



## **Evaluación Económico - Financiera**

### **Proyecto de 10 MW Generación de Electricidad a partir de Residuos y/o Subproductos de Biomasa**

**Noviembre, 2008**

Autores: Ec. Ximena García de Soria  
Cra. Carmen Villasante  
Ing. Claudia Cabrera

## ***INDICE***

<b><i>Introducción.....</i></b>	<b><i>2</i></b>
<b>Concepto de biomasa y particularidades de los proyectos de generación asociados a su uso</b>	
<b><i>Evaluación Económico - Financiera.....</i></b>	<b><i>4</i></b>
<b>Marco de referencia para la elaboración de hipótesis .....</b>	<b>4</b>
Costo de inversión .....	4
Factor de planta .....	5
Costos de operación y mantenimiento (O&M) .....	5
Costo de adquisición de la biomasa .....	6
Estructura de financiamiento.....	7
Tasa de interés de préstamos.....	7
<b>Hipótesis consideradas para la elaboración de los casos base.....</b>	<b>7</b>
<b>Análisis de resultados para los casos base.....</b>	<b>9</b>
<b>Análisis de sensibilidad con respecto al caso base.....</b>	<b>10</b>
Sensibilidad respecto del plazo del proyecto .....	10
Sensibilidad respecto a la obtención de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) asociados a proyectos Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) .....	11
Sensibilidad respecto del costo de la inversión .....	12
Sensibilidad respecto del factor de planta .....	13
Sensibilidad respecto de los costos de operación y mantenimiento .....	13
Sensibilidad respecto del costo de adquisición de la biomasa .....	14
Sensibilidad respecto de la tasa de descuento .....	15
Sensibilidad respecto del precio de venta de la energía: .....	15
Sensibilidad respecto de la estructura de financiamiento: .....	16
<b><i>Reflexiones finales .....</i></b>	<b><i>19</i></b>



## Introducción

El presente informe forma parte del análisis económico - financiero de proyectos de generación de energía eléctrica de pequeño porte, a partir de fuentes autóctonas de carácter renovable. Se evaluarán proyectos de generación a partir de residuos y/o subproductos de biomasa sólida (entendiendo por tales a la cáscara de arroz, los residuos de campo, los residuos de aserradero, el bagazo de caña de azúcar, el bagazo de sorgo dulce, los chips de madera, etc.) destinados a la generación de electricidad como objeto principal.

Es objetivo de la Política Energética diversificar la matriz energética nacional reduciendo la dependencia del petróleo, incrementando la participación de fuentes autóctonas e impulsando la introducción de fuentes renovables. En particular a nivel del sector eléctrico, se promoverá la utilización de fuentes de energía autóctonas y renovables como la eólica, solar, biomasa y mini-hidráulica.

En este contexto y dada la potencialidad disponible de estos recursos autóctonos, se inició un proceso de incorporación de este tipo de fuentes, a partir de la aprobación e implementación del Decreto 77/006, mediante el cual se promueve la incorporación de 60 MW de fuentes renovables (biomasa, eólica, mini-hidro).

De acuerdo con las líneas de acción definidas para el año 2015, se plantea la incorporación de 50 MW de mini-hidráulica, 250 MW de eólica y 200 MW de generación de electricidad principalmente a partir del uso de subproductos y residuos de biomasa.

Respecto de la participación de la biomasa en la matriz energética nacional, el Balance Energético Nacional correspondiente al año 2007 muestra que la misma representó el 18% de la oferta total de energía<sup>1</sup>. Si bien representa el 1,4% (14,4 ktep)<sup>2</sup> de los insumos para la generación de electricidad, su participación es significativa a nivel de usos calóricos.

### **Concepto de biomasa y particularidades de los proyectos de generación asociados a su uso**

“El término biomasa se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía, o los provenientes de la agricultura (residuos de maíz, arroz, café, etc), del aserradero (podas, ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos urbanos (aguas negras, basura orgánica y otras)”<sup>3</sup>.

Como se mencionara anteriormente, en el presente informe se considerarán básicamente los residuos y/o subproductos de biomasa sólida. Las fuentes más importantes de biomasa son los campos forestales y agrícolas, donde se producen residuos que normalmente son dejados en el campo durante el raleo o la cosecha empleándose sólo un bajo porcentaje de ellos con fines energéticos (principalmente calóricos). Otras fuentes importantes son las agroindustrias, pues los procesos de secado de granos generan subproductos que generalmente son usados para generación de calor en sistemas de combustión directa; tal es el caso del bagazo de caña de azúcar y la cáscara de arroz<sup>4</sup>. Asimismo, se pueden

<sup>1</sup> <http://www.dnetn.gub.uy/> Balance Energético 2007 / Análisis y diagrama de flujo / Análisis general

<sup>2</sup> <http://www.dnetn.gub.uy/> Balance Energético 2007 / Información General / Insumos para la electricidad

<sup>3</sup> <http://www.bun-ca.org/> “Manuales sobre energía renovable Biomasa”. FOCER (Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central), setiembre de 2002.

<sup>4</sup> <http://www.bun-ca.org/> “Manuales sobre energía renovable Biomasa”. FOCER (Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central), setiembre de 2002.



mencionar los aserraderos donde se genera aserrín, cortezas y costaneros, y las industrias de producción de pasta de celulosa donde se obtiene licor negro.

Para evaluar la viabilidad técnica y económica de proyectos como los que serán analizados en esta oportunidad, es necesario considerar además de la composición química y física del tipo de biomasa a utilizar como combustible, el porcentaje de cenizas y el contenido de humedad, factor determinante del poder calorífico de dicha biomasa.

