

**Análisis de componente nacional e impacto económico y social que surge de la generación de energía eléctrica a partir de las siguientes fuentes: solar fotovoltaica, biomasa, eólica y gas natural en centrales de ciclo combinado.**

Agosto de 2015

Cuarto Informe: Biomasa



Sres.  
Dirección Nacional de Energía (DNE)  
**Presente**

De nuestra mayor consideración:

Por la presente, hacemos entrega del Cuarto Informe, consistente en reportar las metodologías implementadas y los principales hallazgos para analizar el componente nacional y el impacto socioeconómico proveniente de la aplicación de proyectos de inversión en plantas de generación de energía eléctrica en base a biomasa. Los resultados de los cálculos realizados también serán presentados en hojas de cálculo en formato electrónico.

Los procedimientos realizados fueron limitados en naturaleza, oportunidad y alcance a aquellos que Ustedes determinaron más apropiados para satisfacer vuestros requerimientos. Como tal, este informe puede no revelar todos los asuntos significativos acerca del proyecto, o revelar errores o irregulares, si existiesen, contenidos en la referida información. No asumiremos ninguna responsabilidad por la veracidad de la información incluida en el informe, ni por las conclusiones a las que se arriba como consecuencia de utilizar la misma.

Por otra parte, estos procedimientos no constituyen una auditoría, ni un examen o revisión de la información histórica y prospectiva, por tanto no expresamos opinión alguna, ni ninguna otra forma de certeza sobre la información incluida en el presente informe ni sobre la razonabilidad de los supuestos utilizados.

Los resultados de nuestro trabajo y las metodologías empleadas fueron debidamente compartidos con Ustedes previo a la emisión de este informe.

Declaramos que no tenemos ninguna vinculación actual o prevista con la DNE que por su naturaleza pueda afectar la realización de nuestro trabajo de manera independiente e imparcial.

Nuestro trabajo estuvo basado en supuestos y expectativas según datos extraídos de fuentes públicas y privadas. Dichos supuestos o expectativas podrán no materializarse en el futuro por efecto de diversos factores políticos y técnicos. Los desvíos que eventualmente produzcan pueden ser materiales, en cuyo caso no asumiremos responsabilidad alguna.

Apreciamos la oportunidad brindada para asistirlos en este proyecto y les agradecemos la colaboración recibida para la realización de nuestro trabajo.

## INDICE

1. Introducción.....	4
2. Análisis de Componente Nacional.....	5
2.1. Estimación de los costos de inversión según potencia instalada.....	5
2.2. Estimación de los costos de O&M según potencia instalada.....	11
2.3. Determinación de los porcentajes de componente nacional.....	13
3. Análisis de Impacto Socioeconómico.....	17
3.1. Impacto sobre la Economía.....	17
3.1.1. Resultados obtenidos.....	17
3.2. Impacto sobre el empleo.....	18
3.2.1. Creación de empleo durante las fases de construcción y O&M.....	18
3.2.2. Empleos indirectos.....	20
3.3. Impacto en términos de valor agregado.....	21
3.3.1. Determinación de flujos de valor agregado.....	21
3.3.2. Efecto multiplicador.....	22
3.3.3. Resultados obtenidos.....	23
3.4. Impacto sobre la recaudación de IRAE.....	23
3.5. Impacto sobre las importaciones.....	24
3.6. Impacto en términos de descentralización.....	24

## 1. INTRODUCCIÓN

El presente informe consiste en reportar las metodologías implementadas y los principales hallazgos para analizar el componente nacional y el impacto socioeconómico proveniente de la aplicación de proyectos de inversión en plantas de generación de energía eléctrica en base a la quema de biomasa forestal.

El trabajo consistió en la ejecución de dos fases:

- Estimación de Componente Nacional mínimo y máximo durante la etapa de Construcción y de Operación y Mantenimiento. Se incluyó la sensibilidad de los resultados para distintas escalas de planta.
- Análisis de externalidades socioeconómicas provenientes de la aplicación de cada escala y factor de producción específico. Este análisis se midió a través de una serie de indicadores que son comentados más adelante.

En todos los casos, el análisis de sensibilidad se llevó a cabo manejando la siguiente combinación de potencia instalada y factores de producción:

Escenarios definidos para la realización de análisis de sensibilidad		Potencia Instalada		
		10 MW	20 MW	50 MW
Factor de Planta	60%	X	X	X
	75%	X	X	X
	90%	X	X	X

El análisis de componente nacional fue realizado en forma separada para la fase de desarrollo y construcción (aplicando la correspondiente sensibilidad según la potencia instalada) y para la fase de O&M (aplicando la correspondiente sensibilidad según la potencia instalada). Los porcentajes estimados de componente nacional fueron expresados en términos de participación porcentual sobre la inversión en activo fijo y sobre el gasto anual en O&M respectivamente.

Para la realización del presente informe, el análisis de impacto socioeconómico se basó en la medición de los siguientes indicadores:

- Impacto en la Economía (USD)
- Impacto sobre el empleo (puestos de trabajo)
- Impacto en términos de valor agregado (USD/MWh)
- Impacto en términos de recaudación de IRAE (USD/MWh)
- Impacto sobre las importaciones (USD/MWh)
- Impacto en términos de descentralización (USD/MWh)

A continuación se detallarán los procedimientos realizados y principales resultados del estudio.

