendo en el caso de Brasil, el cual está exportando caña de azúcar para fines energéticos). Es precisamente Brasil el país que más exporta biocombustibles en el mundo, alcanzando exportaciones equivalentes a 35 PJ¹, siendo tan sólo un 2% de la producción total de biomasa del país. A su vez, los países que más importan biocombustibles son Finlandia (60 PJ, siendo un 21% del total de la biomasa consumida) y Suecia (90 PJ, alcanzando un 26% del total de la biomasa consumida). En la Figura 2.7 se observan las cantidades importadas y exportadas por los distintos países bajo análisis, de modo de aclarar los datos recién entregados respecto al mercado internacional de biocombustibles.

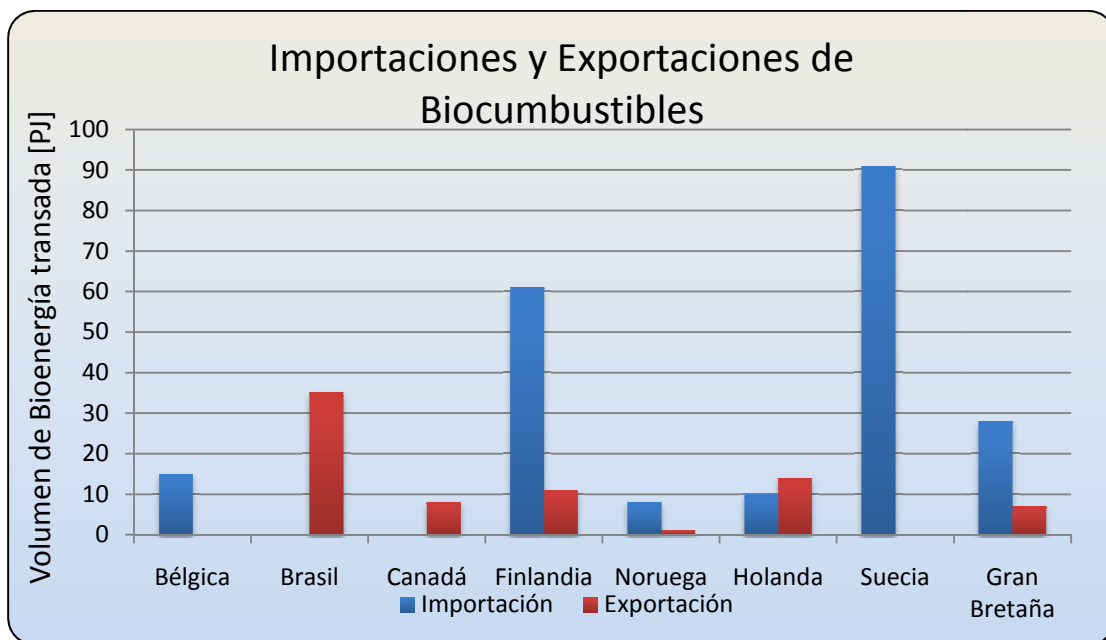


Figura 2.7. Importaciones y Exportaciones de biocombustibles al año 2004, en algunos países miembros de la IEA [7].

¹ Unidad de medición de energía llamada Petajoule, que corresponde a 10^{15} Joules.

Si bien hasta el momento sólo se ha analizado la producción de biocombustibles en términos porcentuales dentro de cada país, no se ha hablado de la producción neta que cada uno de ellos tiene. Al hacer este tipo de análisis se debe incluir en los países analizados a Alemania, debido a que su producción neta de biocombustibles es alta, a pesar de que por su alto nivel productivo no sea comparable en términos porcentuales con Finlandia o Brasil. Así, en la Figura 2.8 es posible observar los consumos netos de energía primaria proveniente de biocombustibles en los países analizados, incluyendo entre estos a Alemania.

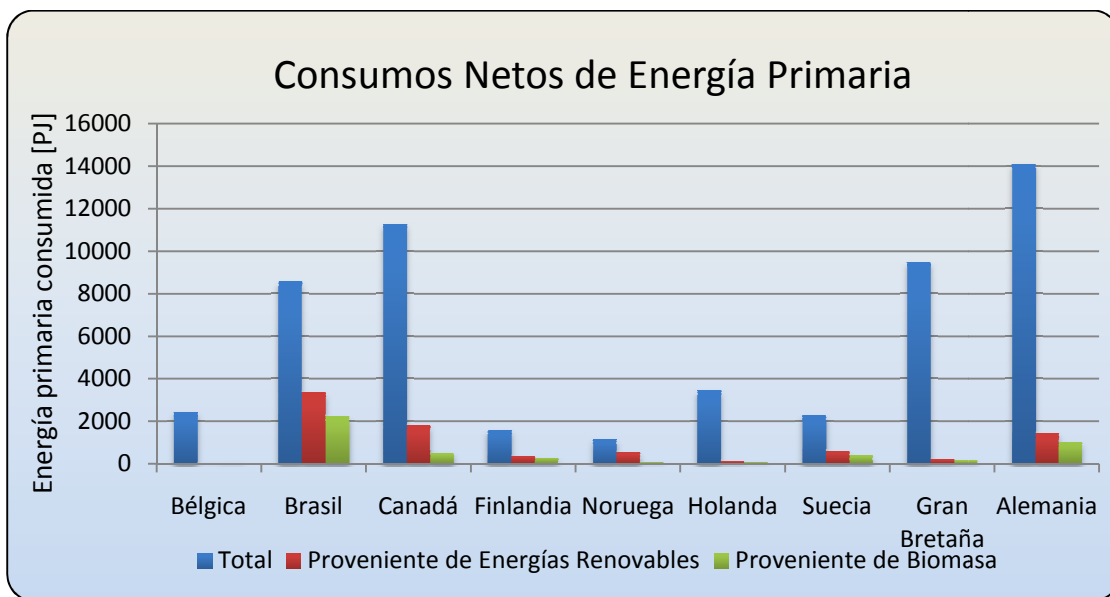


Figura 2.8. Consumos netos de energía primaria provenientes de energías renovables y de biocombustibles [7] [8] [9].

Al analizar valores netos de consumo de energía primaria por país, es posible observar que Alemania es el país de los analizados que más energía primaria consume. Aproximadamente un 10% de su consumo de energía primaria proviene desde fuentes renovables (destacando la bioenergía y la energía eólica), y cerca de un 7% del total del consumo proviene de la biomasa. Si se considera sólo el consumo de energía eléctrica, Alemania genera el 16,1% de su electricidad en base a fuentes renovables, siendo un 6,5% provenientes de la energía del viento y un 5,2% proveniente de la biomasa; el 4,4% restante la genera la energía hidráulica en conjunto con la solar.

Siguiendo en el caso de Alemania, es interesante destacar del gráfico anterior la gran porción de energía primaria que proviene de la biomasa, muy por sobre el aporte de la energía

eólica, cuestión que a priori podría generar confusión dada la gran fama del país Alemán de ser los más grandes recolectores de energía eólica del mundo. Estos datos se explican debido al gran aporte que la biomasa tiene en aplicaciones de calor y calefacción, siendo prácticamente la única energía renovable que contribuye a procesos térmicos. Por el contrario, la energía eólica contribuye solamente en la generación de electricidad, haciendo bajar sus porcentajes netos de aporte por debajo de los aportes de la biomasa. Así, se concluye que en Alemania la biomasa es la energía renovable que más contribuye en la matriz energética primaria de dicho país incluso superando el aporte de la energía eólica.

2.1.6. Experiencia en Chile

Para contextualizar lo que ha ocurrido en Chile en avances bioenergéticos, se mencionará brevemente lo que ocurre con las energías renovables no convencionales (ERNC) en general. Hay que mencionar que dentro de las ERNC no están incluidas las grandes centrales hidráulicas de embalse, sino que sólo pequeñas centrales hidráulicas de pasada y que no superan los 20 MW de potencia instalada. Así, al año 2008 la capacidad instalada total de Chile (incluyendo sus 4 sistemas interconectados) alcanzó los 13.138 MW, de los cuales 349 MW correspondieron a ERNC, representando el 2,7% del total [10]. En la Tabla 2.1 es posible ver un desglose de las capacidades instaladas en energías convencionales y no convencionales en cada sistema interconectado del país.

Tabla 2.1. Distribución de las capacidades instaladas de unidades de generación convencionales y no convencionales al año 2008 (todos los datos se encuentran en MW) [10].

Fuente	SIC	SING	Magallanes	Aysén	Total
Hidráulica > 20 MW	4.781	0	0	0	4.781
Combustibles Fósiles	4.292	3.589	99	28	8.008
Total Convencional	9.073	3.589	99	28	12.789
Hidráulica < 20 MW	129	13	0	21	163
Biomasa	166	0	0	0	166
Eólica	18	0	0	2	20
Total ERNC	313	13	0	23	349
Total Nacional	9.386	3.602	99	51	13.138
ERNC %	3,3%	0,4%	0,0%	45,1%	2,7%

A su vez, la Figura 2.9 muestra claramente la distribución energética en el sector eléctrico chileno al año 2008. En esta se puede observar claramente que el gas natural y la energía hidráulica dominan la producción energética. A su vez, hay que destacar el hecho de que la generación eléctrica en base a biomasa alcanzó en dicho año un 1,3% de la producción total, dato a tener en cuenta para contextualizar la realidad bioenergética en el país.

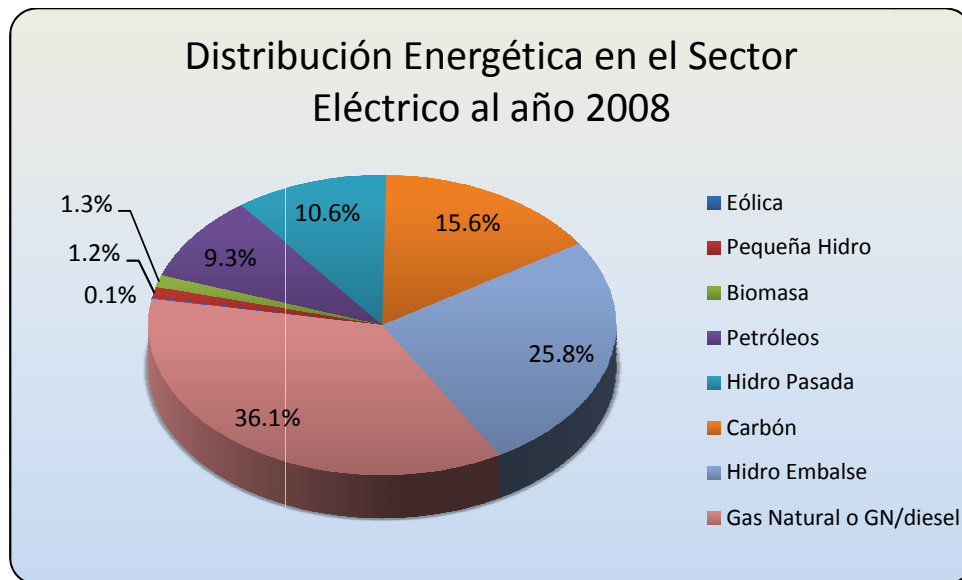


Figura 2.9. Distribución Energética del Sector Eléctrico chileno al año 2008 [10].

En términos generales, la biomasa en Chile ha tenido una fuerte presencia dentro de la matriz energética, principalmente en forma de leña llegando el año 2006 a representar cerca del 16% del consumo bruto de energías primarias y el 17,5% de las energías secundarias [11]. Con estos números, es posible concluir que la biomasa en Chile no se ha usado principalmente en la producción de energía eléctrica, sino que por el contrario, se ha usado principalmente para calefacción y cocina, especialmente en el sur del país, destacándose su gran impacto ambiental debido a la mala combustión a la cual se ve sometida (alto porcentaje de humedad). Así, es imperativo el uso de nuevas tecnologías de combustión de biomasa (leña principalmente) para mitigar el alto impacto ambiental que ésta produce.

En Chile, la generación eléctrica a partir de biomasa es realizada principalmente por la industria del papel y celulosa, la cual aprovecha los distintos residuos de sus materias primas y procesos para aprovecharlos como combustibles. El combustible producido por este tipo de industrias se denomina licor negro, el cual se usa como energético para centrales a vapor. La

empresa Arauco, productora de celulosa, aprovecha el licor negro de sus procesos para generar energía eléctrica, mientras que la empresa Energía Verde (del grupo AES Gener) aprovecha los desechos de la industria forestal.

En la Tabla 2.2 se observan las plantas de generación eléctrica que se encuentran instaladas y operando en el SIC que usan biomasa a Diciembre del 2007. En ésta se puede observar claramente que son 3 empresas las que producen energía en base a este energético natural, y que en conjunto producen 190,9 MW de potencia. Es justamente en las regiones VIII, IX y X en las que se ubican estas centrales, precisamente las regiones del país que más actividad forestal poseen. Hay que añadir además que a finales del mes de Junio del 2010 se inauguró la primera central térmica cuyo combustible es el biogás producido por la descomposición de los desechos urbanos almacenados en el relleno sanitario Loma Los Colorados (ubicado en la comuna de Tilttil, Región Metropolitana), de la empresa KDM. Esta central en base a biogás posee una capacidad instalada de 2 MW (con proyecciones de que al año 2024 produzca 28 MW de potencia), que se conecta a las redes de distribución de la Empresa Eléctrica de Tilttil [12].

Tabla 2.2. Capacidad instalada de generación eléctrica del SIC para centrales en base a biomasa a Diciembre del 2007 [10].

Empresa	Central	En servicio desde	Combustibles	Potencia Instalada [MW]
Arauco Generación S.A.	Arauco	1996	vapor-licor negro	33
	Celco	1996	vapor-licor negro	20
	Cholgúan	2003	vapor-des.forest.	9
	Licantén	2004	vapor-des.forest.	5,5
	Nueva Aldea I	2005	vapor-des.forest.	13
	Nueva Aldea III	2006	vapor-licor negro	20
	Valdivia	2004	vapor-des.forest.	61
Energía Verde S.A.	Laja	1995	vapor-des.forest.	8,7
	Constitución	1995	vapor-des.forest.	8,7
Forestal y Pap. Concepción	FPC	2007	vapor-des.forest.	12
Potencia Total Instalada en el SIC en base a Biomasa				190,9

Respecto a potenciales centrales que en un futuro puedan ponerse en operación, el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) debe dar su aprobación o rechazo a cada proyecto al evaluar el impacto ambiental que este provocaría en su zona de emplazamiento. Entre

el 2003 y el 2008 el SEIA recibió distintos proyectos de generación en base a biomasa con la misión de evaluarlos, sumando en total una potencia instalada de 35 MW. A su vez, se ha confeccionado un listado de proyectos de biomasa pertenecientes a InvestChile, el cual es un programa de atracción de inversiones creado por la Corporación de Fomento de la Producción en el año 2000. Estos proyectos utilizarían la biomasa proveniente de la industria forestal y maderera, de desechos agroindustriales y lodos, de residuos industriales y urbanos y, finalmente, de plantaciones energéticas. Todos estos proyectos elaborados por el programa InvestChile sumarían 51 MW y estarían proyectados hasta el año 2015. Adicionalmente, si se considera que en los archivos del SEIA existen proyectos relacionados con biomasa de los cuales no se tiene mayor información, se podría estimar en aproximadamente 24 MW la potencia instalada pertenecientes otros proyectos sin información disponible. Teniendo estos datos es posible elaborar la Tabla 2.3, la cual resume las potencias instaladas de las centrales a biomasa que se proyectan.

Tabla 2.3. Resumen de capacidad instalada en el SIC de centrales a biomasa al año 2015 [10].

Potencia Instalada [MW]	
Instalado en el SIC al 2007	191
Proyectos en el SEIA	35
Programa InvestChile, CORFO	51
Otros Proyectos	24
Proyectada entre 2008-2015	110
Total Instalado al 2015	301

Al analizar la Tabla 2.3, se observa que al año 2015 se podría tener una capacidad instalada en base a biomasa de 301 MW, con lo cual se mantendría el bajo porcentaje de la utilización de la biomasa en la producción de energía eléctrica, dado el crecimiento natural del sistema eléctrico chileno. Así, es posible concluir que para que la biomasa logre una participación importante en la generación de energía eléctrica, se deberán efectuar más proyectos e incentivar las inversiones en este tipo de energía, tal como lo hace el programa InvestChile.

2.1.7. Marco Regulatorio de biocombustibles

Para poder optar al desarrollo de biocombustibles, se requiere como etapa previa la elaboración de un conjunto de normas jurídicas que regulen toda la cadena productiva y entregue reglas claras para los actores que participarán en ella. Es justamente en esta materia en la cual Chile se encuentra muy atrasado a nivel mundial, ya que no cuenta con ninguna normativa que regule e incentive la producción de biocombustibles. En la Figura 2.10 es posible ver un mapa de Sudamérica con los países que poseen y los que no poseen una legislación en torno al tema. Se destaca el hecho de que Chile es uno de los 5 países sudamericanos que no posee ningún tipo de legislación al respecto. Dado este hecho, se torna casi imprescindible identificar aquellos elementos que permitieron promover y desarrollar un programa de biocombustibles sostenible en el tiempo en otras naciones.



Figura 2.10. Legislación sobre biocombustibles en países de América del Sur [13].

Para poder analizar las legislaciones sobre biocombustibles en distintos países, la Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (ODEPA), en convenio con la Organización para la Agricultura y la Alimentación de las Naciones Unidas (FAO), hizo un estudio de las legislaciones vigentes en países latinoamericanos como Argentina, Brasil y Perú, y en países desarrollados, como Estados Unidos y Alemania. En este estudio (que se encuentra en la referencia [13]) se concluyó que una legislación

sobre biocombustibles deberá tener tres pilares fundamentales: primero, el *objetivo político*, es decir, que se quiere como sociedad cuando se promueve un programa de este tipo; en segundo lugar, la definición de la *institucionalidad* encargada de su aplicación; y en tercer lugar, los *instrumentos* que dan cuenta de esta política.

Respecto a los *objetivos políticos* (que responde a la pregunta “¿qué se quiere como sociedad?”) existe una clara coincidencia en sus elementos esenciales: independencia energética, diversificación de la matriz energética y protección del medio ambiente. A pesar de esta coincidencia, existen algunos otros objetivos que dependen de la realidad económica y social de cada país. En Perú, por ejemplo, se incluyen elementos distintivos como favorecer el desarrollo agropecuario, preservar las culturas étnicas y la vinculación al programa de lucha contra las drogas. Por su parte, en Brasil se da mucho énfasis en el proceso de inclusión social (o como se bautizó en dicho país, “combustible social”), debido a que su desarrollo en materia de biocombustibles ya dejó de ser una novedad y actualmente conforma gran parte de la matriz energética primaria.

Al analizar la *institucionalidad* (que responde a la pregunta “¿quién y de que manera se ejecutará la política?”) se da un elemento común en el cual las institucionalidades se asignan al sector silvoagropecuario como sostenedor del sistema, en la medida que asegura la oferta estable de las materias primas bases para la producción de biocombustibles. Efectivamente, en Argentina se coordina a través de la Secretaria de Agricultura, en Estados Unidos se estableció una instancia de coordinación entre el Departamento de Agricultura y el Departamento de Energía, y en Perú la institucionalidad recae en parte en la Comisión Nacional para el Desarrollo y Vida sin Drogas.

Los *instrumentos* (que responde a la pregunta “¿cómo se materializa la política?”) que sustentan las políticas antes mencionadas, se suelen elaborar a partir de definir cada uno de los biocombustibles y sus componentes, de tal manera que eso permite establecer el origen de la materia prima (quién la producirá, las cantidades y normas de elaboración, entre otros aspectos). Además, los instrumentos suelen contener franquicias o apoyos tributarios, y la fijación del porcentaje de mezcla de combustibles fósiles con biocombustibles que se aplicará en forma obligatoria en cada país. Sobre esto último, en Estados Unidos se fijaron estándares crecientes de mezclas, siendo de un 5% al 2006 y del 7,5% al 2012.

De acuerdo a [13], para que Chile pueda optar a tener una legislación permitiente sobre biocombustibles, se deberán establecer los puntos mostrados en la Tabla 2.4 sobre los objetivos políticos, sobre la institucionalidad y sobre los instrumentos.

Tabla 2.4. Recomendaciones sobre objetivos políticos, institucionalidad e instrumentos a incorporar en una posible legislación sobre biocombustibles en Chile [13].

Objetivos Políticos	Institucionalidad	Instrumentos
Coordinar las diversas políticas sectoriales relativas a los biocombustibles	Establecer normas de calidad o estándares de biocombustibles, además de normas de comercialización de éstos	Establecer un fondo especial para la investigación, desarrollo e innovación tecnológica de los biocombustibles en Chile
Ampliar y diversificar la matriz energética	Establecer cuotas de mezcla entre biocombustibles y combustibles fósiles a utilizar en el transporte	Priorización de los cultivos que permitan nuevas rotaciones, desincentivando los monocultivos
Garantizar el desarrollo regional	Permitir reducciones tributarias para las actividades asociadas a la cadena de producción y uso de los biocombustibles	Establecimiento de políticas diferenciadas para las regiones
Contribuir al cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kyoto	La propuesta normativa deberá orientarse a lograr el desarrollo de una industria competitiva, sostenible e inclusiva	Apoyo financiero reembolsable y no reembolsable, en especial a los pequeños productores

Para concluir, se destaca que para que Chile pueda tener un despegue en lo referente a biocombustibles, no sólo es importante ayudar a los grandes productores de estos, es necesario dar beneficios a los pequeños agricultores, los cuales deberán tener los incentivos necesarios para lograr un autoabastecimiento energético, de modo de aumentar el uso de biocombustibles en el país y de bajar el consumo de energía eléctrica, con lo cual se logra un doble beneficio para el país.

2.1.8. Barreras de Entrada

Hasta el momento, las ERNC han tenido que lidiar con muchos problemas para que, poco a poco, vayan entrando en la matriz energética. Estas barreras son distintas para cada una de las ERNC; sin embargo, el factor común que se repite en todas ellas es la gran diferencia de costos con las tecnologías en base a combustibles fósiles. En lo que refiere a biocombustibles, se han identificado diferentes barreras de entrada que se listan a continuación [11]:

- **Geográficas:** La geografía longitudinal del país y la estructura del SIC no favorece la incorporación de centrales en base a biomasa al SIC, ya que en general, los recursos

energéticos están ubicados lejos de los centros de consumo y la infraestructura del sistema troncal de transmisión tiene limitaciones.

- **Financieras y fiscales:** Tal como se mencionó en un capítulo anterior, la ausencia de un sistema regulatorio y legislativo en Chile en el ámbito de los biocombustibles no sólo ha desincentivado posibles inversiones en el área, sino que además no ha controlado la gran diferencia en costos de inversión entre biocombustibles y combustibles fósiles.
- **Culturales:** La poca cultura, experiencia e inmadurez de las ERNC en el mercado chileno ha hecho que se prefieran tecnologías, infraestructura y capital humano extranjero para desarrollar este tipo proyectos, con lo cual se encarece y retrasa el desarrollo de las ERNC en Chile.
- **Escasa evaluación de recursos:** A pesar de Chile que posee un gran potencial de biomasa no explotada, el hecho de que no estén cuantificadas ni identificadas hace que cualquier estrategia de desarrollo de este tipo de proyectos deba ser acompañado de estudios exhaustivos del potencial disponible. Esto produce un aumento de los costos y de los plazos del proyectos, desincentivando las inversiones.
- **Poca capacidad de gestión tecnológica y negociación:** La provisión de equipos y sistemas compete con la alta demanda de otros países y usuarios, lo cual plantea tiempos largos de espera y costos mayores.

2.2. Producción de biogás y generación eléctrica

Hasta el momento sólo se ha hablado de los biocombustibles y bioenergía en términos generales, pero no se ha hablado específicamente sobre el biogás. Éste es el gas generado (principalmente metano) producto de la descomposición anaeróbica (sin oxígeno) de la materia orgánica en un biodigestor. La capacidad energética del metano le da al biogás las características especiales que hace que su uso en áreas energéticas sea factible. A continuación se abordará con más detalle las características de este gas.

2.2.1. Etapas de la degradación anaeróbica

La degradación anaeróbica de la Biomasa se produce dentro de un equipo llamado digestor, en el cual transcurren varias fases químicas que se resumen a continuación[2] [4]:

- **Hidrólisis:** Los microorganismos anaeróbicos excretan enzimas hidrolíticas que rompen los enlaces de los polisacáridos que forman la biomasa, produciendo unidades simples de azúcares, grasas y aminoácidos.
- **Acidogénesis:** Los compuestos son asimilados por algunos microorganismos y/o fermentados, produciendo una gran cantidad de ácidos orgánicos.
- **Acetogénesis:** Bacterias acetogénicas metabolizan los alcoholes, el ácido láctico y los ácidos grasos volátiles, produciendo ácido acético e hidrógeno.
- **Metanogénesis:** Las bacterias metanogénicas combinan el acetato, hidrógeno y dióxido de carbono con el fin de producir metano y agua.

2.2.2. Parámetros operacionales

Es muy importante analizar los parámetros operacionales que indican las condiciones de trabajo óptimas a las cuales se debe hacer trabajar un digestor anaeróbico a la hora de producir biogás. Dichos parámetros son los que se indican a continuación[14] [15]:

- **Temperatura:** Podrá operarse un digestor a entre los 35°C y los 55°C, dependiendo de las características de éste y/o del tipo de biomasa. Para graficar la importancia de un buen

control de temperatura en el digestor, se comprueba que cada 6,6°C de disminución de los rangos anteriormente señalados, la producción de biogás disminuye a la mitad.

- **Rango de pH:** En el proceso de digestión, el pH debe mantenerse cercano a rangos neutros (entre 7 y 7,5), debido a que los microorganismos anaeróbicos necesitan neutralidad en el pH ambiente para su normal desarrollo. De modo ilustrativo, se muestra en la Figura 2.11 la variación en el porcentaje de metano y dióxido de carbono en el biogás producido por la descomposición de tunas, en función del pH de la biomasa.

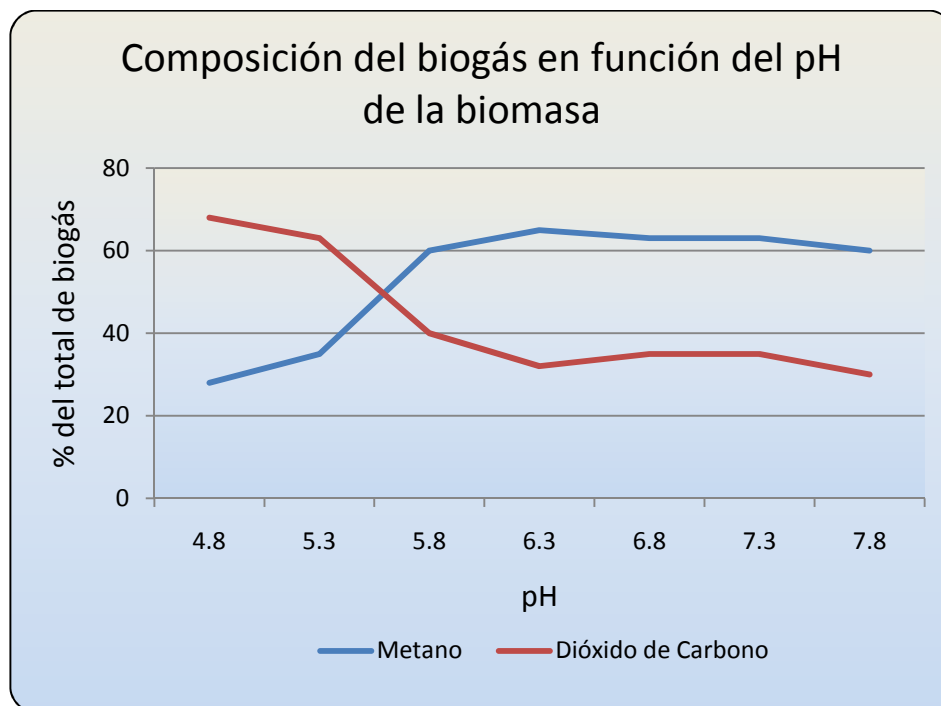


Figura 2.11. Porcentaje de metano y dióxido de carbono en el biogás producido a partir de la descomposición anaeróbica de la tuna [16].