En cuanto al porcentaje de cenizas, el mismo indica la cantidad de materia sólida no combustible por kilogramo de material. Es importante conocer dicho valor así como la composición de la ceniza, pues la misma puede tener determinados usos. El contenido de cenizas en el caso de la leña, rara vez excede el 5%<sup>5</sup>, en tanto que la cáscara de arroz contiene aproximadamente un 17% de ceniza<sup>6</sup> y puede ser utilizada, por ejemplo, para incorporarse al cemento o al hormigón.

En lo referente al contenido de humedad o humedad relativa, el mismo se define como la cantidad de agua presente en la biomasa y se expresa como porcentaje del peso. Para los combustibles de biomasa es un factor crítico, pues determina la energía neta que se puede obtener por medio de la combustión. Cuando se quema la biomasa, parte de la energía se consume en evaporar el agua antes de que el calor remanente esté disponible; por eso, cuanto más alto es el contenido de humedad, menor resulta el poder calorífico. Para la mayoría de los procesos de conversión energética es imprescindible que la biomasa tenga un contenido de humedad menor al 30%. Muchas veces, los residuos y/o subproductos salen del proceso productivo con un contenido de humedad muy superior, lo que obliga a implementar operaciones de acondicionamiento, antes de ingresar al proceso de conversión de energía<sup>7</sup>.

Si bien la combinación de la generación de electricidad con la producción de calor a ser utilizado en un proceso industrial asociado (cogeneración) es la forma energética y económicamente más eficiente de utilizar la biomasa<sup>8</sup> obteniéndose rendimientos del proceso global elevados, el rendimiento eléctrico disminuye cuanto más calor se destine al proceso industrial.

A través del presente informe se considerarán proyectos de generación, para los cuales se evaluará en términos económico – financieros lo relativo a la generación eléctrica asociada a 10MW de potencia instalada, a partir de distintos residuos y/o subproductos de biomasa sólida. Quedan fuera del análisis las consideraciones sobre autoconsumo así como los posibles beneficios derivados de la producción de calor destinado a un proceso industrial que se tendría para el caso de realizar cogeneración, todo lo cual se asociaría con una mayor potencia y capacidad de la caldera instalada, respecto a la considerada en este informe, así como también con un mayor consumo de biomasa, si se mantiene el objetivo de venta de la energía eléctrica antes mencionado.

---

<sup>5</sup> Energía de la Biomasa, Tecnologías para Emprendimientos de Mediana Escala – Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de Misiones.

<sup>6</sup> Revista de Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela v.22 n.3 Caracas 2007

<sup>7</sup> <http://www.bun-ca.org/> “Manuales sobre energía renovable Biomasa”. FOCER (Fortalecimiento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central), setiembre de 2002.

<sup>8</sup> Catálogo de Energías Renovables en Uso – [www.energiasur.com](http://www.energiasur.com)

## **Evaluación Económico - Financiera**

*Se estudiarán proyectos de generación de electricidad de 10MW de potencia instalada a partir de residuos y/o subproductos de biomasa sólida. Se supone que los mismos tendrían asociado un contrato de venta del total de la energía eléctrica generada a UTE por un período de quince años. Las condiciones de contratación se supusieron similares a las establecidas en el Decreto 77/006 y su modificativo Decreto 397/007.*

*En el marco de dichos decretos se otorgan beneficios excepcionales al generador tales como:*

- *compraventa asegurada durante el plazo contractual al proveedor con remuneración de la energía entregada a precios surgidos del acto licitatorio.*
- *no pago de los cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión que le correspondan en el marco del contrato.*
- *derecho a decidir su propio despacho (autodespacho).*

*Está fuera del alcance de este trabajo, realizar una evaluación económica que incluya impactos sobre la economía nacional, como ser generación de empleo y ganancia de divisas entre otros.*

### **Marco de referencia para la elaboración de hipótesis**

En este apartado se presentan algunas cifras sobre costos de inversión, factor de planta, costos de operación y mantenimiento, costo de adquisición de la biomasa, así como algunas consideraciones sobre financiamiento, las que serán tomadas como referencia para determinar las hipótesis de la evaluación de los proyectos objeto de estudio.

Las hipótesis adoptadas para cada proyecto a ser considerado como caso base, se presentarán en el apartado siguiente (Hipótesis consideradas para los casos base).

### ***Costo de inversión***

Como se mencionó en la introducción, la generación de energía eléctrica a partir de biomasa ha iniciado un proceso de incorporación significativo en la matriz energética nacional. En el marco del primer llamado a licitación realizado bajo el Decreto 77/006, resultaron adjudicados tres proyectos de aproximadamente 10 MW cada uno (a partir de chips, cáscara de arroz, aserrín y costaneros).

A dichos proyectos se suma la generación de energía a partir de licor negro obtenido en el procesamiento de pasta de celulosa en la planta de Botnia (dos turbinas de 70 MW cada una).

Dependiendo del tipo de biomasa a emplear, la inversión asociada a la central de generación puede requerir determinadas particularidades vinculadas entre otras con: mecanismos de alimentación de la biomasa a consumir, eliminación de cenizas, filtros por la emisión de gases, así como tamaño de la caldera (algunas calderas deben tener mayor tamaño para disminuir la velocidad de flujo del combustible). También puede ser necesario realizar inversiones adicionales asociadas a operaciones previas al uso de la biomasa, como por ejemplo reducción de tamaño del subproducto y/o residuo a emplear, selección de los mismos, “secado del combustible” para reducir el contenido de humedad de la biomasa a utilizar, almacenamiento de la misma, etc.

A partir de información proporcionada por los desarrolladores de los proyectos de pequeño porte antes mencionados, puede suponerse que el costo de inversión se ubicaría en el entorno de 1.300 a



2.000 USD/kW instalado. Cabe mencionar que para el caso de centrales de potencias menores, el costo de inversión no sería necesariamente proporcional a los valores antes mencionados.