## 2 ANÁLISIS DE COMPONENTE NACIONAL

### 2.1. Estimación de los costos de inversión según potencia instalada

En el presente capítulo se describe la metodología utilizada para la determinación de los porcentajes de componentes nacionales mínimo y máximo para una planta de biomasa de 10 MW, 20 MW y 50 MW.

El primer procedimiento a implementar consistió en la estimación del monto de inversión y gastos anuales de O&M de una planta de biomasa para las potencias señaladas.

Para estimar los montos de componente nacional se recurrió a conocimientos y experiencia previa del equipo de trabajo, y a entrevistas con actores relevantes. Concretamente, se realizaron entrevistas a empresas que utilizan biomasa para la generación y venta de energía eléctrica, ya sea esta su única actividad o no, también se entrevistaron a posibles empresas nacionales proveedoras de componentes, empresas que pueden llevar a cabo la construcción y montaje de una planta, y a consultores especialistas en el campo de la biomasa que participaron en el Proyecto de Producción de Electricidad a partir de biomasa en Uruguay (PROBIO).

Luego de completada la fase de entrevistas, se procedió a realizar la estimación de costos desagregada por rubro. Dicha estimación fue puesta a consideración de desarrolladores de plantas de biomasa para su validación, o realización de comentarios o ajustes pertinentes. Este proceso permitió realizar ajustes a la estimación inicial.

Para este informe se consideran plantas dedicadas exclusivamente a la generación de energía eléctrica. Es una práctica común en las industrias utilizar biomasa como insumo para la generación de calor durante el proceso productivo (industria celulósica, fabricación de madera contrachapada, etc.) con lo cual adoptan una estrategia de cogeneración para autoabastecerse de energía eléctrica y vender el sobrante. Este no es el caso considerado en el presente informe.

A diferencia de otras fuentes de energías renovables, como solar, eólica, hidráulica o geotérmica, para el caso de la biomasa la fuente de energía requiere de un pre-proceso (cosecha, transporte, chipeo) para ser aprovechada, lo cual le asigna un costo a diferencia de las otras fuentes renovables.

Una de las hipótesis adoptadas en este análisis, según lo direccionado por la DNE, es considerar exclusivamente la biomasa de origen forestal. En Uruguay la biomasa forestal tiene tres destinos principales: celulosa, chip para exportación y como insumo en industrias madereras. Para el caso de la celulosa y chip, se utilizan arboles de eucalipto, típicamente la especie *Eucalyptus Grandis*. Para el caso de la industria maderera, se utiliza principalmente arboles de pino, con algo de participación del eucalipto. Estos destinos y las distintas especies, requieren de distintos procesos de cultivo y cosecha, lo cual determina la cantidad de biomasa disponible con destino energético.

De las entrevistas realizadas, y en común acuerdo con la DNE, se consideró como fuente de biomasa, aquella proveniente de los residuos del pino utilizado por la industria maderera (en forma de raleos) y la proveniente de los residuos de aserraderos. Se consideran estas fuentes como las de mayor potencial para el uso energético por su disponibilidad y facilidad de acceso.

El origen de esta biomasa se encuentra principalmente en la región centro-norte del país, en los departamentos de Tacuarembó y Rivera, por lo que se asume que las plantas de biomasa se ubican en esta zona, debido a la proximidad con la materia prima. Otra de las hipótesis de este informe es que se asume la disponibilidad de nodos para la interconexión con la red de distribución de energía eléctrica en la zona a distancias razonables.

En cuanto a la inversión en plantas de biomasa, la cantidad de rubros considerados fue determinada con la intención de contar con una discriminación lo más detallada posible, pero que permitiera obtener un monto con la información a la que se tuvo acceso. A su vez, en cada caso si correspondía, se hizo la separación entre Materiales y Equipos, Mano de Obra y Otros.

Los rubros considerados fueron:

- Sistema de generación de vapor
- Turboalternador y condensador de vapor
- Sistema de refrigeración
- Sistema de tratamiento de biomasa
- Tratamiento de humos
- Puesta en marcha
- Instrumentación y Control
- Obra Civil, urbanización y edificación
- Obra eléctrica
- BOP (*Balance of Plant*) mecánico
- Transformadores MT o AT (según corresponda)
- Línea MT o AT (según corresponda)
- Subestación MT o AT (según corresponda)
- Puesto de Conexión y Medida
- Instalación de Enlace (según corresponda)
- Transporte
- Seguros
- Desarrollo / Ingeniería
- Otros

En lo que sigue del informe se describe la metodología utilizada para estimar el monto correspondiente a cada ítem del rubrado.

En los ítems se hará referencia a transformadores, interconexión y subestaciones en media (MT) y alta tensión (AT). Para este estudio se consideró que las interconexiones se realizan en 30kV para MT (plantas de 10 MW y 20 MW) y 150kV para AT (plantas de 50 MW).