- **Tiempo de retención:** Es el cociente entre el volumen y el caudal de tratamiento, es decir, indica el tiempo medio de permanencia de la biomasa en el digestor. En la Figura 2.12 se observa una tendencia general de los índices de eliminación de materia orgánica, expresada en un porcentaje de los sólidos volátiles, y la producción específica de gas por unidad de volumen del digestor para distintas cargas de este (S_o : expresado en kg de sólidos volátiles por m^3 del digestor), ambos en función del tiempo de retención.

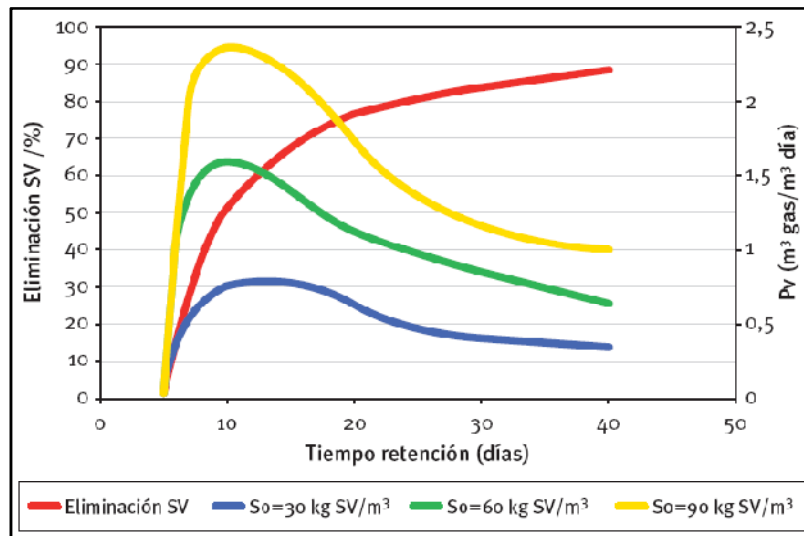


Figura 2.12. Eliminación de sólidos volátiles (SV) y producción volumétrica de gas (Pv) en un digester anaeróbico, en función del tiempo de retención [14]².

Es importante notar en el gráfico anterior, que existe un tiempo mínimo de retención (de aproximadamente 5 días) por debajo del cual el digester no presenta actividad, por ende, no existe producción de biogás. Además, la eliminación de materia orgánica sigue una tendencia asintótica, con una eliminación completa (igual al 100%) para un tiempo de retención infinito. Por último, la producción de biogás por unidad de volumen del digester alcanza un máximo para un tiempo de retención de aproximadamente 10 días (correspondiente a una eliminación de materia orgánica de entre 40% y 60%).

- **Velocidad de carga orgánica:** OLR, por su sigla en inglés, indica la cantidad de materia orgánica introducida al digester, por unidad de volumen y tiempo. Así, valores bajos de velocidad de carga orgánica implican una baja concentración en la biomasa dentro del digester y/o un elevado tiempo de retención. En la Figura 2.13 se muestra como varía la producción de biogás en función de la velocidad de carga, para distintas cargas netas del digester (S_0). Se puede concluir que a menor velocidad de carga mayor será la producción de biogás, debido a que se estará aprovechando gran parte de la biomasa en producir biogás, y no se estará extrayendo antes de que se haya producido una cantidad suficiente de metano.

² SV: Sólidos Volátiles. Es la cantidad de materia capaz de volatilizarse por el efecto de la calcinación a 550°C en un tiempo de 15 a 20 minutos [32].

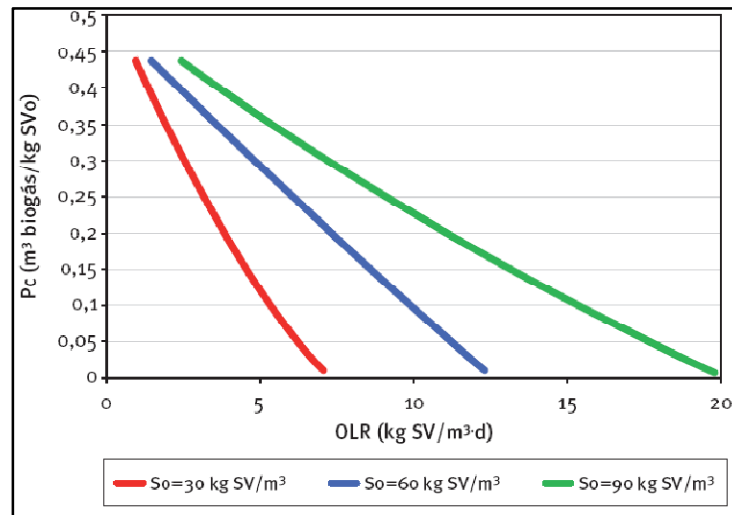


Figura 2.13. Producción de gas por unidad de carga en función de la velocidad de carga orgánica (OLR). [14].

2.2.3. Tecnologías aplicadas

A la hora de diseñar un digestor anaeróbico, se deberán tener en consideración cada uno de los factores expuestos anteriormente, y en base a ellos, se deberá elegir el digestor acorde a las características de la biomasa y al producto final que se quiera obtener. En general, los digestores se pueden clasificar en función de su capacidad para mantener altas concentraciones de microorganismos en su interior. De este modo, se analizarán a continuación las 4 principales tecnologías existentes en los digestores y que se usan en la actualidad [14]:

- **Digestor de mezcla completa sin recirculación:** Consiste en un reactor en el que se mantiene una distribución uniforme de concentraciones, tanto de sustrato como de microorganismos. Esto se logra mediante un sistema de agitación, el cual puede ser mecánico o neumático. Este tipo de digestor anaeróbico por lo general no tiene problemas de diseño y es el más utilizado para digerir residuos. En la Figura 2.14 se muestra un esquema simple de este tipo de digestor.

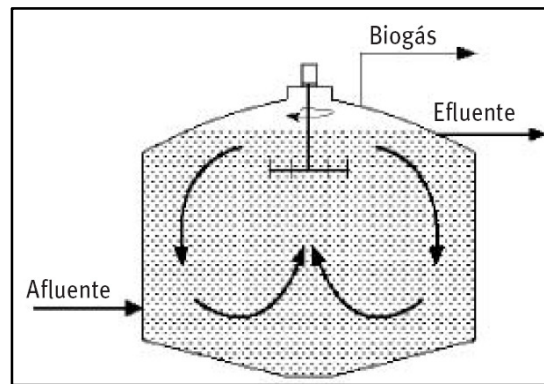


Figura 2.14. Esquema de digestor de mezcla completa sin recirculación [14].

- **Digestor de mezcla completa con recirculación:** Este tipo de digestor se basa en el hecho de que regulando la recirculación de microorganismos es posible conseguir tiempos de retención hidráulica más bajos que en un reactor como el mostrado anteriormente. Debido a que se necesita separar los microorganismos en el decantador para hacer efectiva su recirculación, este sistema sólo es aplicable a aguas residuales de alta carga orgánica (tales como las provenientes de azucareras, cerveceras, etc.). Por último, hay que mencionar que previo a la etapa de decantación, se necesita un desgasificador, sin el cual la decantación puede verse impedida. En la Figura 2.15 se muestra un esquema de este tipo de digestor.

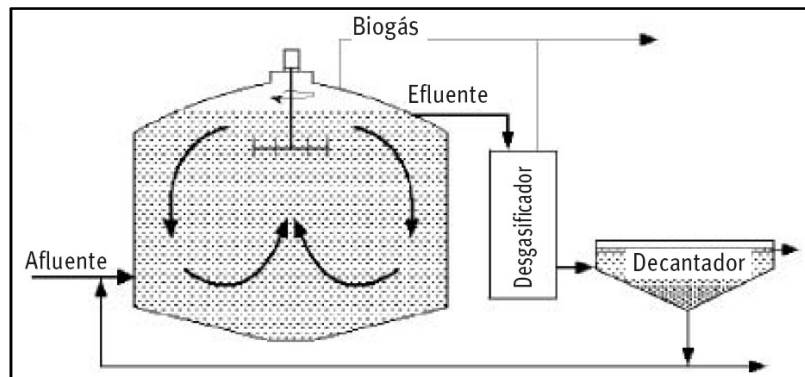


Figura 2.15. Esquema de digestor de mezcla completa con recirculación [14].

- **Digestor con retención de biomasa sin recirculación:** El esquema básico de funcionamiento es el de retener bacterias en el interior del digestor, con el fin de reducir el tiempo de retención por debajo de los digestores de mezcla completa. Se usan dos tipos

principales de retención dentro del digestor, uno de los cuales inmoviliza la biomasa sobre un soporte y la confina dentro del digestor, y otro a través del cual se agregan sustancias que ayudan que la biomasa se aglutine y caiga por gravedad. Mediante cualquiera de ambos métodos se consigue retener la biomasa dentro del digestor, y por ende, retener las bacterias que realizan la descomposición.

- **Sistemas discontinuos:** En un sistema discontinuo la curva de evolución temporal de la producción de biogás sigue la misma tendencia que el crecimiento de microorganismos (latencia, crecimiento exponencial, estacionalidad y decrecimiento). En un digestor discontinuo el tiempo de retención no tiene sentido y se habla únicamente de tiempo de digestión. Típicamente, para conseguir una producción de biogás importante, se suelen combinar varios digestores discontinuos, debido a que estos son aplicados a residuos con alta concentración de sólidos (como residuos de ganado) que dificultan la incorporación de sistemas de bombeo.

2.2.4. Potencial energético del biogás

Dependiendo de las características de la biomasa original, el biogás puede tener una composición de entre 50% y 70% de metano [14], el cual posee una capacidad energética de aproximadamente 5.000 kcal/m³. A modo de referencia, 1 m³ de metano se traduce en una energía de 9,97 kWh, con lo cual se obtienen aproximadamente 6 kWh por cada m³ de biogás (considerando un contenido de metano en el biogás del 60%)[2]. A modo de comparación, se muestra en la Figura 2.16 un gráfico que ilustra el poder calorífico (medido en kWh/m³) de los distintos tipos de combustibles que son usados en la actualidad.

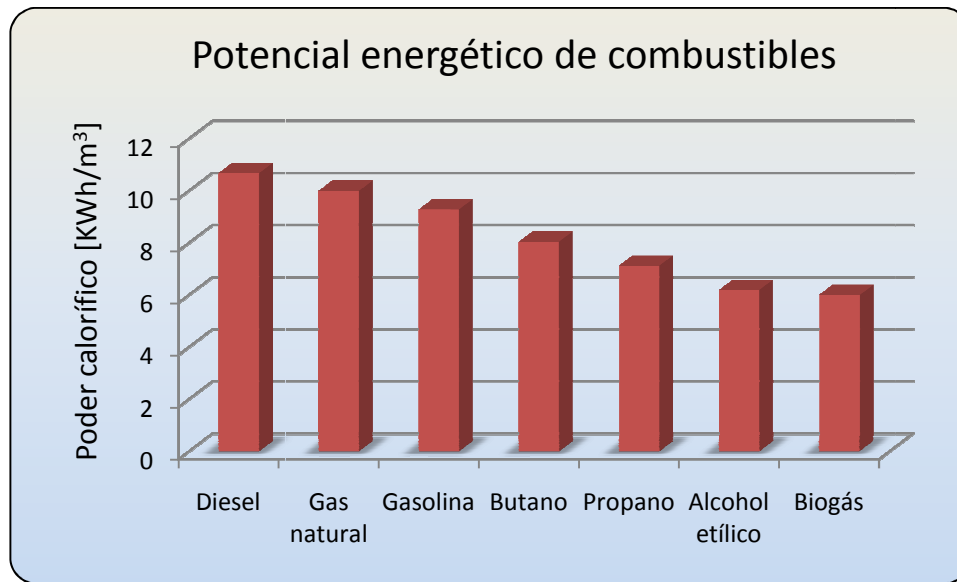


Figura 2.16. Potencial energético de distintos combustibles [15].

El valor de 6 kWh generados por cada m^3 de biogás fue obtenido suponiendo un contenido de metano del 60%. Sin embargo, esto puede variar de forma considerable al usar distintos tipos de biomasa. Por ejemplo, es posible generar biogás con residuos ganaderos, residuos agrícolas o residuos urbanos, entre otros, obteniéndose distintas concentraciones de metano en cada uno de dichos procesos. Así, al momento de elegir la fuente de biomasa a utilizar para generar biogás, deberá tenerse en cuenta el contenido de metano que contendrá el biogás resultante, como también la disponibilidad de dicho recurso de biomasa en el lugar en el cual se pretende desarrollar la central. A modo de ejemplo, en la Figura 2.17 se muestra un gráfico que contiene los sólidos volátiles y el contenido de metano potencialmente extraíble, cuando se someten a digestión anaeróbica distintas especies de fruta. De esta forma, es posible observar las fuentes de biomasa que producirán un biogás más rico en metano, y por ende, que harán que la central genere mayor energía.

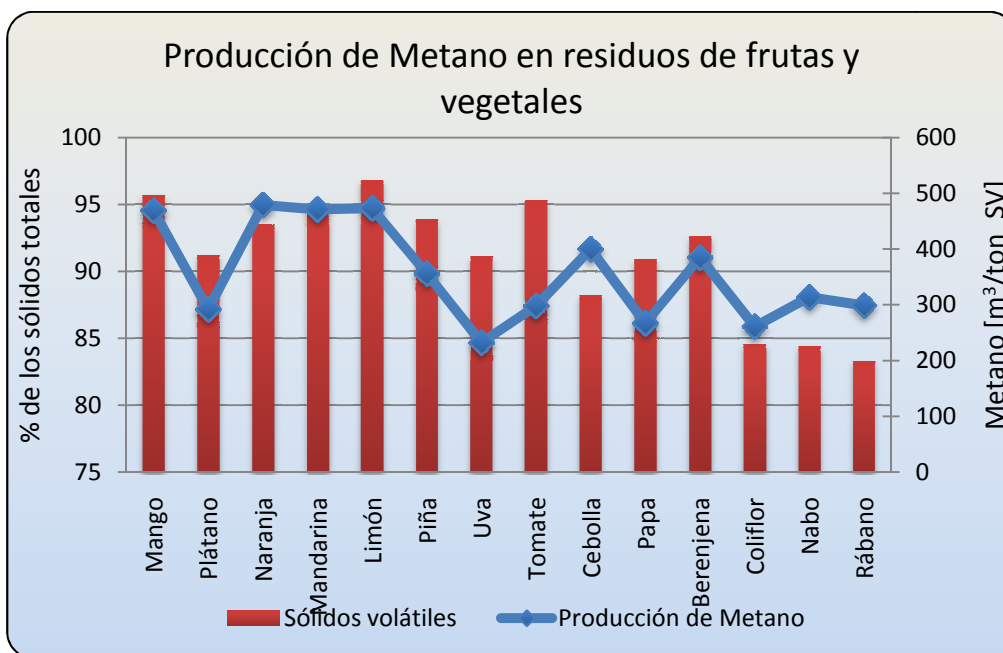


Figura 2.17. Sólidos volátiles y producción de metano para residuos de frutas y vegetales [17].

Como se mencionó anteriormente, para analizar un posible proyecto de extracción de biogás se necesita conocer la producción neta de metano de cierto tipo de biomasa y la cantidad de ésta con la que se cuenta para someterla al proceso de digestión. Así, para completar el análisis se requerirán datos como los de la Figura 2.18, que muestra la cantidad de materia orgánica disponible en la industria del vino.

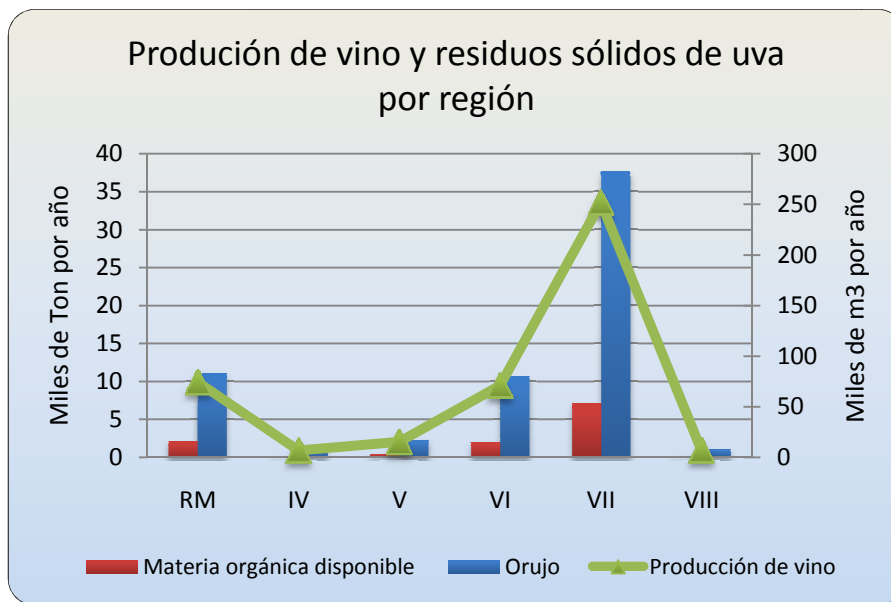


Figura 2.18. Generación de residuos sólidos a partir de la producción de vinos y licores destilados de uva[3].

En definitiva, un proyecto de extracción de biogás será atractivo cuando converjan tanto los recursos disponibles como las capacidades de producir metano de dichos recursos. Tal como lo mostraron las figuras anteriores, la uva no es precisamente el producto vegetal que produce más metano en una eventual digestión; a pesar de esto, los grandes recursos de uva existentes en la VII región hacen probable que la extracción de biogás pueda ser factible y rentable.

2.2.5. Producción de biogás en Chile

En Chile existe en la actualidad sólo una central térmica conectada al SIC que usa biogás como energético primario. Esta central de nombre “Loma Los Colorados” pertenece a la empresa KDM dedicada al tratamiento y disposición de residuos sólidos urbanos. Esta central se encuentra a 65 km al norte de Santiago y recibe aproximadamente 6000 ton/día de residuos para la producción de 8000 m³/h de biogás, el cual contiene un 48,5% de CH₄, 40,22% de CO₂, 2,3% de O₂ y un 9% de N₂. En la Figura 2.19 se observa una fotografía aérea del proyecto que muestra la ubicación tanto de la central, línea de transmisión y red de captación de biogás.

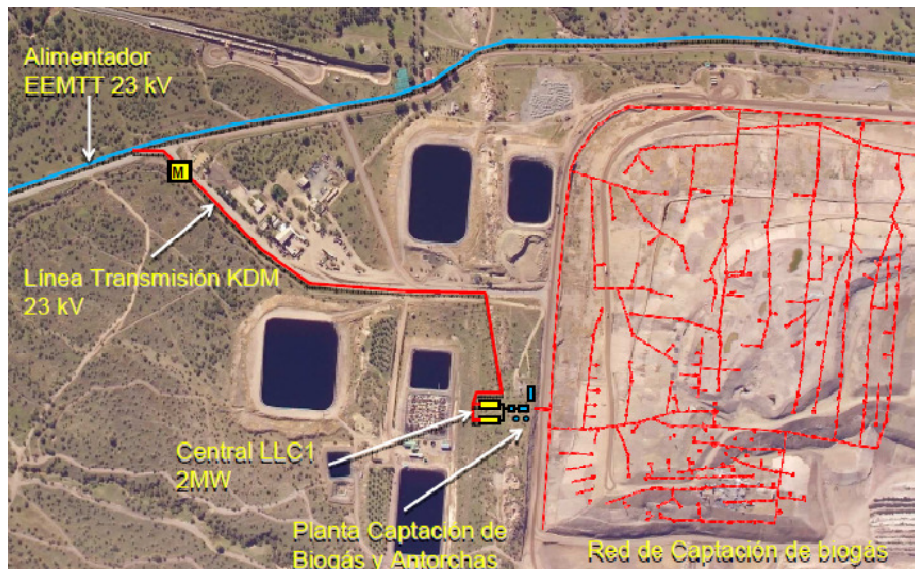


Figura 2.19. Fotografía aérea del proyecto central Loma Los Colorados de la empresa KDM [18].

La central Loma Los Colorados (que se conecta al SIC en la barra Punta Peuco 110 kV a través de una línea de circuito simple de 20 km) considera una primera etapa de 2 MW de potencia instalada cuya puesta en marcha fue en Noviembre de 2009, y una segunda etapa que

considera una potencia instalada de 14 MW al 2011 y de 28 MW al 2025. En la Figura 2.20 se muestra la evolución de la energía generada y potencia instalada en esta segunda etapa del proyecto que va desde el 2011 hasta el 2025.

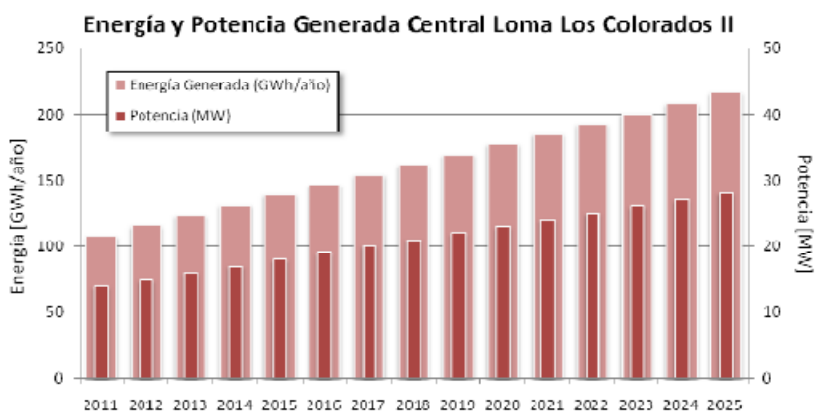


Figura 2.20. Energía generada y potencia instalada en la Central Loma Los Colorados II [18].

3. Evaluación Técnica

La evaluación técnica de este proyecto consistirá en evaluar energéticamente las posibles fuentes de biomasa disponibles en Chile y diseñar una central de generación eléctrica que use algún tipo de biomasa previamente definido. Para caracterizar la central eléctrica, se hará un análisis de ésta en régimen permanente, junto con definir su ubicación geográfica y punto de conexión al sistema interconectado respectivo.

3.1. Potencial de biogás en Chile

Durante este apartado, se analizará el potencial existente en Chile para la producción de energía eléctrica a partir del biogás obtenido de diferentes fuentes de biomasa que se encuentran disponibles en el país. A continuación se mostrarán los distintos pasos realizados, de modo de que el lector pueda tener una guía de tareas sucesivas para enfrentar estudios futuros.

3.1.1. Identificación de fuentes de biomasa para la producción de biogás

El paso previo de cualquier estudio de potencial energético, corresponde a la identificación de las fuentes de energía primaria, a partir de las cuales se efectuará la conversión energética. En Chile existen muchas fuentes de biomasa de las cuales es posible extraer metano mediante la descomposición anaeróbica de ésta en biodigestores. En términos generales, cualquier desecho (ya sea industrial, urbano o rural) que contenga materia orgánica es una fuente de biomasa de la cual se puede extraer metano. A continuación se mencionarán estas fuentes identificadas en el país:

- **Desechos forestales.**
- **Desechos de la industria vitivinícola.**
- **Procesamiento de los residuos del vino.**
- **Desechos de la producción de cerveza.**
- **Desechos lácteos.**
- **Desechos de frutas y verduras.**
- **Desechos del procesamiento de bebidas de infusión.**

- **Desechos de los cultivos de temporada.**
- **Desechos de poda de árboles.**
- **Residuos de mataderos.**
- **Grasas y aceites.**
- **Lodos de plantas de tratamiento de agua (PTA).**
- **Residuos sólidos urbanos (RSU).**
- **Estiércol avícola.**
- **Residuos industriales líquidos (RILES).**
- **Estiércol vacuno.**
- **Estiércol porcino.**

En el anexo 6.1 se hará un breve análisis sobre las implicancias de cada uno de estos tipos de desechos considerados. Se analizarán desde aspectos productivos hasta aspectos sobre los usos que se da en la actualidad a este tipo de desechos.

3.1.2. Cuantificación de las fuentes de biomasa

Posterior a la identificación de las fuentes de biomasa, corresponde una cuantificación clara de estos recursos. Esta cuantificación debe realizarse en base a distintos tipos de datos sobre la fuente de la biomasa analizada. Por ejemplo, en el caso del estiércol vacuno se deberán cuantificar el número de cabezas de ganado disponibles en el país junto con la producción de desechos por animal. Del mismo modo, en el caso de los lodos en las PTA se deberá cuantificar los caudales diarios que son tratados en dichas plantas de modo de obtener la cantidad de materia orgánica disponible para su descomposición.

3.1.3. Cálculo de la cantidad de biogás y metano producido

Una vez concluida la cuantificación de las fuentes de biomasa, se deberá establecer claramente cuanto biogás y/o metano es posible producir con la cantidad de biomasa disponible. Esto se realiza mediante un factor que indica la productividad de la biomasa, es decir, indica la cantidad de m³ de biogás que es posible obtener con una unidad de desechos (por lo general la cantidad de desechos se mide en toneladas de materia orgánica).

Obteniendo la cantidad de m^3 de biogás producido con la biomasa cuantificada anteriormente, se procede a obtener la cantidad de m^3 de metano contenido en él. Esto se obtiene con un factor que indica el porcentaje de metano en el biogás producido. Este porcentaje, tal cual como se mencionó en la sección de antecedentes, depende del tipo de biomasa utilizada, pero a grandes rasgos varía entre un 50% y un 80%.

3.1.4. Disponibilidad de las fuentes de biomasa

Antes de empezar con este punto, es muy importante destacar el hecho de que los valores que se calcularon anteriormente sobre la cantidad de biogás y de metano producidos, corresponden a valores máximos teóricos. Estos valores teóricos suponen que en el proceso de producción de biogás se utilizaron **todos** los recursos de biomasa disponibles en el país. Esta situación en la práctica no ocurre, debido a las dificultades de recolección de biomasa, usos alternativos de ésta y a la dispersión geográfica de los desechos. Por esta razón, se han propuesto una serie de *factores de disponibilidad* que indican la porción de biomasa que es factible de extraer y/o recolectar, incluyendo elementos como los mencionados anteriormente (facilidad de recolección, usos alternativos, etc).

Para ilustrar esta situación, se pone como ejemplo el caso de la producción de biogás con los desechos de poda de árboles y con el estiércol avícola. En el caso de la poda de árboles, la recolección a gran escala de los desechos es muy difícil y costosa producto de la gran dispersión que éstos tienen en las ciudades (a modo de ejemplo, tan sólo en la provincia de Santiago existen 32 comunas, con lo cual la recolección coordinada de los desechos de la poda de árboles es bastante difícil). En el caso del estiércol avícola, la recolección de los desechos es bastante más sencilla debido a que estos se producen solamente en las regiones V, Metropolitana y VI, sumado al hecho de que el mercado de aves lo controlan solamente 7 empresas. Este hecho hace que su recolección sea mucho más centralizada y sencilla gracias a la alta concentración geográfica de los recursos de biomasa. Estos elementos son los que dan las bases para proponer un factor de disponibilidad muy bajo para el caso de la poda de árboles, y de un factor cercano a 1 en el caso del estiércol avícola.

En definitiva, el producto entre los valores máximos teóricos por los factores de disponibilidad, indicarán cual es la cantidad de biogás y metano que es factible de obtener con las fuentes de biomasa analizadas.

Dado que la disponibilidad de la biomasa puede ir cambiando de acuerdo vaya evolucionando el mercado, se consideraron dos tipos de factores de disponibilidad: un factor mínimo y un factor máximo. Estos dos factores indican cual es la disponibilidad mínima y máxima que pueden alcanzar las fuentes de biomasa analizadas.

En el anexo 6.3 se incluye una tabla con los factores de disponibilidad mínimos y máximos utilizados para analizar los potenciales factibles de generación de biogás. Además se incluye una pequeña explicación que indica las razones que motivaron a la elección de dichos factores (disponibilidad, competencia, concentración geográfica, etc).

3.1.5. Energía eléctrica generada

Una vez encontrados los valores máximos y mínimos disponibles del biogás y metano producidos, se procede a hacer los cálculos respectivos de modo de encontrar la cantidad de energía eléctrica que es posible generar usando el biogás producido. Para realizar estos cálculos se consideró que el metano posee una capacidad energética de 8.569 kcal/m³ y que 1 kcal equivale a 0,001163 kWh. A su vez, se supuso que la conversión de metano en energía eléctrica se realizaría en un generador a gas natural (el cual puede operar perfectamente con biogás), cuya eficiencia eléctrica es de 31,5%.