Dichos valores no se apartan significativamente de los considerados a nivel internacional. Así podemos mencionar el Estudio de Viabilidad de Cogeneración con Residuos Forestales en el Aserradero de una Comunidad Indígena, realizado por el Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de México, que considera costos de inversión de 1.240 USD/kW instalado<sup>9</sup>, la Nota Técnica I del Centro Nacional de Referencia en Biomasa de Brasil refiere a costos de inversión similares, del orden de 1.350 USD/kW instalado<sup>10</sup>, IDAE considera en su informe costos de inversión de 1.800 Euros/kW instalado para una planta de 5MW<sup>11</sup>.

Para centrales de generación como las consideradas en este análisis, la componente nacional de la inversión podría llegar a representar aproximadamente el 70% de la inversión total. Podrían adquirirse localmente la caldera y el transformador y realizarse con mano de obra nacional la obra civil y montaje correspondiente, en tanto que la turbina y el generador eléctrico, serían de origen importado<sup>12</sup>.

### ***Factor de planta***

El factor de planta o factor de capacidad, definido como el cociente entre la energía producida por la central en un período dado y la producción en el mismo intervalo de tiempo trabajando a potencia nominal, se encontraría en el entorno de 80%<sup>13</sup> a 90%<sup>14</sup> en la medida que se están considerando centrales de generación autodespachables.

Asimismo a los efectos del presente estudio, se está considerando que la biomasa a utilizar, aún en los casos en que la misma provenga de procesos zafrales, estaría disponible durante todo el período considerado.

### ***Costos de operación y mantenimiento (O&M)***

En cuanto a los costos anuales de O&M (personal para operar la planta, tareas de mantenimiento, limpieza, reparaciones, repuestos, etc.), si bien pueden diferir según el tipo de biomasa a utilizar por la central de generación, los mismos se ubicarían en el entorno del 3%<sup>15</sup> al 5%<sup>16</sup> de la inversión.

<sup>9</sup> <http://www.bancomext.com/Bancomext/aplicaciones/directivos/documentos/ViabilidadCogeneracion.pdf> - Instituto de Ingeniería - UNAM (México), año 2005

<sup>10</sup> “A Cogeneracao de Eletricidade no Setor de Papel e Celulose: Avaliacao Técnica e Economica, XV-COBEM- 1999

<sup>11</sup> “Energía de la Biomasa” Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, Enero de 2007

<sup>12</sup> “Generación de Energía Eléctrica a partir de la Biomasa en Uruguay. La Dendroenergía” (DNETN, Octubre de 2006)

<sup>13</sup> Pliego de condiciones y Especificaciones para la realización de Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica por parte de UTE a proveedores instalados en territorio nacional, que produzcan dicha energía a partir de energía eólica, de biomasa o de pequeñas centrales hidráulicas.

<sup>14</sup> “Generación de Energía Eléctrica a partir de la Biomasa en Uruguay. La Dendroenergía” (DNETN, Octubre de 2006)

<sup>15</sup> “Generación de Energía Eléctrica a partir de la Biomasa en Uruguay. La Dendroenergía” (DNETN, Octubre de 2006)



### ***Costo de adquisición de la biomasa***

Como hemos mencionado, en el presente informe se considera la generación de electricidad a partir de residuos y/o subproductos de biomasa sólida. Los costos de adquisición de éstos dependen de múltiples factores. A modo de ejemplo podemos mencionar: la fuente de biomasa, la oferta y la demanda de la misma, su contenido de humedad, el procesamiento necesario para convertirla en combustible a utilizar por la central y el transporte hasta la central de consumo entre otros.

Algunos son residuos que deshacerse de ellos puede significar un costo para sus generadores, por lo cual sería razonable suponer que su costo de adquisición sea bajo. Aún cuando se volvieran más restrictivas las condiciones para la disposición final de los mismos, ante lo cual sus generadores probablemente verían incrementados los costos de su gestión, el costo de adquisición de dichos residuos permanecería bajo.

Asimismo, cuando se trata de residuos y/o subproductos que presentan una oferta abundante y no tienen usos alternativos, puede estimarse un costo de adquisición menor en comparación con aquellos que sí los tienen.

Por otro lado, si la central de generación se encontrara asociada a un emprendimiento industrial que produce residuos de biomasa (que pueden o no tener usos alternativos), y en consecuencia consumiera sus propios residuos y/o subproductos, es razonable suponer que los costos de adquisición serían menores que si éstos fueran adquiridos a terceros.

Para los casos mencionados anteriormente, se considerarán a los efectos del presente informe costos de adquisición en el entorno de los 2 a 5 USD/ton<sup>17</sup>.

Otros residuos y/o subproductos en cambio, en la medida que tienen usos alternativos (pueden ser utilizados como materia prima para la industria de la celulosa o para la fabricación de pellets o briquetas), si no se controlara su provisión o no se tuvieran contratos de suministro (ausencia de contratos de fidelización), los costos de adquisición podrían ser sustancialmente mayores a los antes mencionados. Así podemos mencionar el caso del aserrín, cuyo costo estaría en el entorno de 7 a 10 USD/ton a levantar; los costaneros cuyo costo estaría en el entorno de 12 a 17 USD/ton a levantar, mientras que para los chips el mismo oscilaría entre 20 y 35 USD/ton en la central<sup>18</sup>. Dichos valores son similares a los considerados en el Informe de IDAE<sup>19</sup>, donde se consideran costos que oscilan entre 20 y 40 USD/ton según el tipo de residuo forestal a consumir.

Debemos recordar que el contenido de humedad de los residuos y/o subproductos de biomasa es un factor crítico pues determina la energía neta que se puede obtener a través de su combustión. A mayor contenido de humedad, menor es su poder calorífico inferior (PCI).