A continuación se describen los principales conceptos que forman parte del cuadro de inversiones. Cabe señalar que en el análisis se asume que el costo de mano de obra es en moneda nacional, mientras que el de materiales, máquinas y equipos es en dólares. La estimación inicial de la inversión total se realizó en dólares, asumiendo un tipo de cambio de base de 24 pesos por dólar (promedio de dic/14). No obstante, en la apertura de costos (entre los cuales figura la mano de obra retribuida en moneda nacional) se incluyó como parámetro para simular el ajuste por inflación doméstica medida en dólares (inflación - depreciación).

El funcionamiento general de una planta de biomasa consiste en la generación de vapor a través de la combustión en una caldera, este vapor se dirige hacia una turbina que convierte la energía del vapor a energía motriz, la cual se utiliza para mover el rotor del generador y así obtener energía eléctrica. La tensión a la salida del generador es elevada mediante un transformador a la tensión de la red. En este proceso se requiere de agua para la generación de vapor y para el sistema de enfriamiento, la cual debe ser tratada para estos usos. Se requiere de un sistema para el tratamiento de la biomasa. Además, directivas medioambientales requieren que plantas de biomasa utilicen un sistema de tratamientos de humos para eliminar partículas y una planta de tratamiento de efluentes.

### 2.1.1. Sistema de Generación de Vapor

En este ítem se incluyen componentes como la caldera, chimenea, sistema de tratamiento de agua, sistema de purgas, manejo de cenizas, etc.

Se consideran calderas acuotubulares y los montos intentan reflejar el costo según la tecnología de la caldera, sea gasógeno o quema directa.

Se computan montos totales según el tamaño de planta y según si el escenario es el mínimo o máximo. El aumento del costo entre el escenario de componente nacional mínimo y máximo se debe a la inversión incremental de la industria nacional, estimándose un aumento del 5% entre el escenario de mínima y máxima para una planta de 10MW, y 10% de aumento para el resto de los tamaños.

Este ítem se considera 80% dentro de la categoría Equipos y Materiales, y 20% de Mano de Obra por concepto de montaje.

### 2.1.2. Turboalternador y condensador de vapor

Este ítem consiste en la turbina de vapor, el generador y el condensador de vapor.

Esta parte de la inversión se considera 80% dentro de la categoría Equipos y Materiales, y 20% de Mano de Obra por concepto de montaje.

### 2.1.3. Sistema de Refrigeración

Se consideró como hipótesis la utilización de torres de enfriamiento para todos los tamaños de planta. En este ítem también se incluyen otros componentes como cañerías y bombas. Se estimó un costo fijo en dólares por megavatio para todos los tamaños de planta.

Esta parte de la inversión se considera 70% dentro de la categoría Equipos y Materiales, y 30% de Mano de Obra.

### 2.1.4. Sistema de tratamiento de biomasa

Este rubro contempla los elementos para el tratamiento de la biomasa como la chipeadora, cintas transportadoras, sistema de extracción de piedras y metales, transportadores de tornillos sin fin y válvulas rotativas entre otros.

Se asignó un costo fijo por megavatio en el escenario de componente mínimo para todos los tamaños de planta, el cual consiste en un 70% al concepto de Equipos y Materiales, y 30% de Mano de Obra. En el caso del escenario de componente máximo se considera que varios componentes pueden ser provistos localmente con un aumento del costo del 5%.

### 2.1.5. Tratamiento de humos

Para todos los tamaños de plantas se asume como hipótesis el uso de precipitadores electrostáticos dado que según entrevistas realizadas, sería la opción más conveniente para esta aplicación.

Para este rubro se asignó un costo fijo por megavatio en el escenario de mínima, con un aumento del 10% para el de máxima, y se asignó en un 80% al concepto de Equipos y Materiales, y 20% de Mano de Obra. Este costo se mantiene para todos los tamaños de planta.

#### 2.1.6. Puesta en marcha

Consiste en los costos asociados a la puesta en marcha y commissioning de cada parte de la planta.

La asignación del costo de inversión por este concepto se realizó 100% en el rubro Otros.

#### 2.1.7. Instrumentación y control

Comprende a las inversiones relacionadas al sistema SCADA y todos los demás elementos de control y monitoreo de la planta.

Para este rubro se asignó un costo fijo por megavatio, y se asignó en un 100% al concepto de Equipos y Materiales.

#### 2.1.8. Obra civil, urbanización y edificación

Las plantas de biomasa requieren de inversiones importantes en este rubro. Algunas de las obras requeridas son adecuación de terreno, nave de alimentación de biomasa, edificio de generación, edificio de oficinas, edificio de caldera, caminos, balanza de camiones, etc.

Para este rubro se asignó un costo por megavatio, distribuido en un 50% al concepto de Equipos y Materiales y 50% a Mano de Obra.

#### 2.1.9. Obra eléctrica

Comprende todos los elementos de protección, seccionamiento y distribución eléctrica interna de la planta.

Para este ítem, el monto es incremental según el tamaño de planta, aunque no en forma lineal de acuerdo a información proporcionada por proveedores.