Multiplicando cada uno de los valores dados en el párrafo anterior, se obtiene que por cada m³ de metano contenido en el biogás es posible generar 3,14 kWh de energía eléctrica. Ahora bien, multiplicando este factor por la cantidad de metano producido en la descomposición anaeróbica se obtiene el total de energía eléctrica generada. Recordar que en el apartado anterior se obtuvo un mínimo y un máximo disponible (tanto para la cantidad de metano como para la cantidad de biogás), el cual daba cuenta de la disponibilidad real de las fuentes de biomasa. Por lo tanto, es posible obtener la cantidad de energía eléctrica mínima disponible y la cantidad de energía eléctrica máxima disponible. También es posible obtener, a modo de referencia, la energía eléctrica teórica máxima que es posible generar, usando el valor bruto del metano producido, sin considerar factores de disponibilidad real.

Una vez hechas las conversiones energéticas respectivas, se confeccionó el gráfico de la Figura 3.1, el cual indica la cantidad de energía eléctrica anual que es posible generar con cada uno de los distintos tipos de biomasa analizados.

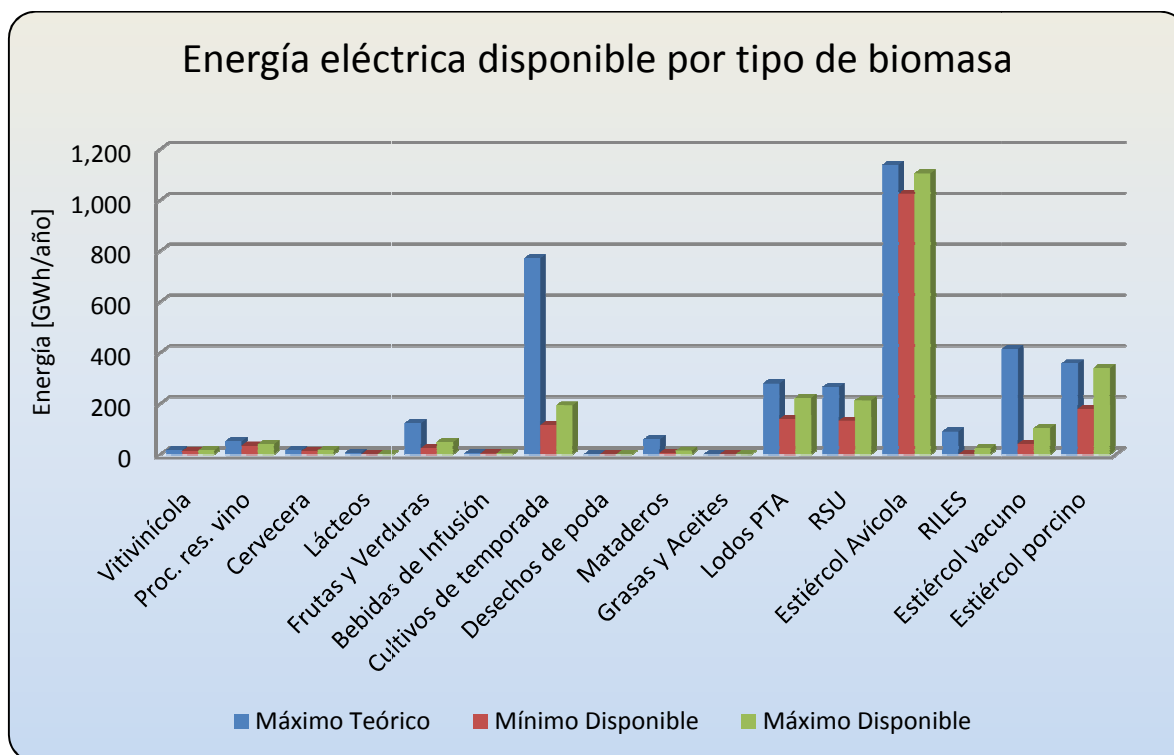


Figura 3.1. Energía eléctrica anual generada por tipo de biomasa.

Es posible observar que el tipo de biomasa con mayor potencial energético en Chile corresponde al estiércol avícola, el cual posee un mínimo disponible de generación eléctrica de 1.024 GWh/año, y un máximo disponible de generación eléctrica de 1.104 GWh/año, alcanzando cerca de un 50% de los recursos energéticos de biomasa totales del país. Es importante también la contribución de los lodos en PTA y los RSU, cada uno de los cuales alcanzan valores mínimos disponibles de aproximadamente 130 GWh/año, equivalentes a un 10% de la energía total que se podría generar en Chile.

Para ahondar aún más en el análisis, se confeccionó el gráfico de la Figura 3.2, el cual muestra la cantidad de energía que se puede generar por región del país, sumando todas las fuentes de biomasa disponibles en cada una de ellas.

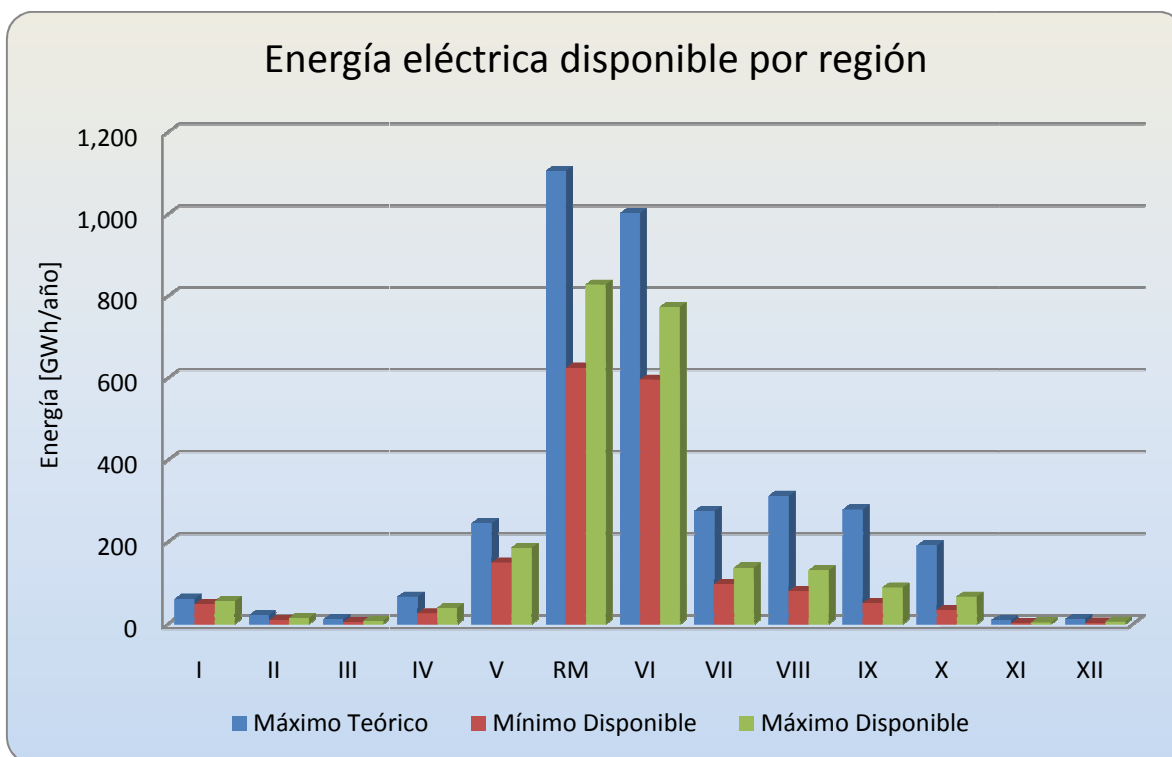


Figura 3.2. Energía eléctrica anual generada por región.

Se puede observar claramente que es en la zona central en donde existe el mayor potencial de biomasa para la generación eléctrica. De hecho, sólo sumando los resultados de la Región Metropolitana y del Libertador Bernardo O’Higgins, se obtiene cerca del 60% del total de energía eléctrica producida con biogás en todo el país.

En el anexo 6.2 se incluyen las tablas que resumen todos los cálculos realizados para la obtención de la cantidad de metano generado por tipo de biomasa. A partir de dichas tablas, se confeccionaron las tablas del anexo 6.4, que son las que resumen los datos utilizados para la elaboración de los gráficos anteriores.

3.1.6. Potencia eléctrica generada

Posterior al cálculo de la energía eléctrica que se puede generar con los recursos de biomasa disponibles, se puede calcular cual es la potencia eléctrica instalable para generar dicha energía. Esto se hace simplemente dividiendo la energía obtenida en la cantidad de horas al año que estaría en operación la central. Si se considera una utilización de la central de un 80% (es

decir, estará en operación 7008 horas al año, de un total de 8760 horas), se puede obtener sin dificultad la potencia instalable para el aprovechamiento de los recursos de biomasa analizados.

De esta forma, se confeccionó el gráfico de la Figura 3.3, en la cual se muestra la potencia instalable por tipo de biomasa. Al igual que en los gráficos anteriores, se muestran los datos para el máximo teórico, mínimo disponible y máximo disponible.

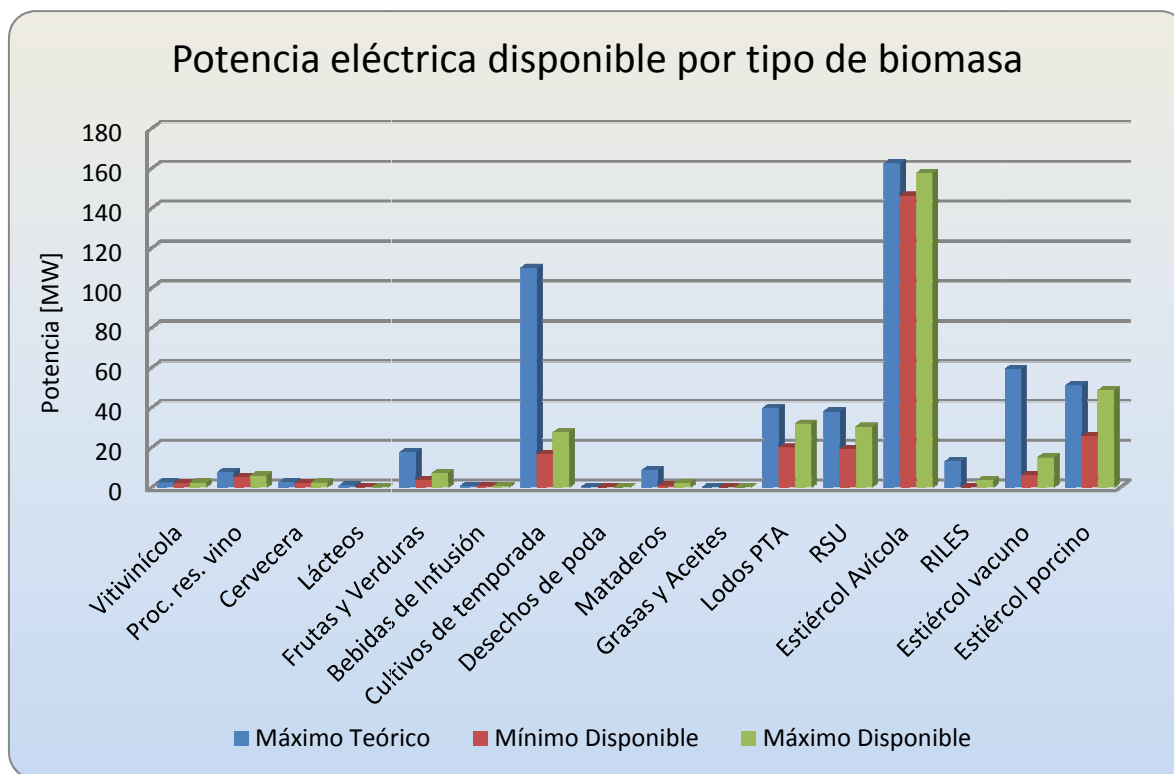


Figura 3.3. Potencia eléctrica instalable por tipo de biomasa.

Se observan resultados bastante impresionantes, sobre todo en lo referente al estiércol avícola, con el cual es posible instalar aproximadamente 146 MW de potencia. El estiércol porcino no deja de ser interesante, ya que su uso podría significar la instalación de casi 30 MW. Por último, y tal como se mencionó anteriormente, las PTA y los RSU podrían aportar con casi 20 MW de potencia cada uno, valor para nada despreciable considerando que serían generados con energía renovable.

Igual como se hizo anteriormente, es interesante observar que es lo que ocurre individualmente en cada región del país. Es así como se confeccionó el gráfico de la Figura 3.4, el

cual resume la potencia instalable separada por región, considerando todos los tipos de biomasa para la producción de biogás.

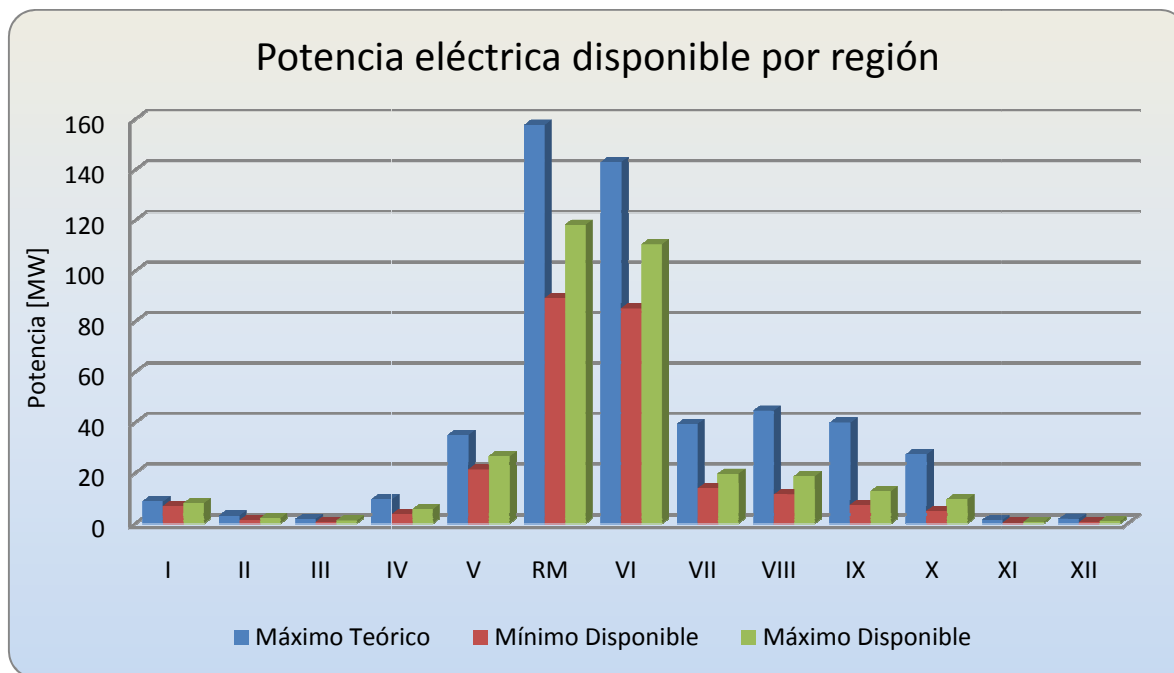


Figura 3.4. Potencia eléctrica instalable por región.

Una vez más se confirma lo mencionado anteriormente, que es en la zona central del país en la cual se concentra la mayor parte del potencial de generación eléctrica en el país en base a biogás. Si se suma la potencia instalable en la Región Metropolitana y del Libertador Bernardo O'Higgins se logran aproximadamente 174 MW de potencia.

A modo de resumen, el potencial nacional para generación de energía eléctrica en base a biogás alcanza los 514 MW como valor máximo teórico, 247 MW como valor mínimo disponible y 334 MW como valor máximo disponible. De este modo, en el peor de los escenarios, actualmente en Chile existe un potencial de 247 MW de generación eléctrica mediante la utilización del biogás producido por la descomposición anaeróbica de biomasa.

En el anexo 6.4 se incluyen las tablas sobre los valores de potencia que se usaron para la elaboración de los gráficos anteriores.

3.2. Fuente de biomasa a utilizar

En el presente apartado se definirá cual será la fuente de biomasa que se utilizará para la generación de energía eléctrica en la central a diseñar. Se darán a conocer las razones de dicha elección, y se decidirá desde que lugar geográfico específico se extraerá ésta, de modo de definir claramente los recursos energéticos primarios que estarán disponibles para la generación eléctrica.

3.2.1. Elección del tipo de biomasa a utilizar

La fuente de biomasa elegida para su digestión anaeróbica es el estiércol avícola, debido a su alto potencial en Chile (aproximadamente 145 MW de potencia instalada, cerca de un 60% del potencial total en el país) y a su alta concentración geográfica. Este último punto se ve reflejado en los altos factores de disponibilidad para este tipo de biomasa, los cuales son de 0,9 (en el caso del mínimo disponible) y de 0,97 (en el caso del máximo disponible). Tal como se dijo en un punto anterior, la producción avícola en Chile se concentra en un 91% entre las regiones de Valparaíso y del Libertador Bernardo O'Higgins, validándose de este modo la elección de altos factores de disponibilidad.

3.2.2. Lugar geográfico de extracción de la biomasa

El modo de decidir en qué lugar se recolectará el estiércol avícola para la producción de biogás se hará en función de su disponibilidad relativa en cada una de las regiones del país. En la Tabla 3.1 se muestra la distribución de la producción avícola en el país.

Se observa que la mayor concentración de recursos avícolas se produce en la Región del Libertador Bernardo O'Higgins alcanzando un 41%, superando a la Región Metropolitana y a la de Valparaíso, con 39,4% y 11% respectivamente. De este modo, se optó por utilizar el estiércol avícola de los planteles de producción de aves ubicados en la VI región, de modo de aprovechar el gran potencial existente.

Tabla 3.1. Distribución por región de los recursos avícolas en Chile

Región	Porcentaje del total de recursos avícolas del país
I	3,94%
II	0%
III	0%
IV	1,28%
V	10,96%
RM	39,4%
VI	41,31%
VII	1,34%
VIII	1,78%
IX	0%
X	0%
XI	0%
XII	0%

Como se mencionó en un punto anterior, la concentración geográfica de los recursos de biomasa es un factor crítico en el análisis y evaluación técnica. Además, el tema logístico adquiere importancia trascendental debido a que la recolección de los desechos debe hacerse de forma coordinada y oportuna. Así, de modo de facilitar la recolección estos y centralizar el tema logístico que el proceso implique, se ha decidido que el estiércol avícola a utilizar será el proveniente de los planteles de aves de la empresa Agrosuper que se encuentren en la VI región. La elección de Agrosuper como fuente de biomasa se debe principalmente a que es la empresa que tiene mayor producción de aves de la región de O'Higgins, alcanzando un 50% en dicha región.

Una vez definida la fuente geográfica de biomasa (planteles avícolas de Agrosuper ubicados en la VI región), se debe ubicar y definir dichos planteles en la región, para poder posteriormente encontrar un lugar adecuado para construir la central. En la Tabla 3.2 se observa la ubicación de cada uno de los 12 planteles avícolas de Agrosuper existentes en la VI región.

Tabla 3.2. Ubicación planteles avícolas de Agropuer en la VI región (ubicación en coordenadas UTM).

Nombre plantel Avícola	Comuna	Ubicación Este [m]	Ubicación Sur [m]
La Candelaria, Parcela 7	Codegua	346.204,97	6.232.689,33
Hojuela La Invernada	Coltauco	307.439,00	6.202.934,55
Doñihue	Doñihue	319.756,44	6.210.812,44
La Soledad	Graneros	340.543,07	6.229.225,66
Fundo San Miguel	La Estrella	255.938,72	6.211.379,58
Rapel - Las Cabras	Las Cabras	287.707,01	6.202.785,69
Quelantaro - Litueche	Litueche	248.411,22	6.221.305,96
Fundo Santa Cruz	Machalí	346.813,47	6.216.066,78
Mostazal	Mostazal	342.107,75	6.239.057,19
Fundo Las Casa Verdes	Rancagua	339.641,43	6.218.509,68
Rengo	Rengo	329.392,04	6.191.736,10
Requinoa	Requinoa	333.244,49	6.205.471,68

En definitiva, se recolectará el estiércol avícola de los 12 planteles de crianza de aves mostrados anteriormente. En base a esta información se procederá más adelante a encontrar la ubicación óptima de la central.

3.3. Diseño de la central eléctrica

El proceso de diseño de la central eléctrica tendrá varias etapas, siendo una de las más importantes el análisis en régimen permanente. A partir de él se definirá la potencia nominal de la central, debido a que se considerarán aspectos de crecimiento anual y mensual en la cantidad de energía a producir durante el período de evaluación. Adicionalmente se resolverá un problema de optimización de manera de definir el lugar óptimo en el cual se deberá instalar la central. Por último se indicará el punto de conexión a la red de la central.

3.3.1. Ubicación geográfica

La ubicación de la central es un punto importante a la hora de efectuar los estudios para el diseño, puesto que, tal como se ha mencionado, se requiere minimizar los costos en recolección y traslado de la biomasa hasta su lugar final de acopio. De este modo, el criterio utilizado para encontrar la ubicación de la central ha sido el de minimización de distancias desde los planteles

avícolas hasta el lugar donde se instalará la central. Así, la formulación matemática de este problema de optimización es la siguiente (todas las ubicaciones, coordenadas x e y, se encuentran en unidades UTM):

$$\text{Mín } F(x_c, y_c) = \sum_{i=1}^{12} P_i \cdot \sqrt{(x_i - x_c)^2 + (y_i - y_c)^2} \quad (3.1)$$

i: plantel Agrosuper (*i* = 1_12).

P_i: Peso relativo del plantel *i* en la producción total.

x_i: Ubicación Este plantel *i*.

y_i: Ubicación Sur plantel *i*.

x_c: Ubicación Este central.

y_c: Ubicación Sur central.

Dado lo anterior, lo que se busca es minimizar la suma total de las distancias entre la central y los planteles desde los cuales se extraerá la biomasa. El peso relativo de cada plantel da cuenta del nivel productivo de cada uno de estos, de modo de que aquel que tenga una mayor producción tenga un peso mayor en la función objetivo a minimizar, dando como resultado que la central estará más cerca de éste.

Dada la confidencialidad de los datos productivos en cada plantel de Agrosuper, no fue posible determinar el peso relativo de cada uno de estos en la producción final. Por este motivo, y para efectos prácticos, se han tomado pesos relativos unitarios en todos los planteles, suponiendo a priori que todos tienen la misma producción. Sin embargo, hay que recalcarle al lector que en caso de estar disponibles los datos de producción, será imprescindible definir pesos relativos en la función objetivo, puesto que ellos harán que el resultado de la optimización se acerque más hacia los planteles en los cuales se produce mayor cantidad de biomasa.

Mediante la herramienta SOLVER de Microsoft Excel, se realizó la optimización de la función objetivo propuesta, obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Resultado optimización de la función objetivo de suma de distancias.

Ubicación Central	
Distancia total óptima	363,8 Km
Ubicación este óptima	325.567,12 m
Ubicación Sur óptima	6.213.182,88 m

Adicionalmente se ubicó en el mapa de la Figura 3.5 cada uno de los planteles analizados junto con la central a diseñar. Dicho mapa muestra que la central estaría a orillas del río Cachapoal, a 15 Km de distancia en línea recta de Rancagua y a 6 Km de Doñihue.

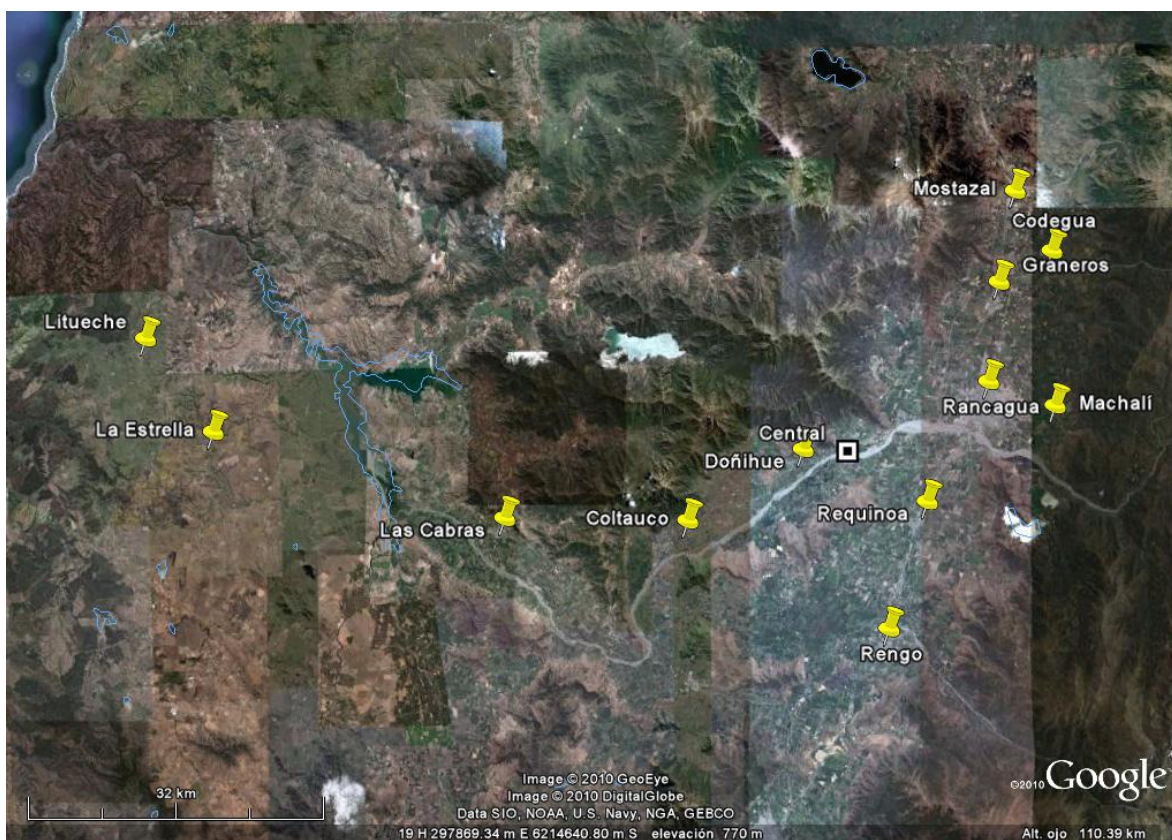


Figura 3.5. Ubicación geográfica de la central a diseñar y de los planteles avícolas.

3.3.2. Operación en régimen permanente

Antes de definir la potencia nominal que tendrá la central, se deberá definir cómo será su operación en régimen permanente, es decir, definir cuanta energía podrá generar la central durante cada uno de los 20 años en los cuales se evaluará la factibilidad del proyecto. Obteniendo este comportamiento se definirá cual será la potencia nominal de la central y como ésta irá aumentando su capacidad al correr de los años.

Dado lo anterior, para definir el régimen permanente de la central se considerarán 3 supuestos que se explicarán a continuación:

- **Crecimiento anual de la disponibilidad de desechos del 3%:** Dado que la industria avícola crece anualmente a una tasa del 5% [19], se deberá considerar una correlación directa entre el crecimiento de la producción de aves y el crecimiento de la cantidad de desechos disponibles. Dicho crecimiento del 5% anual es un valor promedio de los últimos 10 años, pero hay que aclarar que existen fluctuaciones importantes año a año, como la ocurrida en el 2002 producto de la gripe aviar, en el cual se obtuvo un crecimiento de -7%. Del mismo modo, en el año 2007 también se obtuvo un crecimiento negativo producto de la crisis económica mundial. Es por dicha razón por la cual es bastante incierto el comportamiento de la producción avícola en el futuro; sin embargo, se ha optado por considerar un crecimiento anual de un 3%, valor bastante por debajo del promedio y que podría considerar emergencias sanitarias en el sector y/o crisis económicas.
- **Participación de Agrosuper en la VI región de un 50%:** Dado que se escogió utilizar los planteles avícolas de Agrosuper en la VI región del país, se deberá saber cual es la porción total de la producción de dicha región que corresponde a Agrosuper. Este porcentaje de participación corresponde al 50% [19], con el cual se obtendrá la cantidad de energía a generar a partir solamente de los residuos generados por Agrosuper en la VI región.
- **Utilización del 15% de los desechos avícolas de Agrosuper:** Se debe considerar la utilización actual de los desechos de Agrosuper, los cuales son vendidos en un 100% a Pucalán, empresa que los procesa para producir abono usado en campos. De esta forma, sería irreal pensar que de un momento a otro la totalidad de los desechos se usarán para fines energéticos, por lo cual se considerará que sólo el 15% de estos se utilizará para producir biogás. Este punto se sustenta en el hecho de que cualquier empresa querrá

diversificar sus inversiones de forma paulatina para disminuir el riesgo, de modo que es prácticamente imposible que Agrosuper cambie el destino de sus residuos en un 100% de un momento para otro.