---

<sup>16</sup> <http://www.med.govt.nz/upload/26125/renewable-energy-app-d.pdf> - East Harbour Mangement Services Limited.

<sup>17</sup> Información suministrada por desarrolladores de proyectos

<sup>18</sup> Información obtenida del mercado local

<sup>19</sup> “Energía de la Biomasa” Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, Enero de 2007

A los efectos del presente informe se considerarán tres niveles de poder calorífico inferior (PCI), a los cuales podrían asociarse los siguientes residuos y/o subproductos de biomasa:

PCI (kcal/kg)	Tipo de Biomasa
3.100	Cáscara de arroz
2.400	Residuos de aserradero, de campo, bagazo de caña de azúcar y de sorgo
2.700	Chips de madera

### *Estructura de financiamiento*

En este tipo de proyecto el financiamiento es un elemento fundamental, pues se requieren inversiones importantes. El proyecto podría financiarse con recursos propios de la empresa y/o a través del crédito.

En nuestro país anualmente el Banco República convoca a empresas a participar de una licitación para la financiación de proyectos de inversión. Aquellos emprendimientos que resulten elegidos, obtendrían financiación de hasta un 70% de la inversión, a tasas preferenciales y plazos de hasta 10 años para su amortización<sup>20</sup>.

### *Tasa de interés de préstamos*

De acuerdo a información recabada ante el BROU y el Banco Central del Uruguay, las tasas de interés vigentes se ubicarían en el entorno del 6 al 9% (dependiendo del plazo y la calificación crediticia del cliente). Estas tasas asociadas a préstamos de largo plazo (hasta 10 años) son generalmente variables y se vinculan a alguna referencia externa, como por ejemplo la tasa Libor u otra.

### *Hipótesis consideradas para la elaboración de los casos base*

Los **proyectos a evaluar en este estudio** comprenden la instalación y conexión a la red eléctrica de 30kV de UTE, de una central de 10MW de potencia instalada, destinada a la generación de electricidad para ser vendida a UTE. El período de estudio es de 15 años y se realizará una sensibilidad para 10 años.

No se consideran los ingresos y costos asociados a un proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Se realizará una sensibilidad considerando tal situación.

El **costo de inversión por kW instalado** se supone de 1.600 USD/kW. Se entiende que el mismo es un valor razonable, pues se trata de una tecnología conocida en Uruguay que no requiere innovaciones tecnológicas en sus aspectos mecánicos, eléctricos, de instrumentación y control. Se realizará una sensibilidad para valores de 1.300 USD/kW y 2.000 USD/kW.

Para el cálculo del **costo de conexión a la red de UTE**, se supone la conexión a la red en 30kV, con un costo estimado de 350.000 USD.

<sup>20</sup> Información obtenida en [www.brou.com.uy](http://www.brou.com.uy) /Empresas / Crédito / Proyectos / Licitación de Proyectos de Inversión





Se considera que el generador se encuentra eximido del pago de **cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión** que le correspondan durante toda la vigencia del contrato de venta de energía (Artículo 2 Decreto 77/006).

Respecto al **factor de planta**, el mismo se asume de 80 % y se realizan sensibilidades para factores de 75 y 85 %.

El **costo de operación y mantenimiento** se supone de 4% y se realizan sensibilidades para valores de 3 y 5%.

Para determinar el **costo de adquisición de la biomasa**, se considerarán los costos detallados en la tabla siguiente, realizándose sensibilidades respecto al costo de adquisición para los valores indicados en la misma. Cabe mencionar que las referencias realizadas a los residuos se consideran igualmente válidas para los subproductos de biomasa.

Insumo	Costo (USD/ton)	Sensibilidad (USD/ton)
Residuos propios y/o sin uso alternativo	3	2 y 5
Residuos adquiridos a terceros de PCI 2400	13	10 y 15
Residuos adquiridos a terceros de PCI 2700	18	13 y 23

El **costo de flete** hasta la central, se determina considerando una distancia media de entre 50 y 70 km con un costo asociado de entre 0,12 y 0,20 USD/ton/km.

El **precio de venta de la energía** asociada a los proyectos que utilizan *residuos propios y/o sin uso alternativo* (en el sentido de lo mencionado en las consideraciones sobre costo de adquisición de la biomasa), se considera de 60 USD/MWh y se realizan sensibilidades para precios de 55 y 65 USD/MWh. En tanto que, para los proyecto en los que se emplean *residuos adquiridos a terceros* (en el sentido de lo mencionado en las consideraciones sobre costo de adquisición de la biomasa), se considera un precio de venta de 80 USD/MWh y se realizan sensibilidades para precios de 75 y 85 USD/MWh.

Se asume una **tasa de descuento** de 12%. Si bien este valor es comúnmente utilizado en la evaluación de proyectos de la industria eléctrica en Uruguay, se realizará una sensibilidad de los resultados del proyecto considerando una tasa de 10%.

Se supone una **estructura de financiamiento** de 40% fondos propios y 60% de endeudamiento. Se realizan sensibilidades para una participación de fondos propios de 30%, 50% y 100%.

La **tasa de interés de préstamos** a los efectos del presente análisis, tendrá una componente variable en función de la tasa Libor y una componente fija establecida en 3,3 %.

La **tasa de Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE)** es de 25%.

En el marco de la Ley 16.906 de **Promoción de Inversiones** y su decreto reglamentario, este tipo de proyecto califica, dado el monto de la inversión, en la categoría Grande Tramo 2, y dado ciertos supuestos sobre generación de empleo, incremento de valor agregado nacional, descentralización, utilización de tecnologías limpias, impacto sobre la economía, etc., obtendría determinados años para la aplicación del beneficio asociado al IRAE. A los efectos del presente proyecto, se supuso que el período de aplicación de los beneficios, por tratarse de un proyecto declarado promovido, es de 12 años.