Esta parte de la inversión se considera 30% dentro de la categoría Equipos y Materiales, y 70% de Mano de Obra.

#### 2.1.10. Balance de Planta

*Balance de Planta* son todos los elementos que completan la instalación, por ejemplo, ventiladores, bombas, sistemas de incendio, etc.

En este caso, el monto también es creciente según el tamaño de planta.

Esta parte de la inversión se considera 75% dentro de la categoría Equipos y Materiales, y 25% de Mano de Obra.

#### 2.1.11. Transformador Media Tensión (MT)

La interconexión con la red para plantas de 10 MW y 20 MW se realiza en media tensión. El costo de un transformador fue asignado al concepto de Materiales y Equipos.

#### 2.1.12. Transformador Alta Tensión (AT)

Estos transformadores aplican para el caso de una planta de 50 MW. El costo de un transformador para una planta de 50 MW fue asignado 100% al concepto de Materiales y Equipos. Este valor sufre variaciones dependientes del origen, la marca, etc. del equipamiento. Este valor es dependiente del origen y marca del equipo. Se utilizó como referencia un equipo marca ABB o Siemens fabricado en Latinoamérica.

#### 2.1.13. Subestación MT

Una subestación en MT es requerida para plantas de 10 MW y 20MW. Para el caso de 10 MW el costo se determinó en un costo fijo. La composición asignada fue de 20% en materiales y equipos, y 80% en mano de obra por concepto de obra civil y montaje.

En el caso de una planta de 20MW, se estima un incremento del costo de 35%.

#### 2.1.14. Subestación AT

Se maneja un costo fijo de para las plantas de 50 MW. En este rubro se supuso una composición de 20% en Materiales y Equipos y 80% en Mano de Obra.

#### 2.1.15. Línea de interconexión en Media Tensión

Comprende las líneas aéreas, torres, demás equipamiento y mano de obra. Se parte de la hipótesis de que plantas de 10 MW y 20 MW se conectan a la red de UTE en MT. Por lo tanto, este rubro solamente aplica para este tamaño de plantas.

El costo de interconexión en MT es calculado por kilómetro. En cuanto a la distancia de interconexión, esta dependerá para cada planta y por lo tanto es un parámetro variable. En las simulaciones presentes se tomó como valor de referencia una distancia de 4 km.

Cabe mencionar que estos valores pueden variar mucho de un proyecto a otro dependiendo de las mejoras que solicite UTE en cuanto a protecciones de la propia subestación o subestaciones afectadas por el flujo debido a la presencia de la planta. Se tomó un criterio medio sin afectaciones en subestaciones remotas para media tensión.

Se supuso que este rubro está compuesto en un 50% por Materiales y Equipos, y 50% en Mano de Obra.

#### 2.1.16. Línea de interconexión Alta Tensión

Comprende las líneas aéreas, torres, demás equipamiento y mano de obra.

Se consideran interconexiones en AT para plantas de 50 MW en adelante. El costo de interconexión en AT es calculado por kilómetro. En cuanto a la distancia de interconexión, esto dependerá de cada planta y por lo tanto constituye un parámetro variable. En las simulaciones presentes se tomó como valor de referencia una distancia de 20 km. A diferencia de la líneas en MT, en este caso si se consideran afectaciones en subestaciones de UTE y se contempla en el rubro Instalación de Enlace.

Se supuso que este rubro está compuesto en un 50% de Materiales y Equipos y 50% en Mano de Obra, asociada a las obras eléctricas de interconexión con la red en AT.

#### 2.1.17. Puesto de Conexión y Medida (PCM)

Para este rubro se determinó un costo fijo para cada potencia. En el caso de 10 MW, el PCM se conecta en 30kV con un costo fijo, y para el caso de 20 MW se estimó un aumento del 35%. Para plantas de 50 MW la conexión se asume que se realiza en 150kV.

Se supuso que la inversión en este rubro está representada en un 45% por materiales y equipos, y 55% por mano de obra para la realización de las obras civiles.

#### 2.1.18. Instalación de enlace

Corresponde a las inversiones exigidas por UTE en obras civiles y eléctricas para la conexión de la acometida de la línea proveniente del parque con la subestación de UTE. Estas obras son ajenas a la subestación y puesto de conexión y medida propio del parque en cuestión, y comprenden refuerzos en la red propia de UTE. Estos refuerzos pueden venir en la forma de la construcción de una nueva subestación o en la ampliación de una existente. Los costos estimados se basan en las consultas realizadas respecto de proyectos en construcción o desarrollo. Sin embargo resulta conveniente aclarar que es posible que en el futuro estos costos se reduzcan, a medida que la red de trasmisión de UTE haya tenido suficientes mejoras que minimicen estos requerimientos.

En este rubro se determinó un costo fijo para una planta de 50 MW. Se supuso que este rubro está compuesto en un 50% de Materiales y Equipos y 50% en Mano de Obra.

Para los casos de 10 MW y 20 MW, se supuso que no se exigen mejoras remotas por parte de UTE y por tanto el costo es cero.

#### 2.1.19. Transporte

Este rubro incluye esencialmente los fletes, la carga y descarga de los componentes desde el puerto o fábricas de Montevideo hasta el sitio del emplazamiento (como referencia se tomó una distancia de 450 km).