De este modo, la energía que generará la central el primer año se obtiene multiplicando la mínima energía disponible (ya que se querrá hacer un análisis del peor caso) en la VI región producida con estiércol avícola (que según la Tabla 6.25 del anexo 6.4 es de 423.396 MWh), por la participación (55%) y por la utilización (15%). Adicionalmente, y debido a que los datos energéticos obtenidos (los cuales se muestran en las tablas de los anexos) corresponden a valores estimados para el año 2007, se deberá utilizar el crecimiento anual supuesto para proyectar dicha energía hasta el año 2011, año en el cual se pondría en operación la central. En resumen, la energía total que se podrá generar al año 2011 se calcula de la siguiente manera:

$$E_{2011} = E_{2007}^{Total} \cdot 50\% \cdot 15\% \cdot (1 + 3\%)^{2011-2007} = 423.396 \cdot 0,08441 = 35.740 \text{ MWh} \quad (3.2)$$

Esta energía calculada se deberá proyectar para cada uno de los años posteriores mediante el crecimiento supuesto del 3% anual. Adicionalmente, y dado que el precio de la energía sufre variaciones en el transcurso del año, también se considerarán las variaciones mensuales en la producción avícola. En el anexo 6.5 se muestran las tablas con la producción mensual avícola en el país en los últimos 10 años, valores que se han usado para estimar las posibles fluctuaciones mensuales en la disponibilidad de desechos, y que afectarán directamente en la cantidad de energía que se generará mes a mes. Hechos los análisis de generación mensual y anual, se muestra en la Figura 3.6 la evolución de la energía generada en cada uno de los meses de los 20 años de evaluación del proyecto.

Adicionalmente, y considerando una utilización de la central del 80% de las horas del año, es posible obtener la potencia instalable que se requerirá para producir la energía que se proyecta generar. De este modo, en la Figura 3.7 se muestra la evolución de la potencia a producir en los 20 años de evaluación.

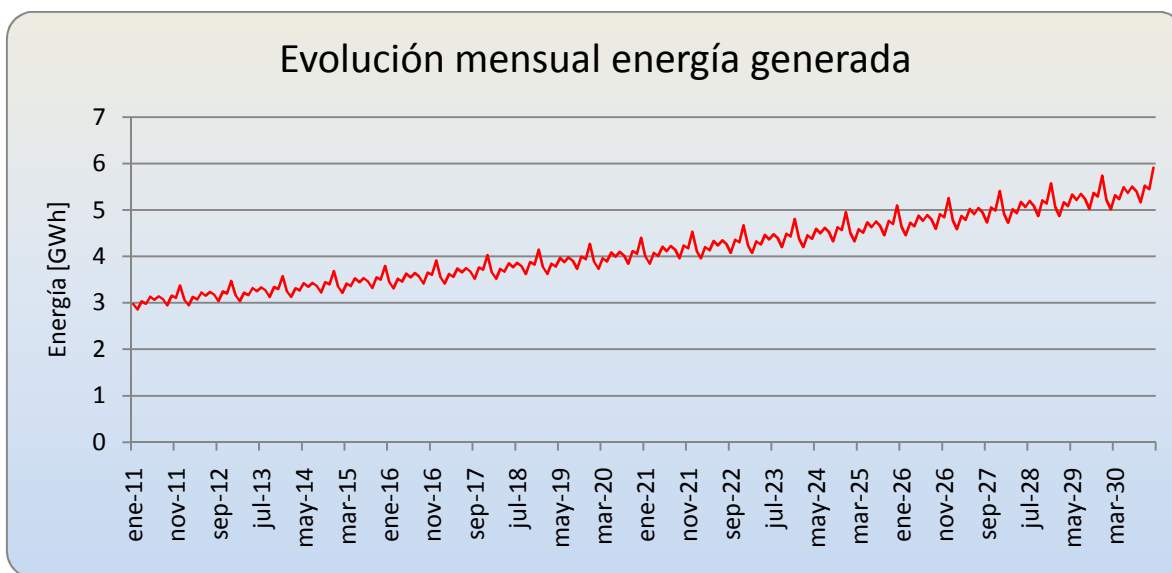


Figura 3.6. Energía generada mensual a lo largo del período de evaluación.

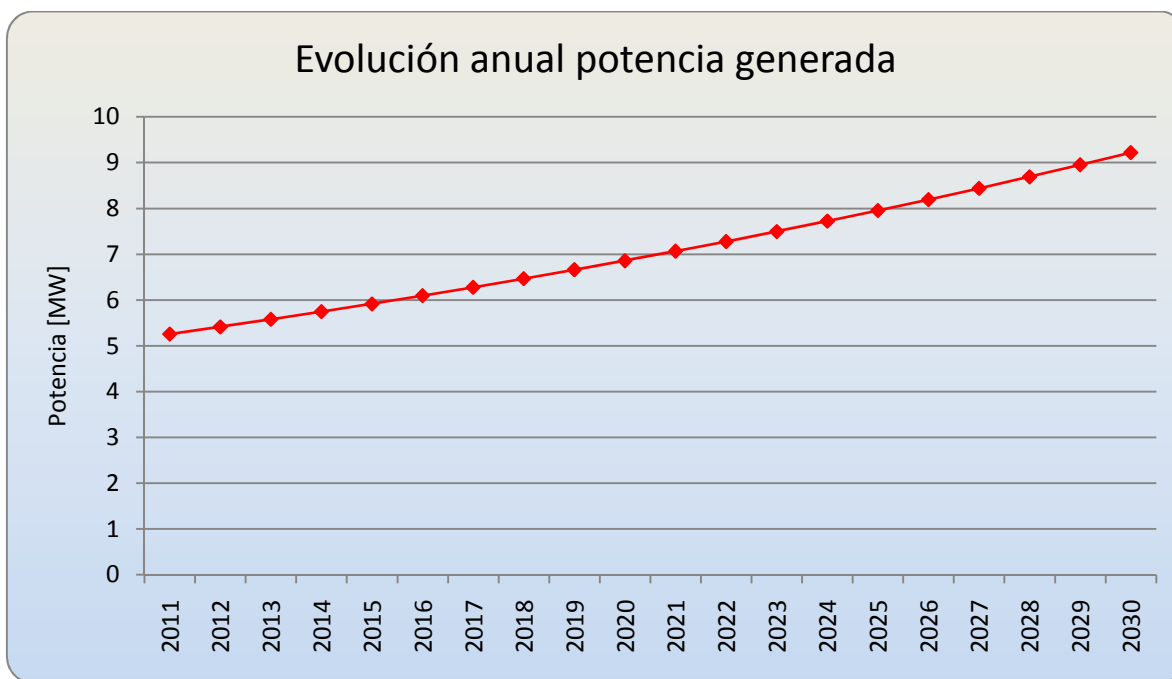


Figura 3.7. Potencia generada en los 20 años de evaluación.

Así, los gráficos anteriores muestran la operación en régimen permanente que tendrá la central. A partir de estos, se deberá definir cuál será la potencia nominal de la central, la cual deberá sufrir modificaciones en algunos de los años de evaluación, de modo de adaptarse a la

proyección creciente de energía generada. Esto último se hará en un apartado posterior, el cual definirá las ampliaciones en términos de capacidad a la cual se verá sometida la central.

3.3.3. Potencia nominal

Tal como se dijo en el apartado anterior, la potencia nominal de la central se deberá calcular una vez obtenida su operación en régimen permanente, de modo de poder planificar su proyección en el futuro. De este modo se propone instalar turbinas Siemens, de modelo y capacidad que se indican en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Potencia nominal en el período de valuación.

Período	Generador	Unidades	Potencia
2011 - 2015	Siemens SGT - 100	1	5,4 MW
2016 - 2030	Siemens SGT - 100	2	10,8 MW

Así, se debe efectuar un plan de obras que amplíe la capacidad nominal de la central. Esta ampliación se realizará en el 2015 (la cual estará operativa en el 2016) y consistirá en instalar un generador adicional igual al que funcionará desde el 2011, de modo de generar en base a la disponibilidad creciente de biomasa en el futuro. Por esta razón, hasta el año 2015 se contará con una potencia nominal de 5,4 MW, y a contar del año 2016 se tendrá una potencia nominal de 10,8 MW.

Cabe señalar que hasta la ampliación del año 2015, el generador SGT-100 se sobreexcitará llegando a generar dicho año 5,92 MW en promedio. Esto se ha decidido de esta forma para retrasar la inversión de la ampliación de la central, y no tener que invertir en la compra de ambos generadores en el año 2010, cuando uno de ellos no se usará hasta el 2016. Hay que mencionar además que los generadores admiten una sobreexcitación de hasta un 10% de su potencia para no perder su vida útil, con lo cual nunca se exigirá en más de este porcentaje al generador, asegurando así que éste no falle por sobreuso.

3.3.4. Características técnicas del generador

A continuación se entregarán las características del generador Siemens SGT-100 que se utilizará en el proyecto. Esta información es bastante amplia y va desde el consumo específico de combustible hasta la temperatura de los gases de escape. En la Tabla 3.5 se observa esta información.

Tabla 3.5. Características técnicas generador Siemens SGT-100 [20].

Generación de energía	5,4 MW
Voltaje	13,2 kV
Combustible	Gas natural
Frecuencia	50/60 Hz
Eficiencia eléctrica	31%
Consumo específico	11.613 KJ/kWh
Velocidad de la turbina	17.384 rpm
Relación de compresión	15,6:1
Caudal de gases de escape	20,6 kg/s
Temperatura gases de escape	531 °C
Emisiones de NOx	< 15 ppmV

A pesar de que el fabricante indica que el generador opera con gas natural, escribe lo siguiente en este punto: *“Sin pérdidas de admisión ni de escape; disponible otras opciones para gases, líquidos o duales”*. De este modo es perfectamente posible adaptar el generador de modo que funcione con un gas con un porcentaje de metano menor que el que posee el gas natural, es decir, se puede adaptar para su operación con biogás. De este modo se deberá tratar directamente con el fabricante (en este caso Siemens) la adaptación del generador, pero queda claro que esto es completamente posible.

3.3.5. Conexión a la red

Toda central que quiera vender su energía al sistema interconectado respectivo, deberá conectarse a éste en donde estime conveniente. Para el tipo de proyecto que se está analizando, existen tres opciones distintas de conexión: a distribución, a subtransmisión y a transmisión

troncal. Comúnmente, la empresa generadora deberá costear las inversiones adicionales que hagan las empresas distribuidoras o de transmisión para ofrecerle a ésta una conexión segura a la red. En caso que el generador se conecte a la red de distribución, este deberá costear cada instalación adicional que se necesite hacer para su conexión; sin embargo, en caso de que el generador se conecte a las redes de subtransmisión o transmisión troncal, los costos adicionales los cubre íntegramente la empresa transmisora, pero el generador se deberá someter a un régimen de peajes por el uso que éste tenga sobre dichos sistemas de transmisión, costeando indirectamente las instalaciones adicionales que se necesiten para su conexión, a prorrata de todos aquellos usuarios que usen dichas instalaciones [21].

Para decidir a qué tipo de red conectarse, conviene ampararse en las leyes eléctricas, de modo de establecer la opción que conlleve menores costos. De acuerdo a la ley 19.940, se establece una exención de peajes de transmisión troncal para los medios de generación no convencional cuyas potencias estén entre los 0 MW y 20 MW. De este modo, aquellos en los cuales su potencia este por debajo de 9 MW no pagarán peajes por conceptos de transmisión troncal; sin embargo, en aquellos cuya potencia este entre 9 MW y 20 MW la exención de peajes se determina mediante un ajuste proporcional, estableciéndose una exención total para 9 MW y nula para los generadores de 20 MW.

De esta forma, lo más conveniente sería conectarse a la red de transmisión troncal de modo de no pagar peajes dada la potencia que generará la central. Así, la barra del troncal más cercana a la central es Rancagua_154, ubicada a una distancia de 15 km en línea recta, por lo cual el inversionista deberá costear la línea de transmisión asociada. Debido a que económicamente no es factible enviar una potencia tan baja como la de la central a diseñar en un voltaje tan alto, se tomarán las siguientes acciones de modo de efectuar la conexión a la red:

- Se transmitirá la energía en 66 kV, efectuando la conexión en la barra de subtransmisión Rancagua_66 en vez de Rancagua_154 (dado que ambas barras están físicamente en la misma subestación, el pago por peaje de subtransmisión será casi nulo y se despreciará para efectos económicos).
- Se construirá una línea de transmisión que sea capaz de transmitir hasta 10 MW en 66 kV. Esta línea tendrá 22,5 km (1,5 veces la distancia en línea recta) considerando que el trazado no será en línea recta.

- Se construirá además una subestación que transforme la energía generada en 13,2 kV a 66 kV para su transmisión a la barra Rancagua_66.

3.3.6. Características eléctricas de la central

A continuación se hará referencia a algunas de las características eléctricas que tendrá la central. En particular se estudiará el factor de planta, la potencia firme y la regulación de frecuencia de la central en diseño.

3.3.6.1. Factor de planta

El factor de planta es un elemento muy importante a la hora de estimar la cantidad de energía que se podrá generar con una central. Si bien este valor puede variar por contingencias inesperadas en la generación (sobreproducción o subproducción), en la mayoría de los casos toma un valor relativamente fijo para cierto tipo de centrales. En estricto rigor, el factor de planta corresponde al cociente entre la potencia media de una central y la potencia instalada en ella, medido durante un intervalo T especificado de tiempo (diario, mensual, anual, etc.) [22].

En el caso específico de una central a biogás, el factor de planta suele ser de aproximadamente un 80% [11]. Sin embargo, se obtuvo un factor de planta más representativo en base a la operación de la central Loma Los Colorados de la empresa KDM, la cual fue descrita en el capítulo 2.2.5. En la Tabla 3.6 se muestra la energía generada por dicha central durante 6 meses del año 2010

Tabla 3.6. Energía generada central Loma Los Colorados durante 6 meses del año 2010.

Energía generada central Lomas Los Colorados [MWh]	
abr-10	1006
may-10	841
jun-10	1002
jul-10	979
ago-10	1088
sep-10	1103
Total	6019

Así, es posible calcular el factor de planta de dicha central considerando que tiene una potencia instalada de 2 MW. De este modo el factor de planta se calcula de la siguiente manera:

$$F_{planta} = \frac{E}{T \cdot P_{inst}} = \frac{6019 \text{ MWh}}{183 \text{ días} \cdot 24 \frac{\text{horas}}{\text{día}} \cdot 2 \text{ MW}} = 69\%$$

Dado que no es posible obtener el factor de planta de una central sin datos de su operación real, se considerará que el factor de planta para la central diseñada tomará un valor igual al de la central Loma Los Colorados, por ser se características muy similares.

3.3.6.2. Potencia firme

La obtención o estimación de la potencia firme de cualquier central eléctrica es un punto muy importante debido a la remuneración que el sistema le otorga a dicha potencia. En términos generales, la potencia firme considera criterios de disponibilidad de potencia y de suficiencia del sistema, además de la rapidez de partida de la planta y seguridad de suministro en relación a la capacidad de aumento de carga de la planta [23].

Para la central a diseñar se considerará una potencia firme del 70% de la potencia nominal, porcentaje referencial para plantas térmicas de características similares a la que se está diseñando. En conclusión, y debido a las ampliaciones pronosticadas en la capacidad de la central, la potencia firme que se considerará a lo largo del período de evaluación se muestra en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Potencia firme considerada en el período de evaluación del proyecto.

Período	Potencia nominal [MW]	Potencia firme [MW]
2011 - 2015	5,4	3,78
2016 - 2030	10,8	7,56

3.3.6.3. Regulación de frecuencia

La frecuencia de un sistema eléctrico está estrechamente relacionada con el equilibrio entre generación y demanda. En régimen permanente todos los generadores síncronos de un sistema eléctrico funcionan en sincronismo, es decir, la frecuencia de giro de cualquiera de ellos multiplicada por el número de pares de polos es la frecuencia eléctrica del sistema. Si en algún momento aumenta la demanda del sistema, los generadores comienzan a frenarse producto del aumento de carga eléctrica, produciendo una disminución de la frecuencia [24].

Existen distintos parámetros que ayudan a caracterizar el comportamiento individual de los generadores frente a cambios en la demanda. Sin duda el más importante es el estatismo (R) de los generadores, el cual indica la relación entre el incremento relativo (por unidad) de velocidad frente a un incremento relativo de potencia de salida. A modo de ejemplo, si el estatismo de un generador es de un 5%, indica que un incremento de frecuencia del 5% provoca un incremento de un 100% en la potencia de salida.

Otro parámetro a considerar es el tiempo de establecimiento, el cual mide el tiempo que tarda la potencia mecánica del generador en ingresar a la banda de $\pm 10\%$ del valor final ante una variación en la frecuencia del tipo escalón. Por último se debe definir la banda muerta, la cual indica la variación de frecuencia alrededor de la nominal que no produce cambios en la potencia mecánica del generador.

Todos estos parámetros considerados son considerados en los circuitos de control de frecuencia que deben tener los generadores en su operación. En la Figura 3.8 se muestra un diagrama de bloques típico que muestra el funcionamiento de un controlador de frecuencia.

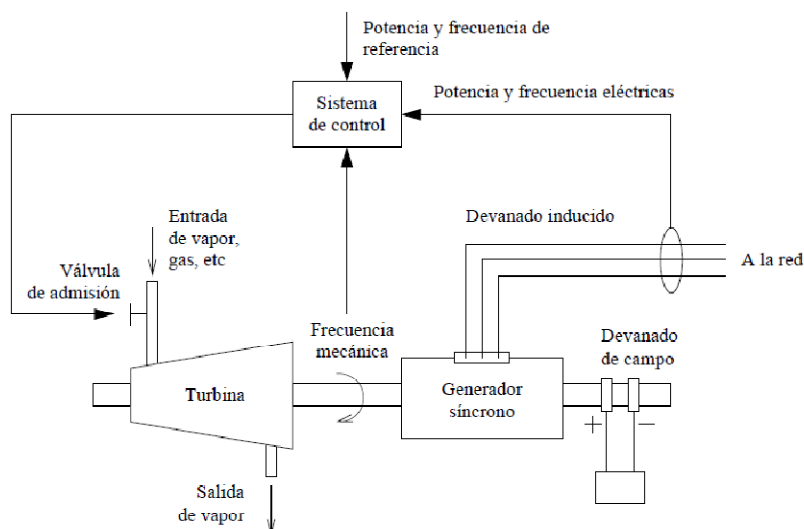


Figura 3.8. Elementos principales de un generador síncrono con control de frecuencia [24].

Tal como se indicó anteriormente, la central diseñada corresponde a generadores Siemens a gas natural adaptados a su funcionamiento con biogás. Por esta razón, el comportamiento de esta central en cuanto a la regulación de frecuencia será la misma de una central a gas natural convencional. De este modo, se podría decir sin pérdida de generalidad que los valores de estatismo, tiempo de estabilización y banda muerta que tendrá la central a biogás diseñada tendrá valores muy cercanos a cualquier otra central a gas natural de potencia similar. Así, en la Tabla 3.8 se muestra valores típicos de estos parámetros que corresponderán a los que tendrá la central diseñada para la VI región del país.

Tabla 3.8. Parámetros de regulación de frecuencia de la central diseñada [25].

Parámetros principales en la regulación de frecuencia	
Estatismo	7%
Tiempo de estabilización	15 segundos
Banda muerta	0,075%

3.3.7. Sobre el sistema de eliminación de H₂S

El biogás contiene aproximadamente entre un 0% y un 3% de H₂S (sulfuro de hidrógeno), el cual en contacto con el agua produce H₂SO₄ (ácido sulfúrico), el cual es altamente corrosivo y produce daños serios tanto en los biodigestores como en los generadores eléctricos. Es por esta

razón por la cual se deben realizar procesos de eliminación del sulfuro de hidrógeno para evitar su transformación en ácido sulfúrico.

Con el fin de eliminar o disminuir el porcentaje de H_2S en el biogás se emplean sistemas de filtro con sustancias como cal viva o apagada, limadura de hierro o ciertos tipos de tierras conocidas como hematites parda o limonita, las cuales son ricas en sustancias ferrosas.

Otra alternativa para la remoción de H_2S consiste en biofiltros. Corresponde a uno de los sistemas de tratamiento más utilizado debido a sus bajos costos de operación, al bajo costo del material del medio filtrante y a los bajos consumos de agua, además de poseer una alta eficacia en la eliminación de distintos contaminantes, en particular el H_2S . Dentro de sus desventajas se encuentra el poco control frente a los fenómenos de reacción, la dificultad de control de pH ya que se trata con contaminantes que generan productos ácidos, el taponamiento generado por el exceso de biomasa y los grandes requisitos de espacio.

Los biofiltros consisten en una columna que contiene un material de empaque de elevada porosidad cuya función es dar soporte y en algunos casos servir como fuente de nutrientes a los microorganismos. Los microorganismos se encuentran formando parte de una capa que rodea al material filtrante denominada biopelícula.

A medida que el gas atraviesa el lecho poroso, los contaminantes solubles son transferidos a los microorganismos debido a la existencia de un gradiente de concentración generado entre la fase gas y la biopelícula. Una vez en la biopelícula, los contaminantes son degradados por la biomasa activa, que los utiliza para su metabolismo como fuente de nutrientes y/o energía. Los ácidos que son generados degradarán rápidamente al medio orgánico, por lo que este debe ser reemplazado al poco tiempo de operación. Debido a lo anterior, el medio filtrante debe tener una buena capacidad buffer con la finalidad que pueda consumir el ácido generado y no inhibir a la actividad bacteriana. Es usual el uso de carbonato de calcio en forma de conchas marinas molidas como buffer para prevenir las bajas de pH dentro del biofiltro [24]. En la Figura 3.9 se muestra el efecto del H_2S en las instalaciones de una central a biogás.

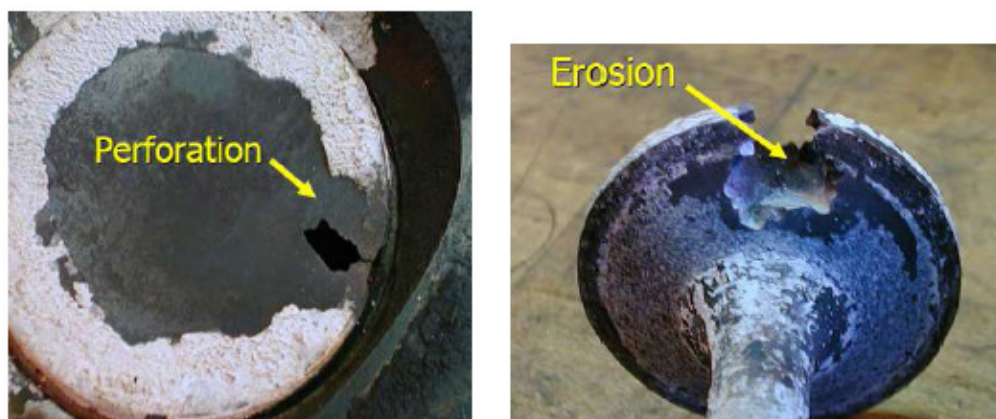


Figura 3.9. Efecto del H₂S en las instalaciones.

3.3.8. Emisiones contaminantes

Durante la operación de la central generadora se generarán principalmente emisiones de óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO), material particulado (PM) y óxidos de azufre (SO_x). Las emisiones de cada uno de estos compuestos están normados, y por lo tanto se deben controlar y monitorear. Para reducir dichas emisiones se debe incorporar un sistema de abatimiento, que consiste en un filtro de oxidación catalítica para reducir el CO, además de un filtro selectivo para la reducción del NO_x. Dichos filtros utilizan como agente reductor urea. En la Figura 3.10 se muestran las emisiones promedio de la central con y sin sistema de abatimiento. Se observa que es necesaria la inclusión de dicho sistema de reducción de emisiones de modo de cumplir la normativa vigente.

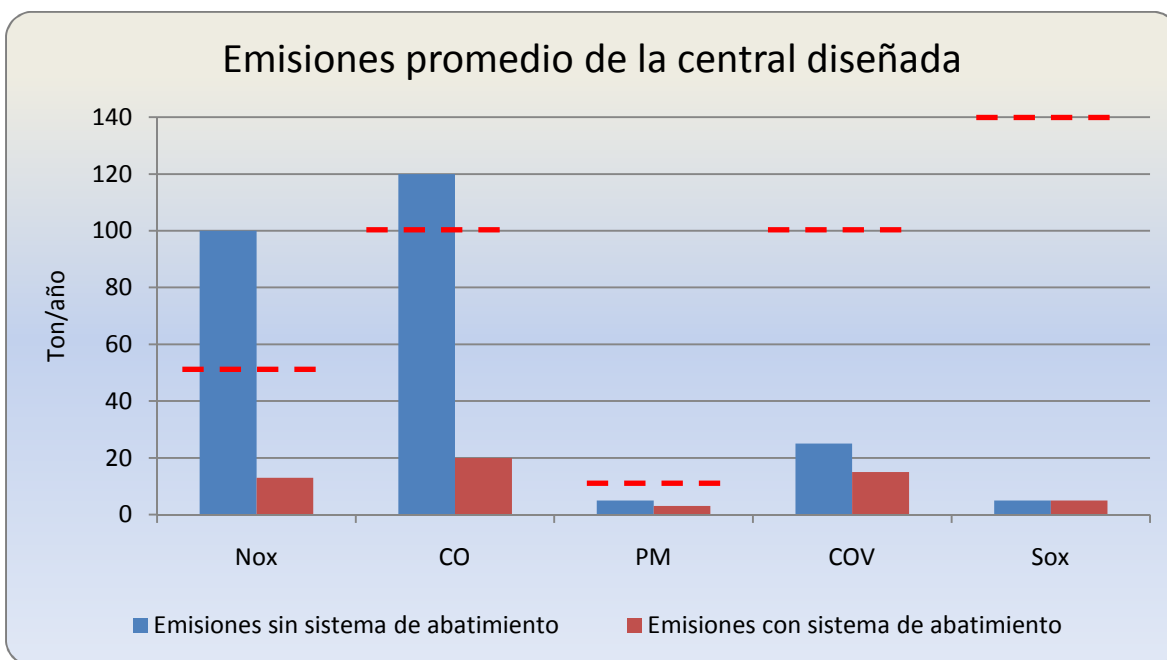


Figura 3.10. Emisiones promedio central (línea roja punteada corresponde al límite normativo) [18].

4. Evaluación Económica

En esta segunda parte de la memoria se abordará el tema económico que implica instalar la central a biogás que se diseñó en el punto anterior. En este contexto, se realizará un análisis sobre la inversión, costos e ingresos que conformarán el flujo de caja del proyecto, con un horizonte de evaluación de 20 años. Este flujo de caja se analizará para 3 distintos escenarios de precios de la energía (pesimista, conservador y optimista), con el cual se considerarán las variaciones futuras que pudiera experimentar este precio. Posteriormente se hará un análisis de sensibilidad de este proyecto, en el cual se analizarán los factores que podrían hacer variar la rentabilidad de este proyecto en particular.

4.1. Escenarios de precios energía

Para analizar los distintos escenarios a los cuales la central venderá su energía, primero hay que referirse al modelo de negocios al cual se someterá. Primero hay que destacar el hecho de que se considerará que el generador vende su energía y potencia al mercado spot a costo marginal, sin establecer contratos bilaterales con otras empresas. Si bien, antes de la ampliación proyectada de la central, sería posible establecer un sistema de venta de energía a régimen estabilizado de precios (precio nudo), se optará por considerar que en todo el período de evaluación se venderá la energía a costo marginal en la barra de conexión al SIC.

Hecha la aclaración anterior, se deben obtener los escenarios de precios a utilizar para la barra Rancagua_66. En base a las referencias [25] y [11], los escenarios escogidos son los siguientes:

- Escenario pesimista: Precio inicial de 80 US\$/MWh y un crecimiento anual del -2%.
- Escenario conservador: Precio inicial de 90 US\$/MWh y un crecimiento anual del 1%.
- Escenario optimista: Precio inicial de 100 US\$/MWh y un crecimiento anual del 2%.

En la Figura 4.1 se muestra cada uno de estos escenarios a lo largo del período de evaluación.