Con este conjunto de hipótesis, las cuales se resumen a continuación, se evaluará la rentabilidad del proyecto.

	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
<b>Potencia a Instalar</b>	MW	10
<b>Factor de planta</b>	%	80
<b>Costo kW instalado</b>	USD/kW	1.600 (*)
<b>Costo conexión red UTE</b>	USD	350.000 (*)
<b>O &amp; M fijo</b>	% de la inversión	4
<b>Costo residuos propios y/o sin uso alternativo (PCI 3100 y 2400 )</b>	USD/ton	3 (*)
<b>Costo residuos adquiridos a terceros PCI 2400</b>	USD/ton	13 (*)
<b>Costo residuos adquiridos a terceros PCI 2700</b>	USD/ton	18 (*)
<b>Precio de venta de la energía cuando se consumen residuos propios y/o sin uso alternativo</b>	USD/MWh	60 (*)
<b>Precio de venta de la energía cuando se consumen residuos adquiridos a terceros</b>	USD/MWh	80 (*)
<b>Tasa de descuento</b>	%	12
<b>Participación de fondos propios</b>	%	40
<b>Tasa de interés</b>	%	Variable (libor + 3,3%)
<b>Impuesto a la Renta (IRAE)</b>	%	25
<b>Plazo del proyecto</b>	Años	15

(\*) Valores expresados en dólares de noviembre de 2008.

### **Análisis de resultados para los casos base**

Como se mencionó anteriormente, la central puede consumir residuos propios y/o sin uso alternativo, o bien residuos adquiridos a terceros, y según ello se supusieron distintos precios de venta de la energía, por lo cual los resultados se presentan separadamente considerando dicha situación.

Asimismo a los efectos de reconocer la diferencia de poder calorífico (PCI – poder calorífico inferior) que pueden tener los residuos y/o subproductos de biomasa a consumir, se presentarán los resultados para distintos valores del mismo.

Aplicando las hipótesis correspondientes, se obtuvieron los siguientes valores de tasa interna de retorno (TIR) y valor presente neto (VAN).

#### **Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía 60 USD/MWh):**

<b>Indicador</b>	<b>PCI 3100 kcal/kg</b>	<b>PCI 2400 kcal/kg</b>
TIR (%)	16,5	14,5
VAN (MUSD)	2,3	1,3

#### **Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía 80 USD/MWh):**

<b>Indicador</b>	<b>PCI 2400 kcal/kg</b>	<b>PCI 2700 kcal/kg</b>
TIR (%)	16,4	12,8
VAN (MUSD)	2,3	0,4

Si no se tratara de un proyecto declarado promovido, aplicando el 100% de la tasa de IRAE (25%), se obtienen los siguientes resultados:

**Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía 60 USD/MWh):**

Indicador	PCI 3100 kcal/kg	PCI 2400 kcal/kg
TIR (%)	14,6	12,9
VAN (MUSD)	1,3	0,4

**Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía 80 USD/MWh):**

Indicador	PCI 2400 kcal/kg	PCI 2700 kcal/kg
TIR (%)	14,8	11,7 (*)
VAN (MUSD)	1,4	-0,1

(\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 81 USD/MWh.

**Análisis de sensibilidad con respecto al caso base**

Como se mencionó anteriormente, los análisis de sensibilidad que se realizan a continuación, consideran que el proyecto obtiene la declaración de promoción en el marco de la Ley 16.906.

***Sensibilidad respecto del plazo del proyecto***

Cuando el proyecto es evaluado para un período de 10 años, se obtienen los siguientes resultados.

**Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía 60 USD/MWh):**

Indicador	PCI 3100 kcal/kg	PCI 2400 kcal/kg
TIR (%)	9,6 (*)	6,6 (**)
VAN (MUSD)	-0,8	-1,7

(\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 62 USD/MWh.

(\*\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 65 USD/MWh.

**Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía 80 USD/MWh):**

Indicador	PCI 2400 kcal/kg	PCI 2700 kcal/kg
TIR (%)	9,3 (*)	3,8 (**)
VAN (MUSD)	-0,9	-2,4

(\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 83 USD/MWh.

(\*\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 86 USD/MWh.

***Sensibilidad respecto a la obtención de Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) asociados a proyectos Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)***

Por tratarse de proyectos de energía renovable que contribuirían a la reducción de gases de efecto invernadero, éstos podrían ser considerados como proyectos MDL. En este caso, debería considerarse tanto los ingresos como los costos asociados a la obtención de certificados de reducción de emisiones (CERs) los que podrían negociarse en el mercado y redundar en un ingreso adicional para el proyecto.

La información disponible sobre el precio de venta de los certificados de reducción de emisiones es diversa y se sitúa entre los 5 a 11 USD/ton CO<sub>2</sub><sup>21</sup> y hasta aproximadamente 20 Euros/ton CO<sub>2</sub> cuando se considera la venta de dichos certificados en el mercado europeo<sup>22</sup>.

A los efectos de estimar los **ingresos asociados a un proyecto MDL**, se supone un precio de venta de los certificados de 15 USD/ton CO<sub>2</sub>. Dicho valor fue proporcionado por la oficina del Programa de Naciones Unidas en Uruguay. Con respecto a los **costos asociados a la obtención de certificados de reducción de emisiones**, los mismos se estimaron en USD 150.000.

**Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía 60 USD/MWh):**

Indicador	PCI 3100 kcal/kg	PCI 2400 kcal/kg
TIR (%)	22,9	20,7
VAN (MUSD)	5,6	4,4

**Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía 80 USD/MWh):**

Indicador	PCI 2400 kcal/kg	PCI 2700 kcal/kg
TIR (%)	22,8	19,3
VAN (MUSD)	5,5	3,7

<sup>21</sup> “Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo” (J. Moreno, S Mocarquer, H Rudnick, Systep Ingeniería y Diseños – Chile, Noviembre de 2006)

<sup>22</sup> “Fundamentos Principales del Negocio de Generación de Bonos de Carbono” (Fundación Universitaria para el Desarrollo de la Empresa – Argentina)

### ***Sensibilidad respecto del costo de la inversión***

Como se mencionó anteriormente se evalúan dos casos extremos:

- instalación de equipamiento con un costo de 1.300 USD/kW instalado,
- instalación de equipamiento con un costo de 2.000 USD/kW instalado.

Los indicadores de rentabilidad obtenidos son:

#### **Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía - 60 USD/MWh):**

<b>Inversión USD/kW</b>	<b>Indicador</b>	<b>PCI 3100 kcal/kg</b>	<b>PCI 2400 kcal/kg</b>
1.300	TIR (%)	25,7	23,1
	VAN (MUSD)	5,8	4,7
1.600 (Caso base)	TIR (%)	16,5	14,5
	VAN (MUSD)	2,3	1,3
2.000	TIR (%)	8,6 (*)	6,8 (**)
	VAN (MUSD)	-2,2	-3,4

(\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 65 USD/MWh.

(\*\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 67 USD/MWh.

#### **Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía - 80 USD/MWh):**

<b>Inversión USD/kW</b>	<b>Indicador</b>	<b>PCI 2400 kcal/kg</b>	<b>PCI 2700 kcal/kg</b>
1.300	TIR (%)	25,7	21,4
	VAN (MUSD)	5,7	3,9
1.600 (Caso base)	TIR (%)	16,4	12,8
	VAN (MUSD)	2,3	0,4
2.000	TIR (%)	8,1 (*)	4,9 (**)
	VAN (MUSD)	-2,5	-4,4

(\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 85 USD/MWh.

(\*\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 89 USD/MWh.



### *Sensibilidad respecto del factor de planta*

Como se comentó oportunamente, se realizan sensibilidades para factores 75 y 85% manteniendo los restantes parámetros supuestos en el caso base. Los resultados obtenidos son:

#### **Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía - 60 USD/MWh):**

Factor de planta (%)	Indicador	PCI 3100 kcal/kg	PCI 2400 kcal/kg
75	TIR (%)	13,9	12,1
	VAN (MUSD)	1,0	0,0
80 (Caso base)	TIR (%)	16,5	14,5
	VAN (MUSD)	2,3	1,3
85	TIR (%)	18,9	16,8
	VAN (MUSD)	3,6	2,5

#### **Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía - 80 USD/MWh):**

Factor de planta (%)	Indicador	PCI 2400 kcal/kg	PCI 2700 kcal/kg
75	TIR (%)	13,8	10,4 (*)
	VAN (MUSD)	0,9	-0,8
80 (Caso base)	TIR (%)	16,4	12,8
	VAN (MUSD)	2,3	0,4
85	TIR (%)	18,9	15,2
	VAN (MUSD)	3,5	1,7

(\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 82 USD/MWh.

### *Sensibilidad respecto de los costos de operación y mantenimiento*

Para costos de O&M de 3 y 5% los indicadores de rentabilidad son:

#### **Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía - 60 USD/MWh):**

O&M (%)	Indicador	PCI 3100 kcal/kg	PCI 2400 kcal/kg
3	TIR (%)	18,5	16,5
	VAN (MUSD)	3,4	2,4
4 (Caso base)	TIR (%)	16,5	14,5
	VAN (MUSD)	2,3	1,3
5	TIR (%)	14,3	12,3
	VAN (MUSD)	1,2	0,2

**Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía - 80 USD/MWh):**

O&M (%)	Indicador	PCI 2400 kcal/kg	PCI 2700 kcal/kg
3	TIR (%)	18,5	15
	VAN (MUSD)	3,4	1,5
4 (Caso base)	TIR (%)	16,4	12,8
	VAN (MUSD)	2,3	0,4
5	TIR (%)	13,5	9,5 (*)
	VAN (MUSD)	0,7	-1,3

(\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 82 USD/MWh.

**Sensibilidad respecto del costo de adquisición de la biomasa**

Los indicadores de rentabilidad obtenidos para distintos costos de adquisición son:

**Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía - 60 USD/MWh):**

Costo USD/ton	Indicador	PCI 3100 kcal/kg	PCI 2400 kcal/kg
2	TIR (%)	17,4	16,0
	VAN (MUSD)	2,8	2,1
3 (Caso base)	TIR (%)	16,5	14,5
	VAN (MUSD)	2,3	1,3
5	TIR (%)	14,4	11,2 (*)
	VAN (MUSD)	1,3	-0,4

(\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 61 USD/MWh.

**Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía - 80 USD/MWh):**

Costo USD/ton	Indicador	PCI 2400 kcal/kg	PCI 2700 kcal/kg
10	TIR (%)	21,3	-.-
	VAN (MUSD)	4,8	-.-
13 (Caso base)	TIR (%)	16,4	-.-
	VAN (MUSD)	2,3	-.-
15	TIR (%)	12,9	-.-
	VAN (MUSD)	0,5	-.-
13	TIR (%)	-.-	20,2
	VAN (MUSD)	-.-	4,2
18 (Caso base)	TIR (%)	-.-	12,8
	VAN (MUSD)	-.-	0,4
23	TIR (%)	-.-	4,4 (*)
	VAN (MUSD)	-.-	-3,7

(\*) Para obtener la rentabilidad requerida (12%) el precio de venta de la energía debería ser aproximadamente 88 USD/MWh.