#### 2.1.20. Otros

Este rubro comprende el resto de los elementos que no pertenecen dentro de los ítems anteriores, y se valúa como el 5% de la suma de todos los anteriores.

### 2.1.21. Seguros

Este rubro representa el seguro contra todo riesgo durante la fase de construcción. Para determinar el costo del seguro, se consideró una tasa de 0,35% sobre el monto de la inversión total. Este parámetro se adoptó en base a consultas realizadas con operadores de seguros.

### 2.1.22. Desarrollo e Ingeniería

Este rubro incluye los costos iniciales de desarrollo, permisos, costos legales e ingeniería previos al inicio de la fase de construcción. El costo asociado a estos conceptos se supuso que representa el 5% del monto de la inversión.

A continuación se exhibe un cuadro resumen de la inversión estimada para las tres escalas, así como la participación de cada uno de los conceptos que la integran en el escenario de mínima.

Inversión en planta de biomasa			
	10 MW	20 MW	50 MW
	Participación	Participación	Participación
Sistema de generación de vapor	37,3%	36,1%	31,3%
Turboalternador y condensador de vapor	10,9%	10,3%	8,6%
Sistema de refrigeración	2,2%	2,4%	2,6%
Sistema de tratamiento de biomasa	7,1%	7,9%	8,6%
Tratamiento de humos	2,8%	4,3%	3,4%
Puesta en marcha	0,9%	0,9%	0,4%
Instrumentación y Control	0,9%	1,0%	1,1%
Obra civil, urbanización y edificación	13,7%	15,1%	16,4%
Obra Eléctrica	3,1%	3,1%	3,0%
BOP mecánico	7,8%	8,2%	7,5%
Transformador MT	0,6%	0,4%	
Transformador AT			0,8%
Subestación MT	3,1%	2,3%	
Subestación AT			2,8%
Línea MT	1,6%	0,9%	
Línea AT			4,0%
Puesto de Conexión y Medida	2,2%	1,7%	3,4%
Instalación de Enlace			0,9%
Transporte	1,1%	0,7%	0,4%
Otros (5%)	4,8%	4,8%	4,8%
Seguros (0,35%)			
Desarrollo / Ingeniería (5%)			
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

## 2.2 Estimación de los costos de O&M según potencia instalada

A efectos del presente estudio, se asumió que los costos de Operación y Mantenimiento (O&M) de una planta de generación a partir de biomasa están compuestos por conceptos de la biomasa en sí, remuneraciones, mantenimiento, servicio de tratamiento de agua y costos de energía eléctrica. El costo de O&M correspondientes a la biomasa, dependerá del tamaño de planta y del factor de planta.

Para estimar las retribuciones salariales, se consideró una dotación compuesta por personal técnico, ingenieros, personal administrativo, obreros y de seguridad. Las dotaciones según la escala fueron

estimadas en base a consultas realizadas con operadores de plantas de biomasa en las entrevistas mantenidas, y los cuadros se exponen más adelante en el capítulo 3.2 de análisis del impacto en términos de generación de empleo.

Para estimar el costo de la biomasa, se realizaron entrevistas con especialistas en el área, a partir de las cuales se llegó a la conclusión de que el escenario más viable consiste en una mezcla de insumos compuesta en un 40% por subproductos de la foresto industria y 60% proveniente del raleo de pino. En base a la información provista por consultores que participaron en el proyecto PROBIO, el costo de esta mezcla de insumos se estima en 41 USD la tonelada. Este costo comprende la biomasa colocada en planta, con un 40% de humedad y proveniente de un radio de hasta 70km a la redonda.

En base a la información provista por la DNE sobre los poderes caloríficos inferiores (PCI) de la biomasa, se asignó para subproductos de la foresto industria un PCI de 3.027 kcal/kg y para el raleo 2.402 kcal/kg. Utilizando los porcentajes de participación de cada insumo (40% - 60%) se calcula el PCI de la mezcla en 2.652 kcal/kg.

En base a proyectos similares en otras plantas de biomasa, se estimó el rendimiento neto del ciclo en 24,5%. Esta comprende la energía que se entrega a la red, después del autoconsumo de la planta. En base al PCI de la mezcla y el rendimiento del ciclo se calcula el coeficiente de generación que representa la cantidad de biomasa requerida para entregar a la red 1 MWh. El coeficiente resultó en 1,324 ton/MWh.

Cabe señalar a su vez, que el modelo expresa los porcentajes de humedad y PCI de distintos tipos de biomasa forestal, permitiendo simular distintas participaciones que arrojarían distintos coeficientes de generación.

Biomasa	% humedad	PCI (kcal/kg)
Raleo Eucaliptus Grandis comercial	37,50%	2.441
Raleo Eucaliptus Grandis no comercial	37,50%	2.441
Raleo Pino comercial	37,50%	2.402
Raleo Pino no comercial	37,50%	2.402
Resto Cosecha de Madera para Aserrió	37,50%	2.402
Resto Cosecha de madera para celulosa	37,50%	2.441
Subproducto de foresto - industria	30,00%	3.027
Madera energética CNN	37,50%	2.441
Madera energética SE	37,50%	2.441

Cuadro de poderes caloríficos provisto por la DNE.