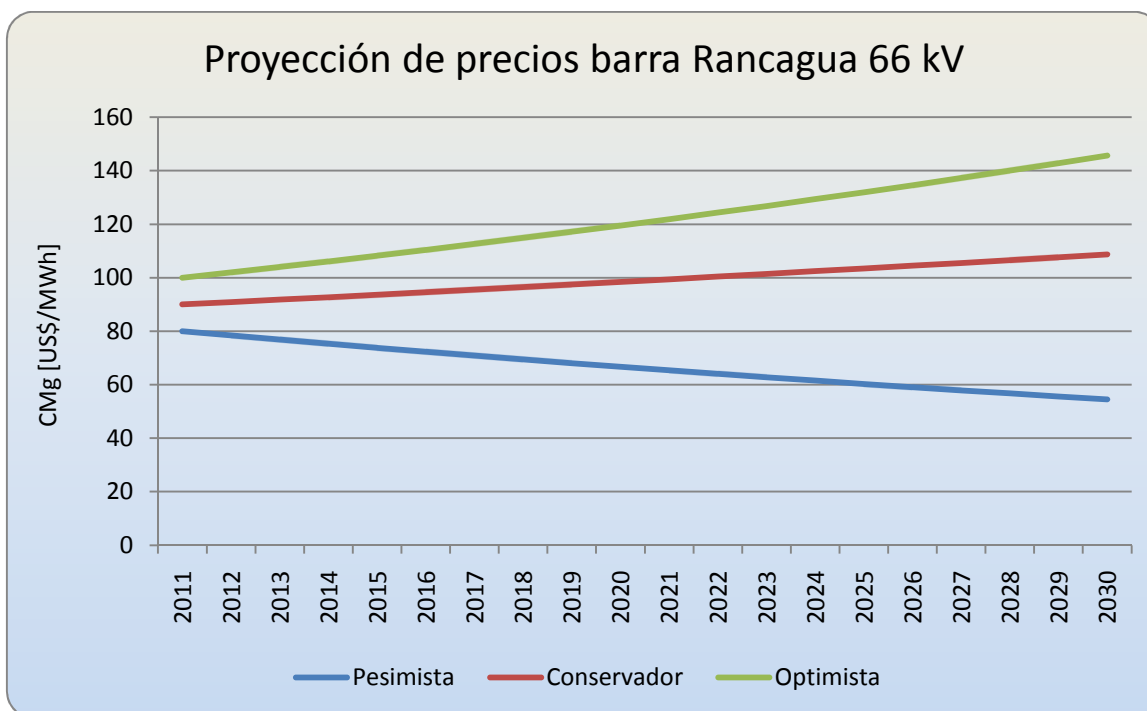


Figura 4.1. Escenarios de precios para la venta de energía al mercado Spot.

4.2. Flujo de caja

Para realizar el flujo de caja se deberá analizar de forma separada la inversión, costos e ingresos, al igual que otros elementos de este, como depreciaciones y capital de trabajo. Para analizar las rentabilidades asociadas, se considerará que la tasa de descuento será de un 10%; sin embargo, al final de éste capítulo se analizará cómo cambia la rentabilidad del proyecto al variar dicha tasa. A continuación se entrará más en detalle sobre cada uno de los puntos que definen un flujo de caja.

4.2.1. Inversión

Como se definió anteriormente, la central sufrirá una ampliación en su capacidad en el año 2015, que entrará en operación en el año 2016. Es por dicha razón por la cual se deberán hacer dos inversiones, una en el 2010 y la segunda en el 2015. Así, en la Tabla 4.1 se muestra la inversión que se deberá hacer el año 2010.

Tabla 4.1. Inversión para el año 2010.

Inversión	Valor	Unidad	Total US\$
Biodigestor	1000	US\$/kW	9.000.000
Generador a gas	216	US\$/kW	1.166.400
Terreno	30%	% del costo del digestor	2.700.000
Obras Civiles	10%	% del costo del digestor	900.000
Instalación	30%	% del costo del digestor	2.700.000
Ingeniería	15%	% del costo del digestor	1.350.000
Puesta en marcha	15%	% del costo del digestor	1.350.000
Subestación (13,2/66 kV - 5,4 MW)	200.000	US\$	200.000
Línea Tx (66 kV - 10 MW)	30.000	US\$/km	675.000
Contingencia	15%		3.006.210
Total Inversión			23.047.610

De igual modo, se muestra en la Tabla 4.2 la inversión necesaria para realizar la ampliación pronosticada para el año 2015.

Tabla 4.2. Inversión para el año 2015.

Inversión	Valor	Unidad	Total US\$
Generador a gas	216	US\$/kW	1.166.400
Subestación (13,2/66 kV - 5,4 MW)	200.000	US\$	200.000
Instalación	30%	% de la inversión	409.920
Ingeniería	15%	% de la inversión	204.960
Puesta en marcha	15%	% de la inversión	204.960
Contingencia	15%	%	327.936
Total Inversión			2.514.176

Las fuentes principales para elaborar dichas tablas fueron [11] y [3]. Dichas fuentes aportaron los elementos principales para definir el real costo de inversión del proyecto.

4.2.2. Ingresos

Es posible definir 3 tipos de ingresos asociados a este proyecto: por venta de energía, por venta de potencia y por venta de bonos de carbono. A continuación se analizará cada uno de forma independiente.

4.2.2.1. Venta de energía

Sin duda el principal ingreso de cualquier central corresponde a la venta de su energía producida al sistema. Tal como se definió anteriormente, el modelo de negocios que se utilizará será el de venta de energía al mercado spot a costo marginal en la barra de conexión (Rancagua_66). Así, los ingresos por concepto de venta de energía se obtienen multiplicando el precio de la energía en cada uno de los escenarios supuestos (dado por la Figura 4.1) por la energía neta anual producida (dado por la Figura 3.6).

En este ítem, las variaciones del precio de la energía se tornan muy importantes de analizar, puesto que dicho precio puede variar por situaciones económicas internacionales o por sequías en los próximos años. Es por dicha razón que se hace muy importante considerar los tres escenarios de precios tomados, de modo de establecer las rentabilidades del proyecto tanto para escenarios positivos de precios como para escenarios negativos. Este análisis en sí, constituirá un análisis de sensibilidad al precio de la energía.

4.2.2.2. Venta de potencia

El pago por capacidad (o potencia) es un instrumento que estimula la suficiencia del mercado eléctrico. La venta de capacidad es un cargo por la disponibilidad de dar el servicio; así, este incluye los costos de proveerla, lo que corresponde a los costos fijos de capital, y es asignado entre los consumidores que demandan en la punta.

El pago que el sistema realiza a los generadores viene dado en unidades monetarias por unidad de potencia firme mensual que ésta posea. Anteriormente se definió el concepto de potencia firme, y se supuso que para un proyecto de biomasa corresponde al 70% de su potencia nominal.

Usando la referencia [26], se logró establecer que el precio pagado por unidad de potencia firme aportada al sistema en la barra Rancagua_154 es de aproximadamente 9 US\$/kW-mes. Se supondrá que este valor no sufrirá variaciones a lo largo del período de evaluación del proyecto. Adicionalmente, en el análisis de sensibilidad, se concluirá que en caso de haber variaciones a este valor, no afecta en mayor medida a las rentabilidades finales del proyecto.

4.2.2.3. Venta de bonos de carbono

El mercado de carbono es un sistema de comercio a través del cual los distintos organismos involucrados pueden vender o adquirir certificados de reducciones de emisiones (CER, por su sigla en inglés). Un CER corresponde a una tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente; y dado que los gases de efecto invernadero son cuantificados en la misma unidad, el mercado ofrece una solución a reducir los efectos de este fenómeno. Aunque este tipo de tarificación de las reducciones de emisiones suma bastantes críticas (como el hecho de que las reducciones de emisiones son independientes al lugar del planeta en que se realicen), es el actual modo en el cual se trata de controlar los gases de efecto invernadero, por lo que el proyecto analizado cual será capaz de vender CERs; sin embargo, no se descarta que de aquí a algunos pocos años más se opte por otro sistema y se suprima este mercado de venta y compra de CERs.

Para calcular la cantidad de CERs que será posible vender el proyecto, se usará otro proyecto en biomasa que consideró la venta de estos certificados. Así, en la referencia [23] se calcula detalladamente la cantidad de toneladas de dióxido de carbono que se dejan de emitir a la atmósfera en ese proyecto específico de biomasa. De este modo, se ha optado por utilizar dichos resultados para extrapolarlos al proyecto que se analiza en la presente memoria.

Así, en la referencia citada anteriormente, se obtiene que la cantidad de CERs vendidos por unidad de potencia (en MW) es de 2.693 toneladas de dióxido de carbono. Así, para obtener la cantidad de CERs que el proyecto estudiado actualmente puede vender sólo basta multiplicar la potencia generada año a año por este valor.

Finalmente, el precio estimado de venta por unidad de CER se consideró de 10 US\$/ton CO₂ [27], valor que se considerará constante en el período de evaluación. Al igual que el precio por venta de potencia al sistema, se estudiará el impacto en la rentabilidad del proyecto, las variaciones que el precio por CER pueda tener en el futuro.

4.2.3. Costos

Los costos asociados a este proyecto son principalmente cuatro: costos de la biomasa, costos de operación, costos de mantenimiento y peajes. A continuación se detallará cada uno de éstos.

4.2.3.1. Costos de la biomasa

El costo variable de la biomasa, para este caso en particular, se considerará como cero. Esta suposición se sustenta en el hecho de que el dueño del proyecto será Agrosuper, y la biomasa se produce en sus propios procesos, por lo cual no incurre en gastos extras para la producción de dicha biomasa.

Sin embargo, actualmente Agrosuper vende sus desechos a la empresa productora de fertilizantes Pucalán a un precio al cual no que fue posible acceder. De haber obtenido dicho precio de venta, éste hubiera sido el costo variable de la biomasa, como una medida del costo de oportunidad de dichos desechos; aunque estos no hubieran sido costos contables de dinero, en el flujo de caja se deberían haber incluido como dinero que se deja de recibir.

4.2.3.2. Costos de operación

Los costos de operación son principalmente los que se incurren para mantener funcionando el sistema. El principal costo de operación es la variable transporte de biomasa desde su centro de producción hasta su centro de acopio o lugar donde se ubicará la central. También se considera como un costo de operación el almacenamiento y manejo de la biomasa en dicho centro de acopio. Finalmente, como operación también se considera la extracción y el almacenaje del gas producido, así como también la limpieza del biodigestor de los residuos que no son capaces de digerirse y que quedan en forma de polvo en el fondo de éste.

El valor utilizado como costo de operación de la planta fue obtenido de la referencia [11], y corresponde a 22,96 US\$/kW-año. Dicho valor es usado en la referencia citada para una tecnología de biodigestor de desechos avícolas.

4.2.3.3. Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento corresponden principalmente a repuestos y mantenciones generales que se deberán hacer periódicamente al biodigestor y al generador. Estos costos son un poco más elevados que los de operación, por el hecho de que involucran repuestos de valor elevado, especialmente en el biodigestor, dado que la digestión genera H_2S que va degradando las tuberías y materiales en general. De todas formas, la mayoría de los biodigestores vienen con filtros de H_2S incorporados para disminuir el efecto corrosivo de éste.

El valor utilizado como costo de mantenimiento de la planta fue obtenido de la referencia [11], y corresponde a 36,5 US\$/kW-año. Dicho valor es usado en la referencia citada para una tecnología de biodigestor de desechos avícolas.

4.2.3.4. Pago de peajes

Sobre el pago de peajes ya se hizo referencia anteriormente al hablar sobre el punto de conexión de la central al SIC. Este punto de conexión es la barra de subtransmisión Rancagua_66, que se encuentra en la misma subestación de la barra del sistema de transmisión troncal Rancagua_154. Dado que la central no pagará peajes por conceptos de transmisión troncal (por ser calificada como MGNC menor a 9 MW de potencia neta generada) se omitirá este pago en el flujo de caja. Sin embargo, dado que el punto de conexión es en la red de subtransmisión, existirá un pago por uso de este sistema. Este pago de peajes se considerará nulo, en base a que la central no es de una capacidad elevada y no se necesitarán obras adicionales a dicho sistema por la conexión de la central estudiada. Otro punto que sustenta esta suposición es el hecho de que físicamente la barra Rancagua_66 está a una distancia eléctrica casi despreciable de la barra troncal Rancagua_154 (están en la misma subestación). Así, el uso neto que la central tiene del sistema de subtransmisión corresponde solo a la transformación de voltaje pero no de transporte de energía por líneas de transmisión. Así, este pago será muy bajo y para efectos prácticos se supondrá como cero, ya que no alterará considerablemente el resultado final del flujo de caja.

4.2.4. Depreciaciones

La depreciación constituye un método contable en el cual se cuantifica la disminución del valor de los activos por su uso y deterioro. Como no constituye un real costo monetario para la empresa, debe sumarse una vez descontados los impuestos respectivos, porque cabe señalar que este método otorga una disminución en los impuestos a pagar por la empresa.

La depreciación en el presente proyecto se supuso lineal y a 20 años, es decir, a los 20 años los activos tienen un valor residual igual a cero. Dado que la segunda inversión (hecha en el año 2015) no alcanza a depreciarse completamente, se tendrá un valor residual de los activos igual a 341.600 US\$. Dicho valor se incorporará al flujo de caja en el año 2030.

4.2.5. Capital de trabajo

El capital de trabajo se define como los recursos necesarios para la operación normal durante un ciclo productivo, siendo su origen en el desfase entre egresos e ingresos. Generalmente el capital de trabajo se considera como una inversión que se recupera cuando termina el proyecto [28].

Para estimar el capital de trabajo se utilizó nuevamente la referencia [23], en la cual se estima que el capital de trabajo para una planta de biomasa de 9 MW es de 1.069.014 US\$. Así, suponiendo un comportamiento lineal, se estima que el capital de trabajo para la central diseñada en la presente memoria es de 890.845 US\$.

4.2.6. Resultados

Hechos los flujos de caja respectivos, es decir, para cada escenario de precios de la energía, se obtuvieron los indicadores que se muestran en la Tabla 4.3. En ésta se incluye el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el período de recuperación de capital (PRC).

Tabla 4.3. Resultados de la evaluación económica para los 3 escenarios de precios de la energía.

	VAN [MUS\$]	TIR [%]	PRC [años]
Pesimista	-345,09	9,8%	N/A
Conservador	7.259,60	13,8%	8
Optimista	12.603,37	16,2%	7

Se observa a primera instancia que el proyecto es bastante atractivo en el caso conservador y optimista, dejando un valor actual neto de sobre los 5 millones de dólares y TIR bastante altas y dentro de los márgenes esperables. En el caso pesimista se obtiene un valor actual negativo, y por ende una TIR menor a la tasa de descuento. Además, los períodos de recuperación de capital son bastante razonables, considerando que la inversión total (sin actualizar los dineros invertidos en el 2010 y 2015) es de más de 25 millones de dólares.

En el anexo 6.6 se muestran los flujos de caja elaborados en cada uno de los escenarios de precios considerados, y que llevaron a los resultados mostrados anteriormente.

4.3. Análisis de sensibilidad

Mediante un análisis de sensibilidad se podrá observar qué factor tiene más relevancia en la rentabilidad final del proyecto. Este análisis de sensibilidad se hizo con el precio del bono de carbono, el precio nudo de potencia y la tasa de descuento. Además, al considerar 3 escenarios de precio distintos de la energía, ya se está haciendo un análisis de sensibilidad implícito, ya que se observa como es el comportamiento económico del proyecto cuando el precio de la energía se comporta de maneras distintas.

La forma en que se realizó el análisis de sensibilidad fue mediante el programador Visual Basic de Excel, mediante el cual se simuló muchos flujos de cajas para una partición adecuada de los parámetros a analizar. Así, se logró obtener el comportamiento del VAN ante la variación de los parámetros analizados. A continuación se muestran dichos comportamientos de forma gráfica.

4.3.1. Precio bono de carbono

Para analizar como varía el valor actual neto del proyecto con el cambio del precio de los bonos de carbono que venderá la central, se hizo una partición en torno al precio base de 10 US\$/ton CO₂. Esta partición se consideró entre 8 y 12 US\$/ton CO₂, con un paso de 0,2 US\$/ton CO₂. Al realizar todos los flujos de cajas respectivos se obtuvo el siguiente gráfico que se muestra en la Figura 4.2.

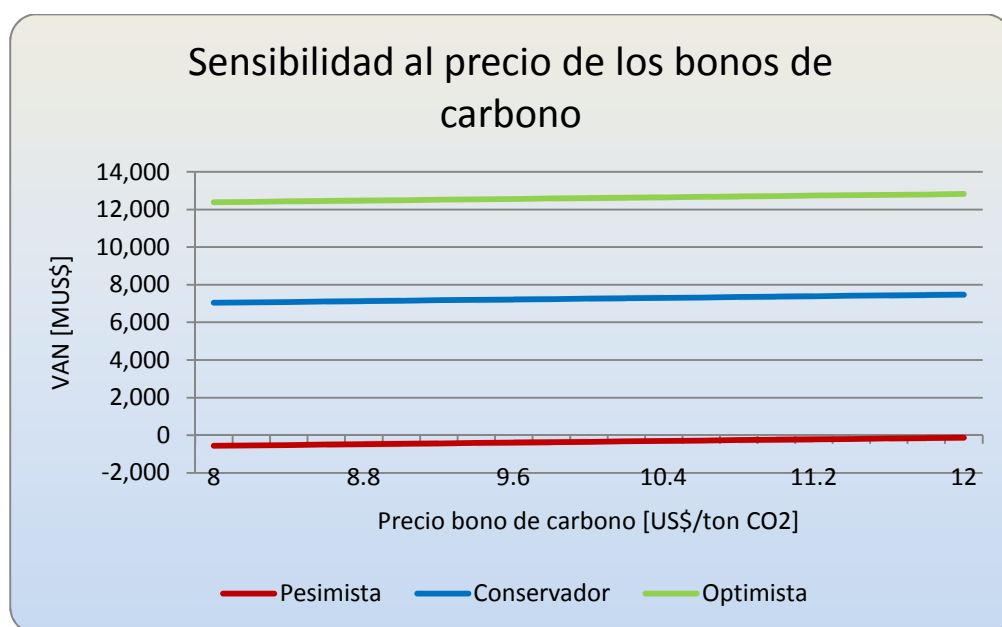


Figura 4.2. Variación del VAN en función del precio de los bonos de carbono.

Viendo la figura anterior se puede decir que el comportamiento del VAN ante cambios en el precio de los bonos de carbono tiene un comportamiento lineal y de pendiente bastante baja. De hecho, la pendiente del conjunto de curvas (son todas paralelas y por ende poseen la misma pendiente) es de 108,98 miles ton CO₂. Eso quiere decir que al aumentar en 1 US\$/ton CO₂ el precio del bono de carbono, el VAN se incrementará en 108.980 US\$. De este modo, y para los valores altos de VAN que se proyectan, este incremento es bastante bajo. Sin embargo, en el caso de que en los próximos años se suprima el comercio de CERs por algún método de transacción nuevo y diferente, se estarían dejando de recibir 1.089.800 US\$, valor para nada despreciable y que el inversionista deberá tener en cuenta.

En definitiva, si bien el precio de los bonos de carbono no es un elemento decisivo en la decisión de ejecutar o no el proyecto, en caso de que se suprima su mercado se dejará de recibir bastante dinero que hará que el VAN caiga aproximadamente entre un 8% y un 15%, y que la TIR sufra una caída acorde a las reducciones de VAN mencionadas.

4.3.2. Precio nudo de potencia

Al igual que con los bonos de carbono, se fue modificando el precio nudo de potencia considerado como valor base igual a 9 US\$/kW-mes, de modo de ver cómo afectan estas variaciones en el VAN del proyecto. En la Figura 4.3 se muestra dicho comportamiento.

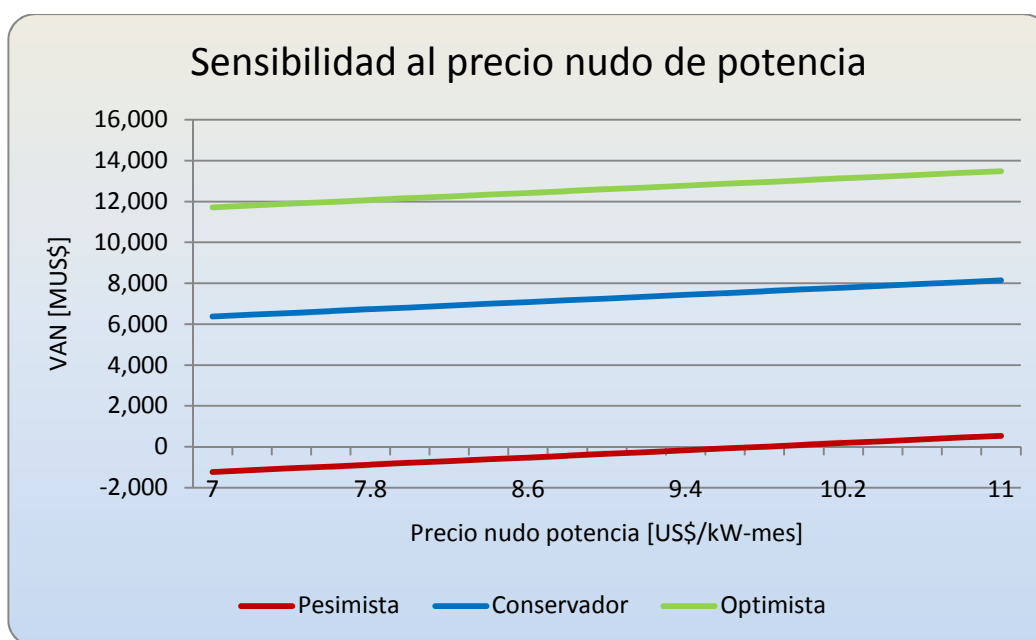


Figura 4.3. Variación del VAN en función del precio nudo de potencia.

Se puede observar que al variar el precio nudo de potencia el VAN se comporta de manera lineal; sin embargo, a diferencia del caso con bonos de carbono, la pendiente es mayor. De hecho, la pendiente de este conjunto de curvas es de 442,11 miles kW-mes, es decir, por cada 1 US\$/kW-mes de aumento en el precio nudo de potencia se produce un aumento en el VAN del proyecto de 442.110 US\$, es decir, cerca de 4 veces más que en el caso de los bonos de carbono.

Así, se puede decir que la variación del precio nudo de potencia es una variable importante de observar a la hora de evaluar la realización o no de este proyecto, dada la alta sensibilidad del VAN frente a sus variaciones.

Un último comentario al respecto, es el hecho de que en el escenario pesimista siempre se obtuvo VAN negativas al variar el precio del bono de carbono, fenómeno que en este caso no ocurre. De hecho, al obtener un precio de potencia igual a 9,8 US\$/kW-mes, el VAN del proyecto en el escenario pesimista se hace cero; es decir, para precios mayores a éste se obtienen VAN positivos incluso en el escenario pesimista. Esto es un indicador más de la importancia del precio nudo de potencia en la decisión final sobre si realizar o no el proyecto. De todas formas, el valor crítico que define si se ejecuta o no el proyecto, es el precio de la energía, en el cual se analiza su sensibilidad dentro de cada caso, al considerarse 3 escenarios distintos de precios.

4.3.3. Tasa de descuento

Para concluir con el análisis de sensibilidad se analizará que ocurre con el VAN al variar la tasa de descuento con la cual se evalúa el proyecto. Se utilizó una partición para la tasa de descuento entre 5% y 15% (siendo el valor base de 10%), con un paso de 0,2%. Al calcular el VAN para cada una de las tasas de descuento de la partición se obtuvo el gráfico que se muestra en la Figura 4.4.

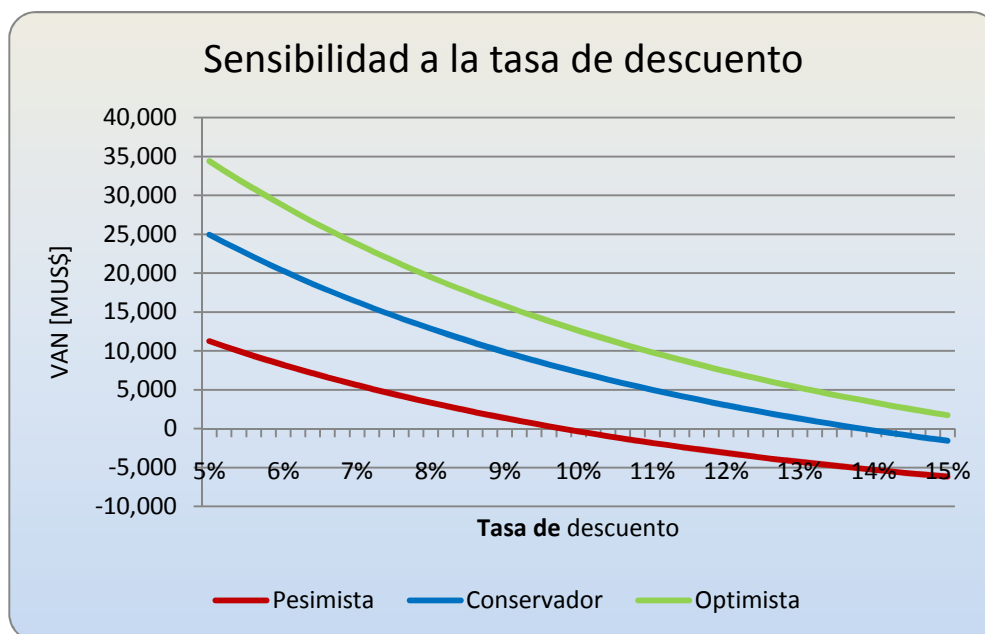


Figura 4.4. Variación del VAN en función de la tasa de descuento.

Al obtener la línea de tendencia cuadrática de cada una de las curvas se obtienen correlaciones de aproximadamente 0,995, valor que indica que el comportamiento sigue una tendencia parabólica. Como era de esperarse, cada una de las curvas corta al eje horizontal en el valor correspondiente a la TIR para cada escenario, debido a que justamente el cálculo de la TIR se efectúa cuando el VAN se iguala a cero.

Cabe señalar, que al considerarse una tasa de descuento muy baja (5%), el VAN para cada escenario es de 34 millones de dólares (caso optimista), de 25 millones de dólares (caso conservador) y de 11 millones de dólares (caso pesimista). Así, se observa que, como en todo proyecto, la tasa de descuento es muy importante para el cálculo de la rentabilidad, pues es el costo de oportunidad de ese dinero invertido. Es por esta razón por la cual la tasa de descuento se transforma en el factor más importante a la hora de evaluar económicamente un proyecto, puesto que produce cambios de más de un 1.000% en el VAN del proyecto.

5. Conclusiones

Esta memoria presentó una evaluación tanto técnica como económica sobre la factibilidad de instalar una central eléctrica en base a biogás en el país. El análisis técnico consistió básicamente en los aspectos eléctricos que están involucrados en este proyecto. De este modo no se diseñó el biodigestor en sí, por considerarse que escapaba del centro de los alcances de esta memoria. De todas formas, si el lector busca una guía en el diseño de biodigestores se recomienda referirse al texto [24], el cual aborda de manera detallada el diseño técnico de este tipo de equipos.

Es muy importante destacar el hecho de que en Chile no existe ninguna legislación vigente sobre biocombustibles. De hecho, Chile es uno de los 5 países de América de Sur que aún no cuenta con este tipo de legislación. Así, este punto constituye una de las principales barreras de entrada de los inversionistas en el negocio de la bioenergía. De modo que si el gobierno no crea un sistema legislativo al respecto y no da los incentivos económicos suficientes, el tema de los biocombustibles y del biogás nunca saldrá más allá de los estudios teóricos. Si el lector quiere ahondar más en este tema, en el apartado 2.1.7 se hace un análisis detallado de esto, y se propone una serie de medidas que el gobierno debería adoptar con el fin de crear una legislación efectiva referente al tema.

En Chile existe un potencial de generación de energía eléctrica en base a biogás de 247 MW de potencia, la cual se traduciría en 1.800 GWh/año de energía generada. Hay que destacar que esos 247 MW de potencia instalable en Chile corresponden a un valor mínimo disponible, es decir, considera aspectos de facilidad de recolección de la biomasa, segregación del mercado, recursos logísticos en la producción y recolección de biomasa, etc. Así, si se considerara que en Chile la totalidad de los recursos de biomasa disponibles fueran usados para la producción de gas, el potencial sería de 514 MW. De todas formas, en la presente memoria se trabajó con los valores mínimos disponibles, ya que es sabido que es completamente utópico recolectar toda la biomasa disponible y que toda ella se use en la producción de gas. Es aquí donde juegan un rol fundamental los factores de disponibilidad, los cuales indican el porcentaje efectivo de biomasa que es posible recolectar, considerando todos los aspectos mencionados anteriormente.