### *Sensibilidad respecto de la tasa de descuento*

Como se mencionó anteriormente, en este apartado se realiza la sensibilidad de los resultados del proyecto definido como caso base, al aplicar una tasa de **descuento del 10%**.

#### **Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía - 60 USD/MWh):**

Tasa de descuento	Indicador	PCI 3100 cal/kg	PCI 2400 kcal/kg
12% (Caso base)	VAN (MUSD)	2,3	1,3
10%	VAN (MUSD)	3,8	2,6

#### **Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía - 80 USD/MWh):**

Tasa de descuento	Indicador	PCI 2400 cal/kg	PCI 2700 kcal/kg
12% (Caso base)	VAN (MUSD)	2,3	0,4
10%	VAN (MUSD)	3,7	1,6

### *Sensibilidad respecto del precio de venta de la energía:*

En el siguiente cuadro se presentan los resultados de la evaluación para diferentes precios de venta de la energía.

#### **Residuos propios y/o sin uso alternativo:**

Precio de venta energía (USD/MWh)	Indicador	PCI 3100 kcal/kg	PCI 2400 kcal/kg
55	TIR (%)	11,9	9,8
	VAN (MUSD)	-0,1	-1,1
60 (caso base)	TIR (%)	16,5	14,5
	VAN (MUSD)	2,3	1,3
65	TIR (%)	21,1	18,9
	VAN (MUSD)	4,7	3,6

#### **Residuos adquiridos a terceros:**

Precio de venta energía (USD/MWh)	Indicador	PCI 2400 kcal/kg	PCI 2700 kcal/kg
75	TIR (%)	11,6	7,8
	VAN (MUSD)	-0,2	-2,1
80 (caso base)	TIR (%)	16,4	12,8
	VAN (MUSD)	2,3	0,4
85	TIR (%)	20,9	17,5
	VAN (MUSD)	4,6	2,8

### ***Sensibilidad respecto de la estructura de financiamiento:***

Al considerar el endeudamiento como fuente de financiamiento del proyecto (apalancamiento financiero), los resultados obtenidos según la estructura de financiamiento que se suponga, son los siguientes:

#### **Residuos propios y/o sin uso alternativo (precio venta energía - 60 USD/MWh):**

Participación de fondos propios (%)	Indicador	PCI 3100 kcal/kg	PCI 2400 kcal/kg
100	TIR (%)	13,2	12,0
	VAN (MUSD)	1,1	0,0
50	TIR (%)	15,6	13,8
	VAN (MUSD)	2,1	1,0
40 (Caso base)	TIR (%)	16,5	14,5
	VAN (MUSD)	2,3	1,3
30	TIR (%)	17,5	15,2
	VAN (MUSD)	2,5	1,4

#### **Residuos adquiridos a terceros (precio venta energía - 80 USD/MWh):**

Participación de fondos propios (%)	Indicador	PCI 2400 kcal/kg	PCI 2700 kcal/kg
100	TIR (%)	13,1	11,1
	VAN (MUSD)	1,0	-0,8
50	TIR (%)	15,5	12,4
	VAN (MUSD)	2,0	0,2
40 (Caso base)	TIR (%)	16,4	12,8
	VAN (MUSD)	2,3	0,4
30	TIR (%)	17,4	13,4
	VAN (MUSD)	2,4	0,6



Si se realiza esta sensibilidad para los distintos niveles de precio de venta de la energía considerados en el análisis de sensibilidad anterior, se obtienen resultados que se exponen en el siguiente cuadro:

**Residuos propios y/o sin uso alternativo:**

Precio de venta USD/MWh	Participación de fondos propios (%)	Indicador	PCI 3100 kcal/kg	PCI 2400 kcal/kg
55	100	TIR (%)	10,6	9,2
		VAN (MUSD)	-1,2	-2,4
	50	TIR (%)	11,6	9,7
		VAN (MUSD)	-0,2	-1,3
	40 (Caso base)	TIR (%)	11,9	9,8
		VAN (MUSD)	-0,1	-1,1
	30	TIR (%)	12,5	10,1
		VAN (MUSD)	0,2	-0,9
60 (Caso base)	100	TIR (%)	13,2	12,0
		VAN (MUSD)	1,1	0,0
	50	TIR (%)	15,6	13,8
		VAN (MUSD)	2,1	1,0
	40 (Caso base)	TIR (%)	16,5	14,5
		VAN (MUSD)	2,3	1,3
	30	TIR (%)	17,5	15,2
		VAN (MUSD)	2,5	1,5
65	100	TIR (%)	15,9	14,7
		VAN (MUSD)	3,5	2,4
	50	TIR (%)	19,7	17,8
		VAN (MUSD)	4,5	3,4
	40 (Caso base)	TIR (%)	21,1	18,9
		VAN (MUSD)	4,7	3,6
	30	TIR (%)	22,9	20,6
		VAN (MUSD)	4,9	3,9



**Residuos adquiridos a terceros:**

Precio de venta USD/MWh	Participación de fondos propios (%)	Indicador	PCI 2400 kcal/kg	PCI 2700 kcal/kg
75	100	TIR (%)	10,4	8,1
		VAN (MUSD)	-1,4	-3,2
	50	TIR (%)	11,3	8,0
		VAN (MUSD)	-0,4	-2,3
	40 (Caso base)	TIR (%)	11,6	7,8
		VAN (MUSD)	-0,2	-2,1
	30	TIR (%)	11,9	7,6
		VAN (MUSD)	-0,1	-2,0
80 (Caso base)	100	TIR (%)	13,1	11,1
		VAN (MUSD)	1,0	-0,8
	50	TIR (%)	15,5	12,4
		VAN (MUSD)	2,0	0,2
	40 (Caso base)	TIR (%)	16,4	12,8
		VAN (MUSD)	2,3	0,4
	30	TIR (%)	17,4	13,4
		VAN (MUSD)	2,4	0,6
85	100	TIR (%)	15,8	13,8
		VAN (MUSD)	3,4	1,6
	50	TIR (%)	19,6	16,6
		VAN (MUSD)	4,4	2,6
	40 (Caso base)	TIR (%)	20,9	17,5
		VAN (MUSD)	4,6	2,8
	30	TIR (%)	23,0	18,8
		VAN (MUSD)	4,9	3,0