Para el escenario de biomasa proveniente de la forestación energética, el modelo asume los mismos parámetros del raleo de eucaliptus (en el entendido de que esta sería la variedad con la cual se llevaría a cabo la actividad de forestación energética). No obstante, cabe señalar que si bien se considera recomendable que una planta de generación cuente con un patrimonio forestal propio, en Uruguay no hay antecedentes de cultivo forestal. Por tanto, no fue posible realizar una valoración de este tipo de biomasa. De todas formas cabe señalar que aún en caso de que no se combinara la forestación energética, el precio de la biomasa debería variar en caso de que se produzca una variación del mix. Por tanto, si se modificase el mix de biomazas también debería modificarse manualmente el precio en el modelo. Como fuera señalado previamente, el modelo supone una combinación de 40% residuo foresto industria y 60% raleo de pino, a un precio de USD 41/ton.

Los costos de mantenimiento incluyen los repuestos, reparaciones y mantenimiento preventivo. Las plantas de biomasa son intensivas en costos de reparaciones debido a la gran cantidad de componentes sujetos al desgaste. En base a las entrevistas realizadas se estimó este costo en 6 USD/MWh.

Las plantas de biomasa requieren de una gran cantidad de agua para la generación de vapor (agua de caldera) y para la refrigeración (torres de enfriamiento). El agua de alimentación debe ser tratada según el destino para el cual se utilice. Generalmente se contrata un servicio para el tratamiento de agua a una empresa encargada de proveer los productos químicos necesarios y llevar el control de la calidad del agua. En base a las averiguaciones realizadas se puede estimar la necesidad de agua mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Agua}(m^3) = 4 \times \text{Energía generada (MWh)}$$

El costo del tratamiento de aguas se estimó en 0,6 USD/ $m^3$ .

Parte de los costos de operación incluye la energía eléctrica necesaria durante los arranques de la planta. Es esperable que haya una cierta cantidad de paradas de operación al año, que puede depender de varios factores como el mantenimiento, en los que se requiere energía de la red para poner en marcha a la planta. Una vez en operación, la energía requerida para operar surge del generador propio. Se estimó esta cantidad de energía necesaria de adquirir de UTE como el 0,5% de la total generada y se le asignó un precio de 96 USD/MWh para todos los tamaños de planta en base al pliego de UTE. Además del concepto de energía, existirá un costo por concepto de potencia demandada. Esta se estimó como el 10% de la potencia nominal de la planta a un costo de 7 USD/kW para el caso de plantas de 10 y 20 MW, y 4 USD/kW para una planta de 50 MW según el pliego de UTE.

En el caso del seguro, se aplicó un monto anual equivalente al 0,35% de la inversión inicial sin tomar en cuenta las obras de interconexión que luego de su finalización serían cedidas a UTE y dejan de formar parte del activo fijo de la empresa.

Los demás costos que no fueron contemplados en los ítems anteriores son asignados al rubro Otros, el cual se estimó en 4.000 USD/MW anuales para todos los tamaños de planta.

### 2.3 Determinación de los porcentajes de Componente Nacional

Para determinar el Componente Nacional Mínimo y Máximo, se siguieron los siguientes criterios:

Criterios para la determinación de Componente Nacional	
Mínimo	Qué exista oferta del componente en cuestión en el mercado local.
	Si el componente es importable, que su costo sea inferior al costo de importación más el eventual costo arancelario de un componente sustituto.
Máximo	Que exista capacidad tecnológica para la producción del componente en plaza, independientemente del eventual sobre costo.

En el caso del componente máximo, se computó en el modelo el eventual sobre costo que podría surgir de sustituir bienes importados por bienes de producción nacional.

A su vez, el análisis de componente nacional incluyó una estimación distinguiendo el porcentaje nominal y efectivo.

En el caso del porcentaje nominal, se aplicó un criterio binario para determinar el porcentaje de componente nacional (0% o 100%). Se considera que el bien cumple con el componente nacional (asignándose el 100% de su valor como de componente nacional) si al menos el 35% del valor es efectivamente de componente nacional y se produce un salto arancelario.

En el caso del porcentaje efectivo, se computó el porcentaje efectivamente contemplado como componente nacional, por lo que este valor podrá estar entre 35% y 100%.

Para la realización de esta fase se recurrió a la consulta con proveedores efectivos y potenciales proveedores de plantas de biomasa. A continuación se presenta un cuadro resumen con los porcentajes de componente nacional mínimo, máximo, nominal y efectivo imputados en cada uno de los ítems que conforman el cuadro de inversiones para las distintas escalas.