Analizando los factores de disponibilidad, se observa que a los cultivos de temporada se les asignaron factores de disponibilidad muy bajos, debido a la gran cantidad de lugares en los

cuales se produce ésta; solo basta pensar la inmensa cantidad de predios agrícolas de distintos tamaños que existen a lo largo del país. Por esta razón se hace bastante difícil su recolección y, por ende, posee factores de disponibilidad bajos. Por el contrario, en el caso del estiércol avícola se tienen factores de disponibilidad bastante altos, debido a la gran concentración geográfica de dichos recursos, lo cual facilita de enorme manera su recolección y tratamiento.

Respecto a la distribución geográfica del potencial de generación eléctrica con biogás, se destaca el hecho de la centralización. Es sabido que Chile es un país extremadamente centralizado económicamente, y este punto repercute en otros aspectos como el energético. En cuanto a esto, el 75% del potencial de generación mencionado se encuentra concentrado en la Región de Valparaíso, Región Metropolitana y Región del Libertador Bernardo O'Higgins. Esto es algo esperable dado que la producción industrial en Chile está concentrada también en dichas regiones, por lo cual es natural pensar que las fuentes de biomasa se encontrarán principalmente en esa zona.

Es importante destacar que de los 247 MW de potencia instalable en Chile en base a biogás, cerca de un 60% corresponde a la potencia proveniente de la descomposición del estiércol avícola. Es por esta razón por la cual se decidió aprovechar este tipo de biomasa para extraer biogás.

Sobre la forma en la cual se encontró la localización de la central diseñada, se puede decir que es un criterio válido y extrapolable a otro tipo de proyectos de recolección de biomasa. Este punto es un factor crítico en la toma de decisiones, dado que si la recolección se torna difícil o cara, el proyecto de recolección de biomasa no se llevará a cabo. Es por esta razón que la elección del lugar de acopio de la biomasa se vuelve un factor muy importante en el diseño. El criterio utilizado en este caso fue el de minimizar la suma de las distancias lineales desde el centro de acopio de biomasa hacia los centros de producción. Con esto se asegura que los camiones recolectores recorrerán la mínima distancia posible, haciendo que el costo asociado a este punto sea el mínimo. Si se quiere ser más riguroso con el tema, se deberían considerar aspectos sobre la calidad de los caminos construidos y el recorrido mismo de estos, de modo de optimizar la recolección con el mayor número de variables posibles.

Respecto a los generadores usados en la transformación de biogás en energía eléctrica, se puede decir que los comúnmente usados son adaptaciones de generadores a gas natural que son capaces de operar con un contenido menor de metano en el gas. Si bien existen tecnologías

orientadas principalmente al biogás, se hace hincapié que es posible adaptar los generadores a gas natural. Esta última opción es más factible, debido a que la tecnología en gas natural ya está consolidada, mientras que los equipos que funcionan únicamente con biogás aún no logran su consolidación. Es por esta razón que la central diseñada usa una turbina Siemens a gas natural adaptada para su operación con biogás.

Es importante destacar que el hecho de que los generadores sean máquinas que funcionan con gas natural adaptadas para su funcionamiento con biogás, hace que la central diseñada tenga las mismas características eléctricas que las centrales a gas natural, en particular en lo referido a la regulación de frecuencia y partida en negro.

Respecto a la evaluación económica hecha, se puede decir que los resultados obtenidos son bastante positivos para una central como la diseñada. Como se consideraron tres escenarios de precio marginal en la barra de conexión, se construyeron tres flujos de caja que sirven para analizar el comportamiento económico del proyecto en distintos escenarios. Se observa que el VAN del proyecto en un caso conservador de precios es de 7,3 millones de dólares y con una TIR de 13,6%. Estos resultados son bastante atractivos para un inversionista, dado que la inversión corresponde a unos 25 millones de dólares.

Ahora bien, en el caso de que el precio marginal en la barra de inyección esté en el escenario definido como optimista, se tendrá un VAN de 12,6 millones de dólares y una TIR de 16,2%. Este escenario es bastante difícil que ocurra, debido a que si se considera el plan de obras en generación con proyectos como HydroAysén y Castilla (en caso de llevarse a cabo) harán que los precios marginales del sistema bajen producto de la gran cantidad de energía disponible que existirá en el sistema. De este modo, este escenario es más irreal que el caso conservador.

En el caso del escenario de precios pesimista, se podría decir que también es poco probable que ocurra debido a que los precios han tendido a subir en los últimos años, y la necesidad creciente de energía hace que los precios no caigan a lo largo de los años. En este escenario se obtuvo un VAN de -345 mil dólares y una TIR de 9,8%.

Una situación que no está relacionada con los precios de la energía, pero que de todas formas podría considerarse como un escenario pesimista, podrían ser las crisis sanitarias que pueden afectar al sector agrícola y/o crisis financieras mundiales. Estos factores podrían hacer bajar de forma dramática la producción avícola en el país, y por ende, tener una cantidad muy baja de biomasa disponible para su transformación en biogás.

Dados los antecedentes de los resultados de los flujos de caja podría decirse que un proyecto de este tipo puede llegar a ser bastante atractivo para una empresa que produce su propia biomasa en su proceso productivo. Sin embargo, como todo proyecto, este también tiene riesgos asociados y factores adicionales que podrían hacer bajar la rentabilidad del proyecto, sobre todo en lo que se relaciona a los precios futuros de la energía.

Sobre el análisis de sensibilidad se puede decir que, como todo proyecto, la tasa de descuento es una de las variables más importantes a la hora de definir la realización de un proyecto. Este factor produce diferencias en el VAN del proyecto de aproximadamente 15 millones de dólares, por lo cual la elección errónea de la tasa de descuento, podría hacer que el proyecto no tenga todo el éxito que se le pronostica. El precio nudo de potencia es un factor también importante en todo tipo de proyectos en energía, tal como se logró observar en el gráfico respectivo. Sin embargo, el precio de los bonos de carbono no es un factor clave para decidir si se ejecuta o no el proyecto, debido a la baja sensibilidad de este parámetro en el VAN del proyecto. Así, si los organismos internacionales quieren producir un incentivo económico claro para reducir las emisiones de contaminantes, es muy importante que se opte por otro sistema de transacciones en cuanto a este punto.

Por último, como trabajo futuro se podría proponer un diseño acabado del biodigestor en el cual se produce el biogás. Se ha dicho anteriormente que una buena fuente de información al respecto es la referencia [24]. Adicionalmente, se podría estudiar a fondo el efecto de la ubicación de la central, esto es, considerando aspectos de disponibilidad de caminos, calidad de rutas y carreteras, etc. Por último, en el análisis económico se podría incluir el costo de oportunidad de la biomasa, es decir, valorizando monetariamente la biomasa disponible. Este último punto es un desafío mayor, ya que considera aspectos económicos y de mercado que podrían llegar a ser bastante complejos de abordar.

6. Anexos

6.1. Sobre las fuentes de biomasa analizadas

A continuación se hará una breve descripción de los distintos tipos de biomasa existentes en Chile y que fueron analizados anteriormente. Esta descripción tendrá aspectos sobre lo que se está haciendo actualmente con dichos desechos, así como también tendrá aspectos relacionados con la industria que los produce.

- **Desechos forestales:** Dada la gran producción maderera que se desarrolla en Chile, este tipo de residuos es una fuente de energía disponible para su metanización. Sin embargo, su baja conversión energética en procesos anaeróbicos (en comparación con procesos de combustión directa de los desechos) hacen que este tipo de biomasa no sea interesante de analizar desde el punto de vista técnico, en lo que se refiere a la producción de biogás. Dado lo anterior, se excluyó este tipo de desechos en el presente estudio.
- **Desechos de la industria vitivinícola:** Este punto reúne no sólo a las viñas productoras de vinos, sino que además se incluye la producción de pisco, el cual tiene una alta penetración en el mercado de los licores destilados en el país.
- **Procesamiento de los residuos del vino:** En la actualidad existe una empresa llamada “Empresas Vínicas” que se encarga de recolectar (sin costo para las viñas) los desechos provenientes del proceso del vino y del pisco. Esta empresa procesa dichos desechos para producir ácido tartárico y aceite de pepita de uva. La producción de biogás mediante estos desechos procesados por esta empresa aún no es capaz de competir con los otros productos antes mencionados; sin embargo, se puede estimar la producción de biogás usando los sub-residuos desechados por “Empresas Vínicas”.
- **Desechos de la producción de cerveza:** Actualmente, la producción nacional de cerveza es elaborada en un 90% por CCU, mientras que el 10% restante es elaborado por Cervecería Chile en su planta ubicada en Santiago. Solamente en Santiago y Temuco existe producción de desechos cerveceros, a pesar de que CCU posee una planta en Antofagasta, en ésta sólo se diluye cerveza concentrada producida en Santiago, con lo cual no existe producción de desechos. Por último, los desechos de este tipo de industrias incluyen levadura en una cantidad importante, la cual actualmente es vendida como suplemento

alimenticio animal a un precio de \$1 por kg (a modo de referencia, al año 2004 se produjeron 1.600 ton de levadura).

- **Desechos lácteos:** Los desechos sólidos provenientes de la industria láctea son principalmente los descartes de quesos y granos de cuajada que se pierden por derrame. Las principales regiones productoras de este tipo de desechos son la Región Metropolitana, la Región del Bio-Bio, la Región de la Araucanía y la Región de los Lagos.
- **Desechos de frutas y verduras:** En este tipo de desechos se incluyen principalmente las cáscaras y corontas de las conservas de frutas y verduras. En la actualidad estos desechos son usados como subproductos para la elaboración de ensilaje forrajero.
- **Desechos del procesamiento de bebidas de infusión:** Las bebidas de infusión corresponden a la producción de té, café y sucedáneo de café, el cual es producido en su totalidad por Nestlé y Corpora Tres montes, en las regiones de Valparaíso y del Libertador Bernardo O'Higgins. Según estimaciones, la producción de estos productos alcanza a unas 10.000 ton por año; sin embargo, debido al bajo valor nutricional de éstos, el potencial energético que poseen es bastante bajo.
- **Desechos de los cultivos de temporada:** Se consideraron como cultivos de temporada las plantaciones de trigo, maíz, papa, raps y remolacha, las cuales corresponden a casi el 90% de la producción total de cultivos del país. En la actualidad, los desechos de estos cultivos se usan principalmente como subproductos en alimentación animal.
- **Desechos de poda de árboles:** Se consideraron los residuos provenientes de la poda y el desmalezado de parques y jardines municipales. La extracción de biogás de este tipo de residuos se hace factible únicamente en los municipios que poseen grandes extensiones de parques y jardines, por lo cual se consideraron sólo las regiones centrales del país.
- **Residuos de mataderos:** Aproximadamente entre un 20% y un 50% del peso del animal no es apto para el consumo humano. Dado esto, es importante un manejo adecuado de dichos desechos para evitar los malos olores y la transmisión de enfermedades, con lo cual la digestión anaeróbica de dichos desechos hace factible. Dentro de este tipo de desechos se consideran los huesos y pezuñas, vísceras, pulmones e hígados, cueros y sangre, entre otros, los cuales se usan actualmente como subproductos para la alimentación animal, en la industria farmacéutica y en abonos de suelos.

-
- **Grasas y aceites:** Las grasas y aceites generados y que potencialmente pueden convertirse en biogás, corresponden principalmente a las provenientes de los mataderos de animales y otra fracción menor a los aceites generados de procesos industriales. La cantidad disponible para su digestión anaeróbica es muy baja y no mayor al 5%, debido a que las grasas y aceites son actualmente comercializadas a buen precio, y su potencial uso energético está asociado mayormente a la producción de biodiesel.
 - **Lodos de plantas de tratamiento de agua (PTA):** Se estima que por cada m³ de agua tratada se generan 0,88 kg de lodo húmedo, el cual posee un alto contenido de materia orgánica. En la actualidad, las autoridades sanitarias exigen a las PTA un manejo adecuado de dichos lodos, razón por la cual cerca del 50% del total de lodos generados se metanizan para bajar su contenido orgánico, de modo que sean menos contaminantes. Sin embargo, este proceso tiene solamente fines ambientales, debido a que el metano producido no es utilizado ni recolectado, sino que es quemado a la salida del biodigestor. Por esta razón la baja inversión adicional en sistemas de recuperación del metano (considerando como un costo hundido los biodigestores) hacen altamente factible el uso energético del combustible generado.
 - **Residuos sólidos urbanos (RSU):** La basura domiciliaria en Chile se deposita en un total de 257 botaderos y/o vertederos, basurales o rellenos sanitarios, los cuales reciben cerca de 95% del total de basura domiciliaria del país (concentrados casi en un 70% entre las regiones V y VIII). Dadas las exigencias ambientales vigentes, se debe hacer un proceso previo a los desechos de modo que no se produzca infiltración de líquidos contaminantes a las napas subterráneas. Por este motivo, la digestión anaeróbica de los residuos constituye una forma factible de disminuir los agentes contaminantes, y, al mismo tiempo, producir metano que se pueda aprovechar energéticamente. Hay que mencionar que actualmente existen rellenos sanitarios que descomponen anaeróbicamente sus residuos y recolectan el gas producido, mientras que otros simplemente queman el metano para evitar explosiones (del total de biogás producido en rellenos sanitarios con digestores anaeróbicos, el 70% es recolectado y el 30% restante es quemado).
 - **Estiércol avícola:** Se consideraron dentro de la industria avícola la producción de pollos, pavos y huevos. La producción avícola se encuentra operada por solamente 7 empresas que operan en el país, siendo las más importantes Agrosuper, Ariztía y Agrícola Don Pollo.

El estiércol avícola tiene un uso alternativo como mejoradores de suelo y fertilizantes; sin embargo, se requiere una estabilización previa para evitar malos olores. Dado lo anterior, la estabilización anaeróbica del estiércol con posterior uso del producto digerido como mejorador de suelos, hace que la metanización sea una alternativa interesante y factible de analizar.

- **Residuos industriales líquidos (RILES):** En el proceso productivo de muchas empresas se produce una alta cantidad de residuos líquidos con una importante porción de materia orgánica. Muchas de las empresas que los producen han optado por implementar sus propios sistemas de tratamiento de RILES, motivados por los altos precios que deben cancelar para verter dichos líquidos directamente en los alcantarillados de las empresas sanitarias. Es por este motivo que es posible digerir anaeróticamente dichos residuos de modo de no cancelar los altos precios a las empresas sanitarias y a la vez aprovechar el metano producido, tanto en procesos térmicos como en procesos eléctricos.
- **Estiércol vacuno:** Este tipo de desechos corresponden al estiércol de vacuno (o purines de vacuno), el cual se compone de excretas y orina de los animales, junto con el agua utilizada para el lavado de las instalaciones del plantel. El alto contenido orgánico y de nutrientes como nitrógeno y fósforo dificultan la disposición directa de los purines al medio ambiente (en cursos de agua o en el terreno), por lo cual es una fuente directa para la producción de metano mediante descomposición anaeróbica. Dentro de los purines señalados, se incluyen solamente los correspondientes a los lavados de los planteles de engorda y de extracción de leche, siendo excluidos en el análisis las excretas sólidas esparcidas por los predios o campos, dejándose como abono directo para el terreno, debido a su difícil recolección por la dispersión que estos poseen.
- **Estiércol porcino:** La producción de carne de cerdo ha tenido un crecimiento inigualable, logrando crecimientos anuales de casi un 9%. Es por esta razón por la cual la industria porcina del país alcanzó al año 2004 más 250 millones de dólares en exportaciones de productos porcinos. Según estimaciones, en el presente año este valor podría alcanzar montos superiores a los 500 millones de dólares. Toda la recolección de estiércol porcino es realizada en forma de purines provenientes de la limpieza de los planteles de engorda de las distintas empresas. Un aspecto muy importante a favor de la producción de metano

a partir de los purines de cerdos es la facilidad de recolección de estos y su alto contenido energético.

6.2. Cuantificación fuentes de biomasa, biogás y metano

A continuación se incluyen las tablas usadas para el cálculo de la cantidad de biomasa disponible por región, junto con la cantidad de metano y biogás que se produciría. Todos estos datos se muestran en tablas separadas para cada tipo de biomasa analizada.

Tabla 6.1. Cuantificación residuos vitivinícolas.

Vitivinícola

Región	Producción de vino [m3/año]	Densidad de orujo [ton/m3 de vino producido]	Orujo [ton/año]	% MO disponible	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	74.364	0,15	11.155	19%	2.119	700	1.484	62%	920
I	0	0,15	0	19%	0	700	0	62%	0
II	0	0,15	0	19%	0	700	0	62%	0
III	0	0,15	0	19%	0	700	0	62%	0
IV	6.813	0,15	1.022	19%	194	700	136	62%	84
V	15.467	0,15	2.320	19%	441	700	309	62%	191
VI	71.098	0,15	10.665	19%	2.026	700	1.418	62%	879
VII	251.971	0,15	37.796	19%	7.181	700	5.027	62%	3.117
VIII	7.079	0,15	1.062	19%	202	700	141	62%	88
IX	0	0,15	0	19%	0	700	0	62%	0
X	208	0,15	31	19%	6	700	4	62%	3
XI	0	0,15	0	19%	0	700	0	62%	0
XII	0	0,15	0	19%	0	700	0	62%	0
Total	427.000		64.050		12.170		8.519		5.282

Tabla 6.2. Cuantificación residuos del vino.

Residuos del Vino

Región	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	0	700	0	62%	0
I	0	700	0	62%	0
II	0	700	0	62%	0
III	0	700	0	62%	0
IV	0	700	0	62%	0
V	0	700	0	62%	0
VI	0	700	0	62%	0
VII	39.218	700	27.453	62%	17.021
VIII	0	700	0	62%	0
IX	0	700	0	62%	0
X	0	700	0	62%	0
XI	0	700	0	62%	0
XII	0	700	0	62%	0
Total	39.218		27.453		17.021

Tabla 6.3. Cuantificación residuos cerveceros.

Cervecera

Región	Producción de cerveza [m3/año]	Densidad de desechos [ton/m3 de cerveza producida]	Residuos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	Materia orgánica disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	320.000	0,035	11.200	80%	8.960	700	6.272	63%	3.951
I	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
II	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
III	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
IV	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
V	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
VI	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
VII	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
VIII	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
IX	120.000	0,035	4.200	80%	3.360	700	2.352	63%	1.482
X	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
XI	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
XII	0	0,035	0	80%	0	700	0	63%	0
Total	440.000		15.400		12.320		8.624		5.433

Tabla 6.4. Cuantificación residuos lácteos.

Lácteos

Región	Leche procesada [m3/año]	Residuos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	263.827	2.108	90%	1.897	500	949	60%	569
I	0	0	90%	0	500	0	60%	0
II	0	0	90%	0	500	0	60%	0
III	0	0	90%	0	500	0	60%	0
IV	0	0	90%	0	500	0	60%	0
V	0	0	90%	0	500	0	60%	0
VI	0	0	90%	0	500	0	60%	0
VII	0	0	90%	0	500	0	60%	0
VIII	66.447	1.689	90%	1.520	500	760	60%	456
IX	132.428	2.967	90%	2.670	500	1.335	60%	801
X	232.288	1.192	90%	1.073	500	536	60%	322
XI	0	0	90%	0	500	0	60%	0
XII	0	0	90%	0	500	0	60%	0
Total	694.990	7.956		7.160		3.580		2.148

Tabla 6.5. Cuantificación residuos de frutas y verduras.

Frutas y verduras

Región	Residuos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	Materia orgánica disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	237.035	15%	34.536	510	17.613	60%	10.568
I	0	15%	0	510	0	60%	0
II	0	15%	0	510	0	60%	0
III	0	15%	0	510	0	60%	0
IV	18.033	15%	2.627	510	1.340	60%	804
V	65.865	15%	9.597	510	4.894	60%	2.937
VI	197.581	15%	28.788	510	14.682	60%	8.809
VII	219.152	15%	31.930	510	16.285	60%	9.771
VIII	133.277	15%	19.418	510	9.903	60%	5.942
IX	1.935	15%	282	510	144	60%	86
X	4.074	15%	594	510	303	60%	182
XI	0	15%	0	510	0	60%	0
XII	0	15%	0	510	0	60%	0
Total	876.952		127.772		65.164		39.098

Tabla 6.6. Cuantificación residuos bebidas de infusión.

Bebidas de infusión

Región	Residuos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	Materia orgánica disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	0	10%	0	330	0	60%	0
I	0	10%	0	330	0	60%	0
II	0	10%	0	330	0	60%	0
III	0	10%	0	330	0	60%	0
IV	0	10%	0	330	0	60%	0
V	36.558	10%	3.656	330	1.206	60%	724
VI	36.558	10%	3.656	330	1.206	60%	724
VII	0	10%	0	330	0	60%	0
VIII	0	10%	0	330	0	60%	0
IX	0	10%	0	330	0	60%	0
X	0	10%	0	330	0	60%	0
XI	0	10%	0	330	0	60%	0
XII	0	10%	0	330	0	60%	0
Total	73.116		7.312		2.413		1.448

Tabla 6.7. Cuantificación residuos del trigo.

Cultivos Trigo

Región	Residuos totales [ton/año]	% residuos utilizables para biogás	Residuos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	38.309	85%	32.563	30%	9.769	500	4.884	60%	2.931
I	0	85%	0	30%	0	500	0	60%	0
II	0	85%	0	30%	0	500	0	60%	0
III	1.694	85%	1.440	30%	432	500	216	60%	130
IV	14.000	85%	11.900	30%	3.570	500	1.785	60%	1.071
V	47.000	85%	39.950	30%	11.985	500	5.993	60%	3.596
VI	128.400	85%	109.140	30%	32.742	500	16.371	60%	9.823
VII	266.838	85%	226.812	30%	68.044	500	34.022	60%	20.413
VIII	505.463	85%	429.644	30%	128.893	500	64.447	60%	38.668
IX	726.173	85%	617.247	30%	185.174	500	92.587	60%	55.552
X	187.578	85%	159.441	30%	47.832	500	23.916	60%	14.350
XI	0	85%	0	30%	0	500	0	60%	0
XII	0	85%	0	30%	0	500	0	60%	0
Total	1.915.455		1.628.137		488.441		244.221		146.532

Tabla 6.8. Cuantificación residuos del maíz.

Cultivos Maíz

Región	Residuos totales [ton/año]	% residuos utilizables para biogás	Residuos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	142.000	80%	113.600	20%	22.720	700	15.904	60%	9.542
I	0	80%	0	20%	0	700	0	60%	0
II	0	80%	0	20%	0	700	0	60%	0
III	1.410	80%	1.128	20%	226	700	158	60%	95
IV	5.840	80%	4.672	20%	934	700	654	60%	392
V	13.288	80%	10.630	20%	2.126	700	1.488	60%	893
VI	846.000	80%	676.800	20%	135.360	700	94.752	60%	56.851
VII	228.000	80%	182.400	20%	36.480	700	25.536	60%	15.322
VIII	53.460	80%	42.768	20%	8.554	700	5.988	60%	3.593
IX	910	80%	728	20%	146	700	102	60%	61
X	0	80%	0	20%	0	700	0	60%	0
XI	0	80%	0	20%	0	700	0	60%	0
XII	0	80%	0	20%	0	700	0	60%	0
Total	1.290.908		1.032.726		206.545		144.582		86.749

Tabla 6.9. Cuantificación residuos de la papa.

Cultivos Papa

Región	Residuos totales [ton/año]	% residuos utilizables para biogás	Residuos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	68.402	20%	13.680	10%	1.368	700	958	60%	575
I	0	20%	0	10%	0	700	0	60%	0
II	0	20%	0	10%	0	700	0	60%	0
III	2.769	20%	554	10%	55	700	39	60%	23
IV	109.620	20%	21.924	10%	2.192	700	1.535	60%	921
V	15.000	20%	3.000	10%	300	700	210	60%	126
VI	65.550	20%	13.110	10%	1.311	700	918	60%	551
VII	57.190	20%	11.438	10%	1.144	700	801	60%	480
VIII	128.320	20%	25.664	10%	2.566	700	1.796	60%	1.078
IX	302.400	20%	60.480	10%	6.048	700	4.234	60%	2.540
X	390.784	20%	78.157	10%	7.816	700	5.471	60%	3.283
XI	0	20%	0	10%	0	700	0	60%	0
XII	0	20%	0	10%	0	700	0	60%	0
Total	1.140.035		228.007		22.801		15.960		9.576

Tabla 6.10. Cuantificación residuos del raps.

Cultivos Raps

Región	Residuos totales [ton/año]	% residuos utilizables para biogás	Residuos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	0	80%	0	10%	0	200	0	60%	0
I	0	80%	0	10%	0	200	0	60%	0
II	0	80%	0	10%	0	200	0	60%	0
III	0	80%	0	10%	0	200	0	60%	0
IV	0	80%	0	10%	0	200	0	60%	0
V	0	80%	0	10%	0	200	0	60%	0
VI	0	80%	0	10%	0	200	0	60%	0
VII	486	80%	389	10%	39	200	8	60%	5
VIII	5.883	80%	4.706	10%	471	200	94	60%	56
IX	11.563	80%	9.250	10%	925	200	185	60%	111
X	4.179	80%	3.343	10%	334	200	67	60%	40
XI	0	80%	0	10%	0	200	0	60%	0
XII	0	80%	0	10%	0	200	0	60%	0
Total	22.111		17.689		1.769		354		212

Tabla 6.11. Cuantificación residuos de la remolacha.

Cultivos Remolacha

Región	Residuos totales [ton/año]	% residuos utilizables para biogás	Residuos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	0	4%	0	10%	0	500	0	60%	0
I	0	4%	0	10%	0	500	0	60%	0
II	0	4%	0	10%	0	500	0	60%	0
III	0	4%	0	10%	0	500	0	60%	0
IV	0	4%	0	10%	0	500	0	60%	0
V	0	4%	0	10%	0	500	0	60%	0
VI	70.644	4%	2.733	10%	273	500	137	60%	82
VII	832.370	4%	32.205	10%	3.220	500	1.610	60%	966
VIII	1.038.125	4%	40.166	10%	4.017	500	2.008	60%	1.205
IX	80.464	4%	3.113	10%	311	500	156	60%	93
X	256.700	4%	9.932	10%	993	500	497	60%	298
XI	0	4%	0	10%	0	500	0	60%	0
XII	0	4%	0	10%	0	500	0	60%	0
Total	2.278.303		88.149		8.815		4.407		2.644

Tabla 6.12. Cuantificación residuos de la poda de árboles.

Poda

Región	Residuos totales [m3/año]	Densidad de residuos húmedos [kg/m3 de residuo]	Residuos húmedos utilizables para biogás [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton residuo]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	11.700	60	702	270	190	70%	133
I	0	60	0	270	0	70%	0
II	0	60	0	270	0	70%	0
III	0	60	0	270	0	70%	0
IV	0	60	0	270	0	70%	0
V	2.800	60	168	270	45	70%	32
VI	8.800	60	528	270	143	70%	100
VII	1.000	60	60	270	16	70%	11
VIII	2.700	60	162	270	44	70%	31
IX	0	60	0	270	0	70%	0
X	0	60	0	270	0	70%	0
XI	0	60	0	270	0	70%	0
XII	0	60	0	270	0	70%	0
Total	27.000		1.620		437		306

Tabla 6.13. Cuantificación residuos de mataderos.

Mataderos

Región	Número de cabezas por año	Residuos sólidos utilizables para biogás [ton/año]	% MO disponible	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	1.881.242	300.638	15%	45.096	430	19.391	65%	12.604
I	0	0	15%	0	430	0	65%	0
II	0	0	15%	0	430	0	65%	0
III	0	0	15%	0	430	0	65%	0
IV	38.527	3.095	15%	464	430	200	65%	130
V	134.013	23.135	15%	3.470	430	1.492	65%	970
VI	2.775.513	85.583	15%	12.837	430	5.520	65%	3.588
VII	111.596	1.851	15%	278	430	119	65%	78
VIII	261.542	16.496	15%	2.474	430	1.064	65%	692
IX	254.082	18.041	15%	2.706	430	1.164	65%	756
X	410.147	6.194	15%	929	430	400	65%	260
XI	0	0	15%	0	430	0	65%	0
XII	0	0	15%	0	430	0	65%	0
Total	5.866.662	455.033		68.255		29.350		19.077

Tabla 6.14. Cuantificación residuos de grasas y aceites.