## Reflexiones finales

A diferencia de la generación eólica, la generación en base a biomasa implica un costo asociado a la materia prima utilizada como combustible. Dicho costo como ya se mencionó, es muy variable dependiendo del tipo de biomasa, su poder calorífico, que se trate de un insumo propio o sea adquirido a terceros, entre otros factores. Asimismo implica un costo de transporte del insumo hasta la central de generación, el cual incluso puede llegar a ser superior al costo de la biomasa que se consume.

Otra diferencia importante es que no se trata ya de un recurso de carácter aleatorio y no almacenable como el viento, sino que es posible planificar con cierto grado de certeza la disponibilidad de la biomasa a lo largo del año. Dicha disponibilidad, en el caso de generación a partir de residuos y/o subproductos de biomasa sólida, estará estrechamente asociada al proceso productivo que los genera, el que en algunos casos está sujeto a la sazonalidad propia del cultivo (por ejemplo bagazo de caña de azúcar y cáscara de arroz).

Por otra parte, cuando los residuos y/o subproductos de biomasa tienen usos alternativos, las condiciones de sus mercados determinarán la conveniencia o no de su utilización para la generación eléctrica, por lo que adquiere importancia el supuesto realizado en el presente informe en cuanto a que el contrato de compraventa de energía tiene asociado el derecho de los generadores a decidir su propio despacho (autodespacho).

Cuando no se controla la provisión de los residuos y/o subproductos de biomasa a consumir por la central cuyo objeto principal es la generación de electricidad, o cuando la central no está asociada al emprendimiento industrial que los genera, adquiere importancia la realización de contratos de suministro con los proveedores de éstos (fidelización). Tal situación proporcionaría al emprendimiento no sólo seguridad de abastecimiento, sino también cierta estabilidad del costo de adquisición de sus insumos, pues permitiría disminuir el riesgo asociado a las oscilaciones de su costo de adquisición, derivadas del funcionamiento del mercado. Ello es sumamente importante cuando se trata de residuos y/o subproductos que tienen usos alternativos, así por ejemplo un incremento en su costo de adquisición de 18 USD/ton a 23 USD/ton, hace que la tasa de rentabilidad disminuya sustancialmente de 12,8% a 4,4%.

Para los casos base especificados en el presente estudio, se realizaron sensibilidades respecto de distintos factores: plazo del proyecto, obtención de CERs (MDL), costo de inversión (1.300-2.000 USD/kW instalado), factor de planta (75-85%), costo de operación y mantenimiento (3-5% del costo de inversión), costo de adquisición de la biomasa (varía según el tipo de biomasa considerado y su precio asociado), precio de venta de la energía (entre 55-65 USD/MWh para residuos propios y/o sin uso alternativo y entre 75-85 USD/MWh para residuos adquiridos a terceros, la tasa de descuento (10-12%) y la estructura de financiamiento del proyecto (30-100% fondos propios).

Como pudo observarse a partir de los respectivos cuadros de indicadores de rentabilidad presentados, existe una elevada sensibilidad ante variaciones de dichos factores en la mayoría de los casos analizados. En particular, si el proyecto fuera clasificado como MDL y obtuviera los correspondientes CERs, la rentabilidad del mismo aumentaría considerablemente alcanzando valores cercanos al 20% y superiores según el caso considerado, para los precios de 60 y 80 USD/MWh considerados. Así, la rentabilidad requerida para el presente estudio (12%) se obtendría para un nivel de precio del orden de 51 USD/MWh cuando se consumen residuos propios y/o sin uso alternativo (15% inferior al precio del caso base), y del orden de 72 USD/MWh cuando se consumen residuos de terceros (10% inferior al caso base).

A partir del análisis de los resultados expuestos en el informe y en el marco de las hipótesis consideradas para los casos base, podemos concluir entonces que es posible obtener tasas de rentabilidad atractivas (mayores al 12%), en los casos que se mencionan seguidamente según los insumos sean propios y/o sin uso alternativo, o se adquieran éstos a terceros:

**Residuos propios y/o sin uso alternativo:**

- Cuando se considera el endeudamiento como fuente de financiamiento de la inversión, el apalancamiento financiero permite que, para un precio de venta de la energía ubicado entre 55 y 60 USD/MWh, se recuperen los costos asociados a la inversión y se obtenga la rentabilidad supuesta como requerida para este estudio.
- Cuando la inversión es financiada exclusivamente con fondos propios, el nivel de precio de venta de la energía que permitiría recuperar los costos asociados a la inversión y obtener la rentabilidad supuesta como requerida para este estudio, estaría en el entorno de los 60 USD/MWh.

**Residuos adquiridos a terceros:**

- Cuando se considera el endeudamiento como fuente de financiamiento de la inversión, el apalancamiento financiero permite que, para un precio de venta de la energía ubicado entre 75 y 80 USD/MWh, se recuperen los costos asociados a la inversión y se obtenga la rentabilidad supuesta como requerida para este estudio.
- Cuando la inversión es financiada exclusivamente con fondos propios, el nivel de precio de venta de la energía que permitiría recuperar los costos asociados a la inversión y obtener la rentabilidad supuesta como requerida para este estudio, estaría en el entorno de los 80 USD/MWh).