Porcentaje de Componente Nacional por ítem - 10 MW												
	Materiales y equipos				Mano de obra				Otros			
	CN Mínimo		CN Máximo		CN Mínimo		CN Máximo		CN Mínimo		CN Máximo	
	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo
Sistema de generación de vapor	100%	35%	100%	50%	100%	100%	100%	100%				
Turboalternador y condensador de vapor	0%	0%	0%	0%	20%	20%	20%	20%				
Sistema de refrigeración	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Sistema de tratamiento de biomasa	0%	10%	100%	35%	100%	100%	100%	100%				
Tratamiento de humos	0%	20%	100%	50%	100%	100%	100%	100%				
Puesta en marcha									35%	35%	35%	35%
Instrumentación y Control	0%	0%	0%	0%								
Obra civil, urbanización y edificación	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Obra Eléctrica	0%	30%	0%	30%	100%	100%	100%	100%				
BOP mecánico	0%	10%	0%	10%	50%	50%	100%	100%				
Transformador MT	100%	45%	100%	45%								
Subestación MT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Línea MT	100%	40%	100%	40%	100%	100%	100%	100%				
Puesto de Conexión y Medida	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Instalación de enlace												
Transporte									100%	100%	100%	100%
Otros	0%	25%	0%	25%	100%	100%	100%	100%				
Desarrollo / Ingeniería									100%	100%	100%	100%
Seguros									100%	100%	100%	100%

Porcentaje de Componente Nacional por ítem - 20 MW												
	Materiales y equipos				Mano de obra				Otros			
	CN Mínimo		CN Máximo		CN Mínimo		CN Máximo		CN Mínimo		CN Máximo	
	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo
Sistema de generación de vapor	0%	10%	100%	35%	100%	100%	100%	100%				
Turboalternador y condensador de vapor	0%	0%	0%	0%	20%	20%	20%	20%				
Sistema de refrigeración	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Sistema de tratamiento de biomasa	0%	10%	100%	35%	100%	100%	100%	100%				
Tratamiento de humos	0%	20%	100%	50%	100%	100%	100%	100%				
Puesta en marcha									35%	35%	35%	35%
Instrumentación y Control	0%	0%	0%	0%								
Obra civil, urbanización y edificación	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Obra Eléctrica	0%	30%	0%	30%	100%	100%	100%	100%				
BOP mecánico	0%	10%	0%	10%	50%	50%	100%	100%				
Transformador MT	100%	45%	100%	45%								
Subestación MT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Línea MT	100%	40%	100%	40%	100%	100%	100%	100%				
Puesto de Conexión y Medida	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Instalación de enlace												
Transporte									100%	100%	100%	100%
Otros	0%	25%	0%	25%	100%	100%	100%	100%				
Desarrollo / Ingeniería									100%	100%	100%	100%
Seguros									100%	100%	100%	100%

Porcentaje de Componente Nacional por ítem - 50 MW												
	Materiales y equipos				Mano de obra				Otros			
	CN Mínimo		CN Máximo		CN Mínimo		CN Máximo		CN Mínimo		CN Máximo	
	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo	Nominal	Efectivo
Sistema de generación de vapor	0%	10%	100%	35%	100%	100%	100%	100%				
Turboalternador y condensador de vapor	0%	0%	0%	0%	20%	20%	20%	20%				
Sistema de refrigeración	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Sistema de tratamiento de biomasa	0%	10%	100%	35%	100%	100%	100%	100%				
Tratamiento de humos	0%	20%	100%	50%	100%	100%	100%	100%				
Puesta en marcha									35%	35%	35%	35%
Instrumentación y Control	0%	0%	0%	0%								
Obra civil, urbanización y edificación	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%				
Obra Eléctrica	0%	30%	0%	30%	100%	100%	100%	100%				
BOP mecánico	0%	10%	0%	10%	50%	50%	100%	100%				
Transformador AT	0%	0%	0%	0%								
Subestación AT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Línea AT	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Puesto de Conexión y Medida	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Instalación de enlace	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%				
Transporte									100%	100%	100%	100%
Otros	0%	25%	0%	25%	100%	100%	100%	100%				
Desarrollo / Ingeniería									50%	50%	100%	100%
Seguros									100%	100%	100%	100%

Para el caso del Sistema de Generación de Vapor (que incluye componentes como la caldera, chimenea, sistema de tratamiento de agua, sistema de purgas, manejo de cenizas, etc.) existe capacidad local para proveer en plantas de 10 MW. En el caso de plantas de 20 MW y 50 MW existe la posibilidad de proveer en un escenario de máxima, aunque se requeriría una asociación entre la empresa metalúrgica nacional y una empresa extranjera que provea el know how y servicios de ingeniería. Se asignó un sobrecosto del 5% para una potencia de 10 MW, y 10% para el resto de los tamaños de planta. Este sobrecosto se refleja en los montos de inversión entre los casos de mínima y máxima. Para el caso de una planta de 10 MW, la industria local es competitiva y se estima un componente nacional efectivo del 35%. En el caso de componente nacional máximo, el efectivo aumenta a un 50% de origen nacional. Este aumento del porcentaje efectivo se debe a que los fabricantes de calderas pueden optar por fabricar en Uruguay o importar ciertos elementos como son las plataformas, economizador y paredes acuatubulares, lo cual implicaría el sobrecosto mencionado en el caso de fabricarse localmente. Para plantas de 20 MW y 50 MW, en el caso de mínima se considera que el 10% de la inversión efectiva será provista localmente, lo cual corresponde a elementos como ductos y chimeneas. Cuando se considera el escenario de componente máximo, este aumenta a un 35% efectivo nacional, en estos casos se adquiriría parte de la ingeniería en el extranjero y se aumentarían los componentes fabricados localmente como los ya mencionados.