Grasas y aceites

Región	Residuos sólidos [ton/año]	% MO disponible	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	6.632	5%	305	430	131	70%	92
I	0	5%	0	430	0	70%	0
II	0	5%	0	430	0	70%	0
III	0	5%	0	430	0	70%	0
IV	0	5%	0	430	0	70%	0
V	30	5%	1	430	1	70%	0
VI	0	5%	0	430	0	70%	0
VII	219	5%	10	430	4	70%	3
VIII	0	5%	0	430	0	70%	0
IX	0	5%	0	430	0	70%	0
X	0	5%	0	430	0	70%	0
XI	0	5%	0	430	0	70%	0
XII	0	5%	0	430	0	70%	0
Total	6.881		317		136		95

Tabla 6.15. Cuantificación lodos de plantas de tratamiento de aguas.

Lodos PTA

Región	Caudales [m3/día]	Conversión a lodos húmedos [kg/m3]	Lodo húmedo [kg/día]	Conversión a lodos secos	Lodo seco [kg/día]	% MO disponible en lodo seco	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	1.470.352	0,88	1.293.910	0,46	595.198	60%	130.348	550	71.692	62%	44.449
I	83.048	0,88	73.082	0,46	33.618	60%	7.362	550	4.049	62%	2.511
II	93.020	0,88	81.858	0,46	37.654	60%	8.246	550	4.535	62%	2.812
III	49.102	0,88	43.210	0,46	19.876	60%	4.353	550	2.394	62%	1.484
IV	104.022	0,88	91.539	0,46	42.108	60%	9.222	550	5.072	62%	3.145
V	286.979	0,88	252.542	0,46	116.169	60%	25.441	550	13.993	62%	8.675
VI	121.492	0,88	106.913	0,46	49.179	60%	10.770	550	5.924	62%	3.673
VII	143.035	0,88	125.871	0,46	57.900	60%	12.680	550	6.974	62%	4.324
VIII	291.375	0,88	256.410	0,46	117.948	60%	25.831	550	14.207	62%	8.808
IX	118.903	0,88	104.635	0,46	48.132	60%	10.541	550	5.797	62%	3.594
X	134.068	0,88	117.980	0,46	54.270	60%	11.885	550	6.537	62%	4.053
XI	13.868	0,88	12.204	0,46	5.613	60%	1.229	550	676	62%	419
XII	29.779	0,88	26.206	0,46	12.054	60%	2.640	550	1.452	62%	900
Total	2.939.043		2.586.358		1.189.719		260.549		143.302		88.847

Tabla 6.16. Cuantificación residuos sólidos urbanos.

RSU

Región	Basura [ton/año]	% MO en la basura	MO disponible [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton MO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	2.141.508	54%	1.160.697	60	69.642	50%	34.821
I	145.495	54%	78.858	60	4.731	50%	2.366
II	167.554	54%	90.814	60	5.449	50%	2.724
III	83.299	54%	45.148	60	2.709	50%	1.354
IV	210.281	54%	113.973	60	6.838	50%	3.419
V	571.628	54%	309.822	60	18.589	50%	9.295
VI	259.655	54%	140.733	60	8.444	50%	4.222
VII	305.697	54%	165.688	60	9.941	50%	4.971
VIII	622.731	54%	337.520	60	20.251	50%	10.126
IX	286.608	54%	155.341	60	9.320	50%	4.660
X	333.453	54%	180.731	60	10.844	50%	5.422
XI	31.716	54%	17.190	60	1.031	50%	516
XII	47.857	54%	25.939	60	1.556	50%	778
Total	5.207.481		2.822.455		169.347		84.674

Tabla 6.17. Cuantificación residuos de pollos.

Avícola Pollos

Región	Aves	Densidad de MO [kg/ave/año]	MO disponible [ton/año]	Factor de conversión a DQO removibles	DQO removibles [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton DQO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	80.492.667	3	241.478	1,5	362.217	520	188.353	58%	109.245
I	10.527.902	3	31.584	1,5	47.376	520	24.635	58%	14.288
II	0	3	0	1,5	0	520	0	58%	0
III	0	3	0	1,5	0	520	0	58%	0
IV	0	3	0	1,5	0	520	0	58%	0
V	5.010.929	3	15.033	1,5	22.549	520	11.726	58%	6.801
VI	108.378.467	3	325.135	1,5	487.703	520	253.606	58%	147.091
VII	0	3	0	1,5	0	520	0	58%	0
VIII	216.490	3	649	1,5	974	520	507	58%	294
IX	0	3	0	1,5	0	520	0	58%	0
X	0	3	0	1,5	0	520	0	58%	0
XI	0	3	0	1,5	0	520	0	58%	0
XII	0	3	0	1,5	0	520	0	58%	0
Total	204.626.455		613.879		920.819		478.826		277.719

Tabla 6.18. Cuantificación residuos de aves ponedoras.

Avícola Ponedoras

Región	Aves	Densidad de MO [kg/ave/año]	MO disponible [ton/año]	Factor de conversión a DQO removibles	DQO removibles [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton DQO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	3.941.033	14	55.174	1,5	82.762	520	43.036	58%	24.961
I	0	14	0	1,5	0	520	0	58%	0
II	0	14	0	1,5	0	520	0	58%	0
III	0	14	0	1,5	0	520	0	58%	0
IV	732.063	14	10.249	1,5	15.373	520	7.994	58%	4.637
V	2.652.570	14	37.136	1,5	55.704	520	28.966	58%	16.800
VI	437.052	14	6.119	1,5	9.178	520	4.773	58%	2.768
VII	764.841	14	10.708	1,5	16.062	520	8.352	58%	4.844
VIII	972.441	14	13.614	1,5	20.421	520	10.619	58%	6.159
IX	0	14	0	1,5	0	520	0	58%	0
X	0	14	0	1,5	0	520	0	58%	0
XI	0	14	0	1,5	0	520	0	58%	0
XII	0	14	0	1,5	0	520	0	58%	0
Total	9.500.000		133.000		199.500		103.740		60.169

Tabla 6.19. Cuantificación residuos de pavos.

Avícola Pavos

Región	Aves	Densidad de MO [kg/ave/año]	MO disponible [ton/año]	Factor de conversión a DQO removibles	DQO removibles [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton DQO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	3.850.000	5	19.250	1,5	28.875	520	15.015	58%	8.709
I	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
II	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
III	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
IV	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
V	7.150.000	5	35.750	1,5	53.625	520	27.885	58%	16.173
VI	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
VII	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
VIII	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
IX	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
X	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
XI	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
XII	0	5	0	1,5	0	520	0	58%	0
Total	11.000.000		55.000		82.500		42.900		24.882

Tabla 6.20. Cuantificación residuos industriales líquidos.

Riles

Región	Riles [kg/día]	Factor de conversión a DQO	DQO [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton DQO]	Rendimiento sistema anaerobico	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	134.024	1	48.919	500	65%	15.899	60%	9.539
I	856	1	312	500	65%	102	60%	61
II	958	1	350	500	65%	114	60%	68
III	10.833	1	3.954	500	65%	1.285	60%	771
IV	58.570	1	21.378	500	65%	6.948	60%	4.169
V	36.563	1	13.345	500	65%	4.337	60%	2.602
VI	13.351	1	4.873	500	65%	1.584	60%	950
VII	6.191	1	2.260	500	65%	734	60%	441
VIII	67.499	1	24.637	500	65%	8.007	60%	4.804
IX	23.267	1	8.492	500	65%	2.760	60%	1.656
X	42.506	1	15.515	500	65%	5.042	60%	3.025
XI	2.858	1	1.043	500	65%	339	60%	203
XII	5.798	1	2.116	500	65%	688	60%	413
Total	403.274		147.195			47.838		28.703

Tabla 6.21. Cuantificación residuos vacunos.

Vacunos

Región	Número de cabezas	Densidad de MO [kg/cabeza/día]	MO disponible [ton/año]	Factor de conversión a DQO removibles	DQO removibles [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton DQO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	272.718	1,84	183.157	0,8	146.526	500	73.263	60%	43.958
I	2.744	1,84	1.843	0,8	1.474	500	737	60%	442
II	8.020	1,84	5.386	0,8	4.309	500	2.154	60%	1.293
III	49	1,84	33	0,8	26	500	13	60%	8
IV	16.123	1,84	10.828	0,8	8.663	500	4.331	60%	2.599
V	52.524	1,84	35.275	0,8	28.220	500	14.110	60%	8.466
VI	29.674	1,84	19.929	0,8	15.943	500	7.972	60%	4.783
VII	29.399	1,84	19.744	0,8	15.795	500	7.898	60%	4.739
VIII	102.622	1,84	68.921	0,8	55.137	500	27.568	60%	16.541
IX	104.166	1,84	69.958	0,8	55.966	500	27.983	60%	16.790
X	178.732	1,84	120.036	0,8	96.029	500	48.015	60%	28.809
XI	11.805	1,84	7.928	0,8	6.343	500	3.171	60%	1.903
XII	12.653	1,84	8.498	0,8	6.798	500	3.399	60%	2.039
Total	821.229		551.537		441.230		220.615		132.369

Tabla 6.22. Cuantificación residuos porcinos.

Porcinos

Región	Número de cabezas	Densidad de MO [kg/cabeza/día]	MO disponible [ton/año]	Factor de conversión a DQO removibles	DQO removibles [ton/año]	Productividad [m3 biogás/ton DQO]	Biogás [miles m3/año]	% metano en biogás	Metano [miles m3/año]
RM	1.208.454	0,33	145.558	0,8	116.447	480	55.894	62%	34.655
I	1.007	0,33	121	0,8	97	480	47	62%	29
II	554	0,33	67	0,8	53	480	26	62%	16
III	0	0,33	0	0,8	0	480	0	62%	0
IV	389	0,33	47	0,8	37	480	18	62%	11
V	3.347	0,33	403	0,8	323	480	155	62%	96
VI	2.595.825	0,33	312.667	0,8	250.134	480	120.064	62%	74.440
VII	50.873	0,33	6.128	0,8	4.902	480	2.353	62%	1.459
VIII	41.095	0,33	4.950	0,8	3.960	480	1.901	62%	1.178
IX	31.783	0,33	3.828	0,8	3.063	480	1.470	62%	911
X	40.248	0,33	4.848	0,8	3.878	480	1.862	62%	1.154
XI	816	0,33	98	0,8	79	480	38	62%	23
XII	275	0,33	33	0,8	26	480	13	62%	8
Total	3.974.666		478.749		382.999		183.839		113.980

6.3. Sobre la disponibilidad de la biomasa

A continuación muestran los criterios utilizados en la definición de las disponibilidades mínimas y máximas para las distintas biomásas. Adicionalmente al final de este anexo se muestra una tabla con el valor de dichas disponibilidades. Cabe destacar que esta información de extrajo de la referencia [3].

- **Desechos de la industria vitivinícola:** En la actualidad el 81% de los residuos sólidos provenientes de la industria del vino son recolectados por Industrias Vínicas, lo que favorece su metanización. Del 19% que no son recolectadas, se suponen pérdidas del 5%.
- **Procesamiento de los residuos del vino:** Corresponde al 80% de los residuos que son retirados de las bodegas productoras de vinos. Se supone una generación del 80% de residuos luego de su procesamiento.
- **Desechos de la producción de cerveza:** La industria cervecera está concentrada, siendo CCU el principal productor. En tres plantas se concentra más del 95% de la producción de

cerveza. Se supone una pérdida del 5% y que parte del orujo puede emplearse como alimento animal.

- **Desechos lácteos:** La industria láctea genera residuos sólidos en una forma más bien fugitiva y su recolección en forma separada no va más allá del 10%. El costo de separar en origen no justifica un uso mayor.
- **Desechos de frutas y verduras:** Al ser una industria dispersa, se supone que sólo las empresas de un cierto tamaño pueden generar residuos metanizables. Además, parte de los residuos son utilizados como alimento animal.
- **Desechos del procesamiento de bebidas de infusión:** Industria concentrada en dos firmas y con potencial de utilizar los residuos. Se supone pérdidas del 5%.
- **Desechos de los cultivos de temporada:** Estos residuos están muy dispersos y no es esperable recuperar más del 25%.
- **Desechos de poda de árboles:** Sólo las municipalidades grandes tendrían los recursos para su separación y posible procesamiento.
- **Residuos de mataderos:** Los desechos sólidos de matadero en general son utilizados para la elaboración de harinas y sólo entre el 10 y el 25% estarían disponibles para metanizar.
- **Grasas y aceites:** Estos residuos tienen en general un valor de mercado, por lo cual sería muy difícil competir con un mercado ya establecido de grasas y aceites para desviar su uso hacia fines energéticos.
- **Lodos de plantas de tratamiento de aguas (PTA):** El 50 % que se metaniza es el valor mínimo. Del resto se descarta el 20% proveniente de plantas más chicas.
- **Residuos sólidos urbanos (RSU):** Existe un porcentaje de rellenos que tienen captación de biogás, pero se recupera sólo el 30%. Existe no menos del 20% que puede metanizarse en reactores.
- **Estiércol avícola:** Es una industria altamente concentrada y con residuos de fácil metanización. Se considera una pérdida del 3%.
- **Residuos industriales líquidos (RILES):** Con la entrada en vigencia de la normativa consignada en el decreto D.S. 90, las industrias deberán tener plantas de tratamiento. Sin embargo, si sigue la tendencia actual, más del 60% de las plantas serán aerobicas.

- **Estiércol vacuno:** En el sur un 5% de los planteles están estabulados. En el centro un 50%, lo que entrega la cota máxima. Además, se considera una fracción de las excretas para planteles no estabulados para los momentos en que los animales están en ordeña.
- **Estiércol porcino:** El 50% ya se metaniza y existe el potencial para los otros planteles, menos para el 5% más pequeño que en general no requieren sistemas de tratamiento.

Tabla 6.23. Factores de disponibilidad biomasa.

Disponibilidad de Biomasa	Mín	Max
Vitivinícola	0,8	0,95
Procesadora residuos vitivinícola	0,64	0,76
Cervecera	0,8	0,95
Lácteos	0,05	0,1
Conservas	0,2	0,4
Bebidas de infusión	0,8	0,95
Desechos de plantaciones	0,15	0,25
Poda y maleza	0,1	0,15
Residuos de mataderos	0,1	0,25
Grasas y aceites	0	0,2
Lodos de PTA	0,5	0,8
RSU	0,5	0,8
Estiércol avícola	0,9	0,97
RIL	0	0,27
Estiércol vacuno	0,1	0,25
Estiércol porcino	0,5	0,95

6.4. Valores de energía y potencia por tipo de biomasa

A continuación se muestran las tablas que resumen la energía y potencia posible de extraer por región del país y por tipo de biomasa. Cabe destacar que se encuentran en tablas separadas los valores máximos teóricos, mínimos disponibles y máximos disponibles. Es en base a estas tablas con las cuales se confeccionaron los gráficos de la Figura 3.1 y Figura 3.3.

RESUMEN POTENCIAL MÁXIMO TEÓRICO ENERGÍA ELÉCTRICA [MWh/año]

Región	Vitivinícola	Procesador a residuos del vino	Cervecería	Lácteos	Fritas y Verduras	Bebidas de Infusión	Cultivos de temporada	Desechos de poda	Miadereros	Grasas y Aceites	Lodos PTA	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	Avícola	Residuos Industriales Líquidos (RILES)	Vacuno	Porcino	Total	% del Total
RM	2.887	0	12.404	1.787	33.175	0	40.959	417	39.567	288	139.534	109.310	448.638	29.945	137.993	108.788	1.105.693	30,71%
I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7.881	7.427	44.855	191	1.388	91	61.833	1,72%
II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.827	8.553	0	214	4.058	50	21.702	0,60%
III	0	0	0	0	0	0	777	0	0	0	4.660	4.252	0	2.420	25	0	12.134	0,34%
IV	265	0	0	0	2.524	0	7.485	0	407	0	9.872	10.734	14.555	13.086	8.158	35	67.120	1,86%
V	601	0	0	0	9.218	2.272	14.486	100	3.045	1	27.234	29.178	124.860	8.169	26.577	901	246.042	6,83%
VI	2.761	0	0	0	27.653	2.272	211.289	313	11.264	0	11.529	13.254	470.440	2.983	15.015	233.682	1.002.455	27,84%
VII	9.784	53.431	0	0	30.672	0	116.734	36	244	10	13.574	15.604	15.207	1.383	14.876	4.580	276.134	7,67%
VIII	275	0	0	1.432	18.653	0	140.008	96	2.171	0	27.651	31.786	20.257	15.082	51.926	3.699	313.036	8,69%
IX	0	0	4.652	2.515	271	0	183.198	0	2.374	0	11.284	14.629	0	5.199	52.707	2.861	279.689	7,77%
X	8	0	0	1.010	570	0	56.413	0	815	0	12.723	17.021	0	9.497	90.437	3.623	192.117	5,34%
XI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.316	1.619	0	639	5.973	73	9.620	0,27%
XII	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.826	2.443	0	1.295	6.402	25	12.991	0,36%
Total	16.580	53.431	17.056	6.743	122.737	4.545	771.349	961	59.888	299	278.910	265.808	1.138.812	90.105	415.534	357.809	3.600.567	100,00%
% del Total	0,46%	1,48%	0,47%	0,19%	3,41%	0,13%	21,42%	0,03%	1,66%	0,01%	7,75%	7,38%	31,63%	2,50%	11,54%	9,94%	100,00%	100,00%

Tabla 6.24. Energía eléctrica teórica por región y por tipo de biomasa.

RESUMEN POTENCIAL MÍNIMO DISPONIBLE ENERGÍA ELÉCTRICA [MWh/año]

Región	Vitivinícola	Procesador a residuos del vino	Cervecería	Lácteos	Frutas y Verduras	Bebidas de Infusión	Cultivos de temporada	Desechos de poda	Mataderos	Grasas y Aceites	Lodos PTA	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	Avícola	Residuos Industriales Líquidos (RILES)	Vacuno	Porcino	Total	% del Total
RM	2.310	0	9.923	89	6.635	0	6.144	42	3.957	0	69.767	54.655	403.774	0	13.799	54.394	625.489	36,17%
I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.941	3.713	40.369	0	139	45	48.207	2,79%
II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.414	4.276	0	0	406	25	9.121	0,53%
III	0	0	0	0	0	0	117	0	0	0	2.330	2.126	0	0	2	0	4.575	0,26%
IV	212	0	0	0	505	0	1.123	0	41	0	4.936	5.367	13.100	0	816	18	26.115	1,51%
V	480	0	0	0	1.844	1.818	2.173	10	304	0	13.617	14.589	112.374	0	2.658	151	150.018	8,68%
VI	2.209	0	0	0	5.531	1.818	31.693	31	1.126	0	5.765	6.627	423.396	0	1.501	116.841	596.538	34,50%
VII	7.827	34.196	0	0	6.134	0	17.510	4	24	0	6.787	7.802	13.686	0	1.488	2.290	97.748	5,65%
VIII	220	0	0	72	3.731	0	21.001	10	217	0	13.825	15.893	18.231	0	5.193	1.850	80.242	4,64%
X	0	0	3.721	126	54	0	27.480	0	237	0	5.642	7.315	0	0	5.271	1.431	51.276	2,97%
XI	6	0	0	51	114	0	8.462	0	82	0	6.361	8.510	0	0	9.044	1.812	34.441	1,99%
XII	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	658	809	0	0	597	37	2.101	0,12%
XIII	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.413	1.221	0	0	640	12	3.287	0,19%
Total	13.264	34.196	13.645	337	24.547	3.636	115.702	96	5.989	0	139.455	132.904	1.024.931	0	41.553	178.904	1.729.160	100,00%
% del Total	0,77%	1,98%	0,79%	0,02%	1,42%	0,21%	6,69%	0,01%	0,35%	0,00%	8,06%	7,69%	59,27%	0,00%	2,40%	10,35%	100,00%	

Tabla 6.25. Energía eléctrica mínima disponible por región y por tipo de biomasa.

RESUMEN POTENCIAL MÁXIMO DISPONIBLE ENERGÍA ELÉCTRICA [MWh/año]																		
Región	Vitivinícola	Procesador a residuos del vino	Cervecera	Lácteos	Frutas y Verduras	Bebidas de Infusión	Cultivos de temporada	Desechos de poda	Mataaderos	Grasas y Aceites	Lodos PTA	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	Avícola	Residuos Industriales Líquidos (RILES)	Vacuno	Porcino	Total	% del Total
III	2.743	0	11.784	179	13.270	0	10.240	62	9.892	58	111.627	87.448	435.179	8.085	34.498	103.348	828.414	35,35%
I	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.305	5.941	43.509	52	347	86	56.240	2,40%
II	0	0	0	0	0	0	194	0	0	0	7.062	6.842	0	58	1.015	47	15.024	0,64%
V	251	0	0	0	1.010	0	1.871	0	102	0	7.897	8.587	14.119	3.533	2.040	33	39.443	1,68%
VII	571	0	0	0	3.687	2.159	3.621	15	761	0	21.787	23.342	121.115	2.206	6.644	286	186.195	7,95%
VI	2.623	0	0	0	11.061	2.159	52.822	47	2.816	0	9.223	10.603	456.327	805	3.754	221.998	774.238	33,04%
VI	9.295	40.608	0	0	12.269	0	29.184	5	61	2	10.859	12.483	14.751	373	3.719	4.351	137.959	5,89%
VIII	261	0	0	143	7.461	0	35.002	14	543	0	22.121	25.429	19.649	4.072	12.981	3.514	131.192	5,60%
X	0	0	4.419	251	108	0	45.799	0	594	0	9.027	11.704	0	1.404	13.177	2.718	89.201	3,81%
X	8	0	0	101	228	0	14.103	0	204	0	10.178	13.616	0	2.564	22.609	3.442	67.054	2,86%
XI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.063	1.295	0	172	1.493	70	4.083	0,17%
XII	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.261	1.954	0	350	1.601	24	6.189	0,26%
Total	15.751	40.608	16.203	674	49.095	4.317	192.837	144	14.972	60	223.128	212.647	1.104.648	24.328	103.884	339.918	2.343.214	100,00%
% del Total	0,67%	1,73%	0,69%	0,03%	2,10%	0,18%	8,23%	0,01%	0,64%	0,00%	9,52%	9,08%	47,14%	1,04%	4,43%	14,51%	100,00%	

Tabla 6.26. Energía eléctrica máxima disponible por región y por tipo de biomasa.

RESUMEN POTENCIAL MÁXIMO TEÓRICO POTENCIA ELÉCTRICA [MW]

Región	Vitivinícola	Procesador a residuos del vino	Cervecería	Lácteos	Frutas y Verduras	Bebidas de Infusión	Cultivos de temporada	Desechos de paja	Madereros	Grasas y Aceites	Lodos PTA	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	Avícola	Residuos Industriales Líquidos (RILES)	Vacuno	Porcino	Total	% del Total
III	0,412	0,000	1,770	0,255	4,734	0,000	5,845	0,059	5,646	0,041	19,911	15,598	64,018	4,273	19,691	15,523	157,776	30,71%
I	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,125	1,060	6,400	0,027	0,198	0,013	8,823	1,72%
II	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,111	0,000	0,000	0,000	1,260	1,220	0,000	0,031	0,579	0,007	3,097	0,60%
V	0,038	0,000	0,000	0,000	0,360	0,000	1,068	0,000	0,058	0,000	1,409	1,532	2,077	1,867	1,164	0,005	9,578	1,86%
VII	0,086	0,000	0,000	0,000	1,315	0,324	2,067	0,014	0,434	0,000	3,886	4,164	17,817	1,166	3,792	0,043	35,109	6,83%
VI	0,394	0,000	0,000	0,000	3,946	0,324	30,150	0,045	1,607	0,000	1,645	1,891	67,129	0,426	2,143	33,345	143,044	27,84%
VIII	1,396	7,624	0,000	0,000	4,377	0,000	16,657	0,005	0,035	0,001	1,937	2,227	2,170	0,197	2,123	0,653	39,403	7,67%
IX	0,039	0,000	0,000	0,204	2,662	0,000	19,978	0,014	0,310	0,000	3,946	4,536	2,891	2,152	7,409	0,528	44,668	8,69%
X	0,000	0,000	0,664	0,359	0,039	0,000	26,141	0,000	0,339	0,000	1,610	2,088	0,000	0,742	7,521	0,408	39,910	7,77%
XI	0,001	0,000	0,000	0,144	0,081	0,000	8,050	0,000	0,116	0,000	1,815	2,429	0,000	1,355	12,905	0,517	27,414	5,34%
XII	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,188	0,231	0,000	0,091	0,852	0,010	1,373	0,27%
XIII	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,403	0,349	0,000	0,185	0,914	0,004	1,854	0,36%
Total	2,366	7,624	2,434	0,962	17,514	0,648	110,067	0,137	8,546	0,043	39,799	37,999	162,502	12,857	59,294	51,057	513,779	100,00%
% del Total	0,46%	1,48%	0,47%	0,19%	3,41%	0,13%	21,42%	0,03%	1,66%	0,01%	7,75%	7,38%	31,63%	2,50%	11,54%	9,94%	100,00%	

Tabla 6.27. Potencia eléctrica teórica por región y por tipo de biomasa.

RESUMEN POTENCIAL MÍNIMO DISPONIBLE POTENCIA ELÉCTRICA [MW]

Región	Vitivinicola	Procesador a residuos del vino	Cervecera	Lácteos	Frutas y Verduras	Bebidas de Infusión	Cultivos de temporada	Desechos de poda	Mataderos	Grasas y Aceites	Lodos PTA	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	Avícola	Residuos Industriales Líquidos (RILES)	Vacuno	Porcino	Total	% del Total
IV	0,330	0,000	1,416	0,013	0,947	0,000	0,877	0,006	0,565	0,000	9,955	7,799	57,616	0,000	1,969	7,762	89,254	36,17%
	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,562	0,530	5,760	0,000	0,020	0,006	6,879	2,79%
	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,630	0,610	0,000	0,000	0,058	0,004	1,301	0,53%
I	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,017	0,000	0,000	0,000	0,332	0,303	0,000	0,000	0,000	0,000	0,653	0,26%
V	0,030	0,000	0,000	0,000	0,072	0,000	0,160	0,000	0,006	0,000	0,704	0,766	1,869	0,000	0,116	0,002	3,727	1,51%
	0,069	0,000	0,000	0,000	0,263	0,259	0,310	0,001	0,043	0,000	1,943	2,082	16,035	0,000	0,379	0,021	21,407	8,68%
VI	0,315	0,000	0,000	0,000	0,789	0,259	4,522	0,004	0,161	0,000	0,823	0,946	60,416	0,000	0,214	16,673	85,122	34,50%
II	1,117	4,880	0,000	0,000	0,875	0,000	2,499	0,001	0,003	0,000	0,968	1,113	1,953	0,000	0,212	0,327	13,948	5,65%
III	0,031	0,000	0,000	0,010	0,532	0,000	2,997	0,001	0,031	0,000	1,973	2,268	2,601	0,000	0,741	0,264	11,450	4,64%
X	0,000	0,000	0,531	0,018	0,008	0,000	3,921	0,000	0,034	0,000	0,805	1,044	0,000	0,000	0,752	0,204	7,317	2,97%
	0,001	0,000	0,000	0,007	0,016	0,000	1,207	0,000	0,012	0,000	0,908	1,214	0,000	0,000	1,290	0,259	4,915	1,99%
I	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,094	0,116	0,000	0,000	0,085	0,005	0,300	0,12%
III	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,202	0,174	0,000	0,000	0,091	0,002	0,469	0,19%
Total	1,893	4,880	1,947	0,048	3,503	0,519	16,510	0,014	0,855	0,000	19,899	18,965	146,252	0,000	5,929	25,529	246,741	100,00%
% del Total	0,77%	1,98%	0,79%	0,02%	1,42%	0,21%	6,69%	0,01%	0,35%	0,00%	8,06%	7,69%	59,27%	0,00%	2,40%	10,35%	100,00%	

Tabla 6.28. Potencia eléctrica mínima disponible por región y por tipo de biomasa.

RESUMEN POTENCIAL MÁXIMO DISPONIBLE POTENCIA ELÉCTRICA [MW]

Región	Vitivinícola	Procesador de residuos del vino	Cervecería	Lácteos	Frutas y Verduras	Bebidas de Intusión	Cultivos de temporada	Desechos de poda	Madereros	Grasas y Aceites	Lodos PTA	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	Avícola	Residuos Industriales Líquidos (RILES)	Vacuino	Porcino	Total	% del Total
III	0,391	0,000	1,681	0,025	1,894	0,000	1,461	0,009	1,412	0,008	15,929	12,478	62,097	1,154	4,923	14,747	118,210	35,35%
	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,900	0,848	6,208	0,007	0,050	0,012	8,025	2,40%
	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	1,008	0,976	0,000	0,008	0,145	0,007	2,144	0,64%
I	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,028	0,000	0,000	0,000	0,532	0,485	0,000	0,093	0,001	0,000	1,139	0,34%
V	0,036	0,000	0,000	0,000	0,144	0,000	0,267	0,000	0,015	0,000	1,127	1,225	2,015	0,504	0,291	0,005	5,628	1,68%
	0,081	0,000	0,000	0,000	0,526	0,308	0,517	0,002	0,109	0,000	3,109	3,331	17,282	0,315	0,948	0,041	26,569	7,95%
I	0,374	0,000	0,000	0,000	1,578	0,308	7,537	0,007	0,402	0,000	1,316	1,513	65,115	0,115	0,536	31,678	110,479	33,04%
II	1,326	5,794	0,000	0,000	1,751	0,000	4,164	0,001	0,009	0,000	1,550	1,781	2,105	0,053	0,531	0,621	19,686	5,89%
III	0,037	0,000	0,000	0,020	1,065	0,000	4,995	0,002	0,077	0,000	3,156	3,629	2,804	0,581	1,852	0,501	18,720	5,60%
X	0,000	0,000	0,000	0,031	0,015	0,000	6,535	0,000	0,085	0,000	1,288	1,670	0,000	0,200	1,880	0,388	12,728	3,81%
X	0,001	0,000	0,000	0,014	0,033	0,000	2,012	0,000	0,029	0,000	1,452	1,943	0,000	0,366	3,226	0,491	9,568	2,86%
I	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,150	0,185	0,000	0,025	0,213	0,010	0,583	0,17%
II	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,323	0,279	0,000	0,050	0,228	0,003	0,883	0,26%
Total	2,248	5,794	2,312	0,096	7,006	0,616	27,517	0,021	2,136	0,009	31,839	30,343	157,627	3,472	14,824	48,504	334,363	100,00%
% del Total	0,67%	1,73%	0,69%	0,03%	2,10%	0,18%	8,23%	0,01%	0,64%	0,00%	9,52%	9,08%	47,14%	1,04%	4,43%	14,51%	100,00%	

Tabla 6.29. Potencia eléctrica máxima disponible por región y por tipo de biomasa.

RESUMEN POTENCIAL MÁXIMO TEÓRICO POTENCIA ELÉCTRICA [MW]

Región	Vitivinícola	Procesador a residuos del vino	Cervecería	Lácteos	Frutas y Verduras	Bebidas de Infusión	Cultivos de temporada	Desechos de poda	Madereros	Grasas y Aceites	Lodos PTA	Residuos Sólidos Urbanos (RSU)	Avícola	Residuos Industriales Líquidos (RILES)	Vacuno	Porcino	Total	% del Total
I	0,075%	0,000%	0,321%	0,046%	0,859%	0,000%	1,061%	0,011%	1,025%	0,007%	3,644%	2,831%	11,620%	0,776%	3,574%	2,818%	28,638%	30,71%
II	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,204%	0,192%	1,162%	0,005%	0,036%	0,002%	1,601%	1,72%
III	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,229%	0,222%	0,000%	0,000%	0,105%	0,001%	0,562%	0,60%
IV	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,020%	0,000%	0,000%	0,000%	0,121%	0,110%	0,000%	0,063%	0,001%	0,000%	0,314%	0,34%
V	0,007%	0,000%	0,000%	0,000%	0,065%	0,000%	0,194%	0,000%	0,011%	0,000%	0,256%	0,278%	0,377%	0,339%	0,211%	0,001%	1,738%	1,86%
VI	0,016%	0,000%	0,000%	0,000%	0,239%	0,059%	0,375%	0,003%	0,079%	0,000%	0,705%	0,756%	3,234%	0,217%	0,688%	0,008%	6,373%	6,83%
VII	0,072%	0,000%	0,000%	0,000%	0,716%	0,059%	5,472%	0,008%	0,292%	0,000%	0,299%	0,343%	12,185%	0,077%	0,389%	6,052%	25,964%	27,84%
VIII	0,253%	1,384%	0,000%	0,000%	0,794%	0,000%	3,023%	0,001%	0,006%	0,000%	0,352%	0,404%	0,394%	0,036%	0,385%	0,119%	7,152%	7,67%
IX	0,007%	0,000%	0,000%	0,037%	0,483%	0,000%	3,626%	0,002%	0,056%	0,000%	0,716%	0,823%	0,525%	0,391%	1,345%	0,096%	8,108%	8,69%
X	0,000%	0,000%	0,120%	0,065%	0,007%	0,000%	4,745%	0,000%	0,061%	0,000%	0,292%	0,379%	0,000%	0,135%	1,365%	0,074%	7,244%	7,77%
XI	0,000%	0,000%	0,000%	0,026%	0,015%	0,000%	1,461%	0,000%	0,021%	0,000%	0,330%	0,441%	0,000%	0,246%	2,342%	0,094%	4,976%	5,34%
XII	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,034%	0,042%	0,000%	0,017%	0,155%	0,002%	0,249%	0,27%
Total	0,46%	1,48%	0,47%	0,19%	3,41%	0,13%	21,42%	0,03%	1,66%	0,01%	7,75%	7,36%	31,63%	2,50%	11,54%	9,94%	100,00%	100,00%

Tabla 6.30. Distribución porcentual de la potencia eléctrica teórica por región y por tipo de biomasa.

6.5. Sobre la producción avícola en Chile

A continuación muestra una tabla que indica la producción mensual de aves en Chile, entre los años 1999 y 2009. Mediante ésta se pudo establecer la variación mensual en la cantidad de biomasa producida y que tendrá una alta correlación con la variación mensual de energía a producir.

Ton Producidas	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Enero	28.208,41	28.852,88	35.064,59	33.137,94	28.768,65	34.224,97	34.177,73	39.661,76	43.619,44	42.423,42	41.378,84
Febrero	25.677,53	29.036,95	31.476,40	30.028,66	28.805,18	30.527,91	32.871,65	40.620,69	39.247,22	41.506,63	37.548,82
Marzo	28.909,61	31.525,76	34.145,64	29.144,60	33.181,77	34.896,81	35.654,77	45.734,28	43.051,18	41.167,81	40.489,04
Abril	27.136,07	28.074,67	31.106,07	34.649,44	33.336,31	34.700,95	37.264,61	38.672,44	37.458,22	43.230,90	41.044,30
Mayo	26.840,66	32.779,80	34.589,67	36.527,86	35.611,66	36.850,79	38.140,54	46.579,99	41.609,04	41.847,66	40.932,89
Junio	27.596,27	29.760,99	35.424,74	30.012,44	31.085,19	37.187,32	38.152,56	42.960,41	40.404,70	42.013,08	44.980,38
Julio	29.767,70	30.191,10	37.117,74	33.129,17	32.413,95	40.307,31	40.056,81	43.669,35	36.851,87	43.914,04	45.098,68
Agosto	28.328,38	31.576,63	36.845,44	31.813,80	29.376,84	38.182,01	38.883,14	44.171,91	37.902,69	39.760,55	44.302,25
Septiembre	27.306,01	28.847,70	32.591,98	27.701,15	30.892,21	38.048,65	39.433,83	40.986,52	34.095,14	37.503,54	38.529,58
Octubre	29.374,22	33.914,59	35.767,64	30.602,45	32.838,43	39.478,46	39.132,65	44.506,11	41.228,68	41.956,76	42.583,15
Noviembre	30.489,27	35.458,61	30.600,34	28.218,80	31.561,83	39.327,93	39.352,07	41.772,32	41.216,20	41.846,28	43.860,05
Diciembre	34.380,71	38.091,69	33.117,19	32.699,92	40.863,86	42.499,88	43.568,31	47.712,42	43.777,54	46.735,24	46.771,03
Total	344.014,84	378.111,37	407.847,44	377.666,23	388.735,88	446.232,99	456.688,67	517.048,20	480.461,92	503.905,91	507.519,01
Crecimiento anual	-	9,91%	7,86%	-7,40%	2,93%	14,79%	2,34%	13,22%	-7,08%	4,88%	0,72%

Tabla 6.31. Datos históricos mensuales de la producción avícola en Chile.

6.6. Flujos de caja

A continuación presentan las tablas de los flujos de caja calculados para cada uno de los tres escenarios de precios analizados. En estos se consideran los valores base del precio nudo de potencia, precio de venta de bonos de carbono y valor de la tasa de descuento.

Item (miles de US\$)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Ingresos																						
Venta de Energía	0,00	2.859,22	2.886,09	2.913,22	2.940,61	2.968,25	2.996,15	3.024,31	3.052,74	3.081,44	3.110,40	3.139,64	3.169,15	3.198,94	3.229,01	3.259,37	3.290,00	3.320,93	3.352,15	3.383,66	3.415,46	
Venta de Potencia	0,00	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	
Venta Bonos de Carbono	0,00	141,62	145,87	150,25	154,75	159,40	164,18	169,10	174,18	179,40	184,78	190,33	196,04	201,92	207,98	214,21	220,64	227,26	234,08	241,10	248,33	
Total Ingresos	0,00	3.409,08	3.440,20	3.471,71	3.503,60	3.535,88	3.576,81	3.618,65	3.661,46	3.705,24	3.749,99	3.795,72	3.842,43	3.890,10	3.938,73	3.988,34	4.038,91	4.090,44	4.142,94	4.196,41	4.250,84	
Costos																						
Costo de la biomasa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Costo de operación	0,00	-120,75	-124,37	-128,10	-131,95	-135,90	-139,98	-144,18	-148,51	-152,96	-157,55	-162,28	-167,14	-172,16	-177,32	-182,64	-188,12	-193,77	-199,58	-205,57	-211,73	
Costo de mantenimiento	0,00	-191,96	-197,72	-203,65	-209,76	-216,05	-222,53	-229,21	-236,08	-243,16	-250,46	-257,97	-265,71	-273,68	-281,89	-290,35	-299,06	-308,03	-317,27	-326,79	-336,60	
Total Costos	0,00	-312,70	-322,09	-331,75	-341,70	-351,95	-362,51	-373,39	-384,59	-396,13	-408,01	-420,25	-432,86	-445,84	-459,22	-472,99	-487,18	-501,80	-516,85	-532,36	-548,33	
Depreciación (-)	0,00	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	
Utilidad antes de impuesto	0,00	2.499,30	2.521,05	2.542,89	2.564,83	2.586,86	2.598,91	2.597,12	2.593,42	2.588,80	2.583,42	2.577,27	2.570,25	2.562,34	2.553,55	2.543,88	2.533,34	2.521,89	2.509,54	2.496,31	2.482,19	
Impuestos (19%)	0,00	-474,87	-479,00	-483,15	-487,32	-491,50	-495,70	-499,91	-504,14	-508,39	-512,65	-516,93	-521,23	-525,55	-529,89	-534,25	-538,63	-543,03	-547,45	-551,89	-556,35	
Utilidad después de impuesto	0,00	2.024,43	2.042,05	2.059,74	2.077,51	2.095,36	2.088,61	2.065,61	2.024,67	1.979,41	1.929,77	1.875,34	1.816,12	1.752,19	1.683,66	1.610,63	1.533,71	1.452,86	1.367,09	1.276,42	1.180,84	
Depreciación (+)	0,00	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	
Flujo operacional	0,00	2.621,50	2.639,12	2.656,81	2.674,58	2.692,43	3.054,00	3.072,00	3.090,06	3.108,19	3.126,39	3.144,65	3.162,96	3.181,34	3.199,77	3.218,25	3.236,78	3.255,35	3.273,96	3.292,62	3.311,30	
Inversión																						
Biodigestor	-9.000,00																					
Generador a gas	-1.166,40																					
Subestación 13,2/66 kV	-200,00																					
Línea de TX 66 kV	-675,00																					
Terreno	-2.700,00																					
Obras Cíviles	-900,00																					
Instalación	-2.700,00																					
Ingeniería	-1.350,00																					
Puesta en marcha	-1.350,00																					
Contingencia (15%)	-3.006,21																					
Total inversión	-23.047,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Valor residual																						
Capital de trabajo	-890,85																					
Flujo de capitales	-23.938,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Flujo de caja	2.621,50	2.639,12	2.656,81	2.674,58	2.692,43	3.054,00	3.072,00	3.090,06	3.108,19	3.126,39	3.144,65	3.162,96	3.181,34	3.199,77	3.218,25	3.236,78	3.255,35	3.273,96	3.292,62	3.311,30	3.330,27	
VAN	-345,09																					
TIR	9,8%																					

Tabla 6.32. Flujo de caja escenario de precios pesimista.

Item (miles de US\$)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Ingresos																						
Venta de Energía	0,00	3.216,62	3.346,25	3.481,10	3.621,39	3.767,33	3.919,16	4.077,10	4.241,40	4.412,33	4.590,15	4.775,13	4.967,57	5.167,76	5.376,02	5.592,68	5.818,06	6.052,53	6.296,45	6.550,20	6.814,17	
Venta de Potencia	0,00	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	408,24	
Venta Bonos de Carbono	0,00	141,62	145,87	150,25	154,75	159,40	164,18	169,10	174,18	179,40	184,78	190,33	196,04	201,92	207,98	214,21	220,64	227,26	234,08	241,10	248,33	
Total Ingresos	0,00	3.766,48	3.900,36	4.039,59	4.184,38	4.334,97	4.489,58	4.652,68	4.822,06	5.000,21	5.187,13	5.383,61	5.590,05	5.807,94	6.037,24	6.277,16	6.527,54	6.788,01	7.059,93	7.343,78	7.639,84	
Costos																						
Costo de la biomasa	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Costo de operación	0,00	-120,75	-124,37	-128,10	-131,95	-135,90	-139,98	-144,18	-148,51	-152,96	-157,55	-162,28	-167,14	-172,16	-177,32	-182,64	-188,12	-193,77	-199,58	-205,57	-211,73	
Costo de mantenimiento	0,00	-191,96	-197,72	-203,65	-209,76	-216,05	-222,53	-229,21	-236,08	-243,16	-250,46	-257,97	-265,71	-273,68	-281,89	-290,35	-299,06	-308,03	-317,27	-326,79	-336,60	
Total Costos	0,00	-312,70	-322,09	-331,75	-341,70	-351,95	-362,51	-373,39	-384,59	-396,13	-408,01	-420,25	-432,86	-445,84	-459,22	-472,99	-487,18	-501,80	-516,85	-532,36	-548,33	
Depreciación (-)	0,00	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	-597,07	
Utilidad antes de impuesto	0,00	2.856,70	2.981,20	3.110,77	3.245,61	3.385,95	3.531,61	3.683,29	3.841,47	4.006,10	4.178,14	4.357,36	4.543,69	4.737,04	4.937,26	5.144,27	5.358,36	5.579,51	5.807,64	6.042,67	6.284,61	
Impuestos (19%)	0,00	-542,77	-566,43	-591,05	-616,67	-643,33	-673,06	-704,94	-739,16	-775,83	-815,02	-856,81	-901,28	-948,51	-1.000,58	-1.057,58	-1.119,61	-1.186,78	-1.259,10	-1.336,67	-1.419,59	
Utilidad después de impuesto	0,00	2.313,93	2.414,77	2.519,72	2.628,95	2.742,62	2.881,55	3.048,35	3.242,31	3.461,08	3.703,12	3.971,55	4.265,87	4.586,53	4.936,68	5.316,69	5.726,75	6.167,74	6.640,57	7.146,30	7.685,02	
Depreciación (+)	0,00	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	597,07	
Flujo operacional	0,00	2.911,00	3.011,84	3.116,79	3.226,02	3.339,69	3.458,64	3.582,42	3.711,16	3.845,05	3.984,10	4.128,32	4.277,74	4.432,41	4.592,41	4.757,72	4.928,36	5.104,33	5.285,64	5.472,40	5.664,71	
Inversión																						
Biodigestor	-9.000,00																					
Generador a Gas	-1.166,40																					
Subestación 13,2/66 kV	-200,00																					
Línea de Tx 66 kV	-675,00																					
Terreno	-2.700,00																					
Obras Civiles	-900,00																					
Instalación	-2.700,00																					
Ingeniería	-1.350,00																					
Puesta en marcha	-1.350,00																					
Contingencia (15%)	-3.006,21																					
Total Inversión	-23.047,61	0,00	0,00	0,00	0,00	-2.514,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Valor residual																						
Capital de Trabajo	-890,85																					
Flujo de capitales	-23.938,46	0,00	0,00	0,00	0,00	-2.514,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Flujo de caja	-23.938,46	2.911,00	3.011,84	3.116,79	3.226,02	3.339,69	3.458,64	3.582,42	3.711,16	3.845,05	3.984,10	4.128,32	4.277,74	4.432,41	4.592,41	4.757,72	4.928,36	5.104,33	5.285,64	5.472,40	5.664,71	
VAN	7.259,60																					
TIR	13,8%																					

Tabla 6.33. Flujo de caja escenario de precios conservador.

Item (miles de US\$)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Ingresos																						
Venta de Energía	0.00	3,574.02	3,754.87	3,944.86	4,144.47	4,354.18	4,574.50	4,805.97	5,049.16	5,304.64	5,573.06	5,855.05	6,151.32	6,462.58	6,789.58	7,133.14	7,494.07	7,873.27	8,271.66	8,690.21	9,129.93	
Venta de Potencia	0.00	408.24	408.24	408.24	408.24	408.24	416.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48	816.48
Venta Bonos de Carbono	0.00	141.62	145.87	150.25	154.75	159.40	164.18	169.10	174.18	179.40	184.78	190.33	196.04	201.92	207.98	214.21	220.64	227.26	234.08	241.10	248.33	
Total Ingresos	0.00	4,123.88	4,308.98	4,503.35	4,707.46	4,921.82	5,055.16	5,791.56	6,039.81	6,300.52	6,574.32	6,861.86	7,163.84	7,480.97	7,814.04	8,163.83	8,531.19	8,917.01	9,322.22	9,747.79	10,194.74	
Costos																						
Costo de la biomasa	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costo de operación	0.00	-120.75	-124.37	-128.10	-131.95	-135.90	-139.98	-144.18	-148.51	-152.96	-157.55	-162.28	-167.14	-172.16	-177.32	-182.64	-188.12	-193.77	-199.58	-205.57	-211.73	
Costo de mantenimiento	0.00	-191.96	-197.72	-203.65	-209.76	-216.05	-222.53	-229.21	-236.08	-243.16	-250.46	-257.97	-265.71	-273.68	-281.89	-290.35	-299.06	-308.03	-317.27	-326.79	-336.60	
Total Costos	0.00	-312.70	-322.09	-331.75	-341.70	-351.95	-362.51	-373.39	-384.59	-396.13	-408.01	-420.25	-432.86	-445.84	-459.22	-472.99	-487.18	-501.80	-516.85	-532.36	-548.33	
Depreciación (-)	0.00	-597.07	-597.07	-597.07	-597.07	-597.07	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39	-665.39
Utilidad antes de impuestos	0.00	3,214.11	3,389.82	3,574.53	3,768.69	3,972.80	4,527.26	4,752.78	4,989.83	5,239.01	5,500.92	5,776.22	6,065.59	6,369.74	6,689.43	7,025.45	7,378.62	7,749.82	8,139.98	8,550.04	8,981.03	
Impuestos (19%)	0.00	-610.68	-644.07	-679.16	-716.05	-754.83	-860.18	-903.03	-948.07	-995.41	-1,045.18	-1,097.48	-1,152.46	-1,210.25	-1,270.99	-1,334.83	-1,401.94	-1,472.47	-1,546.60	-1,624.51	-1,706.39	
Utilidad después de impuestos	0.00	2,603.43	2,745.75	2,895.37	3,052.64	3,217.96	3,667.08	3,849.75	4,041.77	4,243.60	4,455.75	4,678.74	4,913.13	5,159.49	5,418.44	5,690.61	5,976.68	6,277.35	6,593.38	6,925.53	7,274.63	
Depreciación (+)	0.00	597.07	597.07	597.07	597.07	597.07	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39	665.39
Flujo operacional	0.00	3,200.50	3,342.82	3,492.44	3,649.71	3,815.03	4,332.47	4,515.14	4,707.16	4,908.99	5,121.14	5,344.13	5,578.52	5,824.88	6,083.83	6,356.00	6,642.07	6,942.75	7,258.77	7,590.92	7,940.02	
Inversión																						
Indigestor	-9,000.00																					
Generador a gas	-1,166.40					-1,166.40																
Subestación 13.2/66 kV	-200.00				-200.00																	
Línea de TX 66 kV	-675.00																					
Ferreno	-2,700.00																					
Bras Cíviles	-900.00																					
Instalación	-2,700.00																					
Inginería	-1,350.00					-409.92																
Muestra en marcha	-1,350.00					-204.96																
Contingencia (15%)	-3,006.21					-327.94																
Total Inversión	-23,047.61	0.00	0.00	0.00	0.00	-2,514.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Valor residual																						341.60
Capital de trabajo	-890.85																					890.85
Flujo de capitales	-23,938.46	0.00	0.00	0.00	0.00	-2,514.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,232.45
Flujo de caja	-23,938.46	3,200.50	3,342.82	3,492.44	3,649.71	3,800.86	4,332.47	4,515.14	4,707.16	4,908.99	5,121.14	5,344.13	5,578.52	5,824.88	6,083.83	6,356.00	6,642.07	6,942.75	7,258.77	7,590.92	7,940.02	
/VAN	12,603.37																					
TIR	16.2%																					

Tabla 6.34. Flujo de caja escenario de precios optimista.

7. Bibliografía

- [1] **FOCER.**, *Manuales sobre energía renovable: Biomasa*. San José, Costa Rica : s.n., 2002.
- [2] **Comisión Nacional de Energía (CNE)**, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)., *Guía para la evaluación ambiental de energías renovables no convencionales: Proyectos de Biomasa*. Santiago, Chile : s.n., 2007.
- [3] **Comisión Nacional de Energía (CNE) y Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ).**, *Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la generación de biogás*. Santiago, Chile : s.n., 2007.
- [4] **Ketterer Hoppe, Javiera.**, *Metodología básica para la definición de la ubicación óptima de un generador virtual*. Universidad de Chile. Santiago, Chile : s.n., 2009. Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Electricista.
- [5] **Nogués, Fernando Sebastián y Royo Herrer, Javier.**, *Ciclo Energías Renovables: Jornadas de Biomasa*. Zaragoza, España : Fundación CIRCE, 2002.
- [6] **Jorgensen, Kaj y Van Djik, Annemarije.**, *Overview of biomass for power generation in Europe*. Roskilde, Dinamarca; Petten, Holanda : s.n.
- [7] **Junginger, Martin, y otros.**, "Developments in international bioenergy trade." *Biomass & Bioenergy*. s.l. : Elsevier, 2008.
- [8] **Federal Ministry for the Environmental, Nature Conservation and Nuclear Safety.**, *Development of renewable energy sources in Germany 2009*. Alemania : s.n., 2010.
- [9] **Fritsche, Uwe, y otros.**, *IEA Bioenergy Task 40: Country Report Germany*. Öko-Institut & German Biomass Research Centre. Darmstadt/Leipzig, Alemania : s.n., 2009.
- [10] **Comisión Nacional de Energía (CNE).**, *Balance Nacional de Energía 2008*. Santiago, Chile : s.n., 2008.
- [11] **Pontt, Jorge, Pontt, Carlos y Guiñez, Cristián.**, *Estudio de la contribución de las ERNC al SIC al 2025: Potencial de la Biomasa para la Generación Eléctrica en Chile al 2025*. Universidad Técnica Federico Santa María. Valparaíso, Chile : s.n., 2008.
- [12] **KDM S.A.**, [En línea] 29 de Junio de 2010. <http://www.kdm.cl/index.php/escondidos/46-noticiasportada/272-kdminaguraplatageneracionelectrica.html>.
- [13] **Ministerio de Agricultura.**, *Contribución de la Política Agraria al Desarrollo de los Biocombustibles en Chile*. Santiago, Chile : s.n., 2007.

-
- [14] **(IDAE), Intituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.,** *Biomasa: Digestores anaerobios.* Madrid, España : s.n., 2007.
- [15] **García Sesnich, Cristián.,** *Pequeños medios de generación distribuida: Caso aplicación purines de cerdos.* Universidad de Chile. Santiago, Chile : s.n., 2006. Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Electricista.
- [16] **Methane to Markets; INTA ;Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable; Secretaría de Agricultura Ganadería, Pesca y Alimentos.,** *Desafíos y Estrategias para Implementar la Digestión Anaeróbica en los Agrosistemas.* Buenos Aires, Argentina : s.n., 2007.
- [17] **PSE Probiogás.,** *Manual de Estado del Arte de la Co-digestión Anaerobia de Residuos Ganaderos y Agroindustriales.* Gobierno de España Ministerio de Ciencia e Innovación. España : s.n., 2009.
- [18] **Durandean Stegmann, Sergio.,** *Proyecto de generación eléctrica en base a biogás central Loma Los Colorados.* KDM Energía S.A. 2010.
- [19] **(APA), Asociación de Productores Avícolas de Chile.,** [En línea] www.apa.cl.
- [20] **Agrosuper.,** Agrosuper. [En línea] www.agrosuper.cl.
- [21] **Siemens.,** *Catálogo de productos: Turbinas de gas industriales.*
- [22] **Palma Behnke, Rodrigo, Jiménez Estévez, Guillermo y Alarcón Arias, Ignacio.,** *Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico Chileno.* Comisión Nacional de Energía (CNE), Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ). Santiago, Chile : s.n., 2009.
- [23] **Palma Behnke, Rodrigo, Vargas Díaz, Luis y Brokering Christie, Walter.,** *Sistemas Eléctricos de Potencia.* Santiago, Chile : s.n., 2006.
- [24] **Castañeda Zeman, Cristián Andrés.,** *Evaluación Técnico - Económica de la utilización de desechos del manejo forestal de renovables de Roble, Raulí, Coihue, IX Región, en la generación de energía.* Universidad de Chile. Santiago, Chile : s.n., 2007. Memoria para optar al Título Profesional de Ingeniero Forestal.
- [25] **Ledesema, Pablo.,** *Regulación de frecuencia y potencia.* Madrid, España : Universidad Carlos III, 2008.
- [26] **Eléctricos, Estudios.,** "http://www.estudios-electricos.com/images/cms/assets/pdf/presentacion_FK100.pdf." [En línea]

-
- [27] **Pérez Medel, Javier Andrés.**, *Estudio y diseño de un biodigestor para aplicaciones en pequeños ganaderos y lecheros*. Universidad de Chile. Santiago de Chile : s.n., 2010. Memoria para optar al título de Ingeniería Civil Mecánico.
- [28] **CDEC-SIC.**, "www.cdec-sic.cl." [En línea] Archivo histórico de costos marginales y precios de nudo SIC.
- [29] **(CNE), Comisión Nacional de Energía.**, *Fijación de Precios de Nudo Abril 2010 - Sistema Interconectado Central (SIC) - Informe Técnico Preliminar*. Santiago, Chile : s.n., 2010.
- [30] **Kossoy, Alexandre y Ambrosi, Philippe.**, *States and Trends of the Carbon Market 2010*. Washington DC, USA : s.n., 2010.
- [31] **Tamblay, Loreto.**, "Flujo de caja." 2008. Apuntes del curso Evaluación de Proyectos (IN42A).
- [32] **ONG´D Perú Ecológico.**, Portal Perú Ecológico: Ecología del Perú, Biodiversidad y Medio Ambiente. [En línea] 18 de Febrero de 2003. http://www.peruecologico.com.pe/glosario_s.htm.
- [33] **U.S. Environmental Protection Agency.**, "AgSTAR Handbook."
- [34] **Organización Panamericana de la Salud.**, Biblioteca virtual de desarrollo sostenible y salud ambiental (BVSDE). [En línea] <http://www.bvsde.paho.org/eswww/fulltext/normas/aa-034.html>.
- [35] **Rentizelas, Athanasios.**, *Logistics issues of biomass: The storage problem and the multi-biomass supply chain*. Atenas, Grecia : Science Direct, 2008.