El Sistema de Tratamiento de Biomasa incluye la chipeadora, cintas transportadoras, sistema de extracción de piedras y metales, grúas y edificios. En el caso de mínima se estima que el 10% de la inversión será provista localmente debido a componentes competitivos como tornillos transportadores sin fin y válvulas rotativas. En el escenario de máxima, se aumenta la cantidad de equipos posibles de proveer localmente, se agregaría todo el sistema de transporte (cintas transportadoras), llegando así a un 35% efectivo. Este aumento en el componente nacional conlleva incrementos en los costos del 5% entre el escenario de mínima y máxima.

En el caso del Sistema de Tratamiento de Humos, que consiste en el precipitador electrostático, para el escenario de mínima se estima un componente nacional del 20% debido a que es más conveniente proveer localmente componentes como chapas y tolvas. En el escenario de máxima se considera que este sistema se puede proveer localmente con un componente efectivo que puede aumentar a un 50%. Este aumento se basa en adquirir la ingeniería y los elementos principales del exterior, ensamblar localmente y suministrar las estructuras, cuerpo del precipitador, chapas y tolvas, que pueden ser fabricados por empresas metalúrgicas nacionales. Se estimó un sobrecosto por la fabricación local del 10%.

Una vez definidos los componentes mínimo (nominal y efectivo) y máximo (nominal y efectivo) de cada ítem, se está en condiciones de calcular el porcentaje de componente nacional total de la fase de inversión, que incluye todos los ítems de los cuadros expuestos precedentemente (incluyendo los costos de desarrollo e interconexión).

El porcentaje final de componente nacional mínimo y máximo se resume en los siguientes cuadros.

Componente Nacional - Fase Construcción			
	10 MW	20 MW	50 MW
<b>CN mínimo nominal (%)</b>	68,3%	36,3%	38,6%
<b>CN mínimo efectivo (%)</b>	50,6%	41,4%	43,5%
<b>CN máximo nominal (%)</b>	75,7%	76,4%	74,7%
<b>CN máximo efectivo (%)</b>	57,7%	53,8%	54,9%

Para la fase de O&M, se analizó el componente nacional de cada costo descrito en la sección 2.2. Se encontró que el componente de esta fase es muy cercano al 100%, con tres ítems que no computan como 100% nacionales. Estos son la biomasa, el mantenimiento y el tratamiento de agua.

El costo de la biomasa comprende el costo de la madera, mano de obra y el costo del transporte hasta la planta en el caso del raleo. De común acuerdo con la contraparte, se asignó una participación del 25% del costo de transporte sobre el costo total de la biomasa (esta proporción puede ser variable en función de la distancia media a la planta). A su vez, según consultas realizadas con empresas transportistas, se determinó que el combustible representa aproximadamente el 50% del costo del transporte, en tanto que otro 15% representa otros insumos importados. En base al análisis de información proveniente de los informes de PPI de derivados del petróleo de URSEA, se deduce que aproximadamente el 35% del costo del combustible está conformado por gasoil importado. En conclusión, se determinó que el componente extranjero de la biomasa es del 8% ( $CE = 25\% \times (15\% + 35\% \times 50\%) = 8,125\% \approx 8\%$ ). Si bien existen otros costos de la biomasa con componente extranjero en la etapa anterior al transporte, este se estimó despreciable frente al componente nacional total de la biomasa, el cual resulta en 92%.

Los costos de mantenimiento incluyen los repuestos, reparaciones y mantenimiento preventivo. En base a entrevistas realizadas con operadores de plantas actuales, se estimó el componente nacional de este costo en 90%.

El costo de tratamiento de agua se basa en un servicio a una empresa encargada de proveer los productos químicos necesarios y realice controles del sistema. Se consultó con una de estas empresas del rubro, la cual reportó un componente nacional del 75%.

Para el resto de los gastos de O&M: Seguros, Personal, Electricidad y Otros se les fue asignado 100% de componente nacional.

A continuación se exhibe el porcentaje de componente nacional de los costos estimado durante la fase de O&M para distintas escalas y factores de planta.

Componente Nacional - Fase O&M			
Factor de Producción	10 MW	20 MW	50 MW
60%	94,1%	93,3%	92,7%
75%	93,7%	93,0%	92,4%
90%	93,4%	92,7%	92,2%

### 3 ANÁLISIS DE IMPACTO SOCIOECONÓMICO

El análisis del impacto socioeconómico se basó en una serie de indicadores que serán calculados en forma separada. En el presente informe se reportarán los siguientes indicadores de impacto socioeconómico:

- Impacto sobre la Economía
- Impacto sobre el Empleo
- Impacto en términos de Valor Agregado
- Ingresos Fiscales
- Impacto en importaciones
- Impacto en descentralización geográfica

#### 3.1. Impacto sobre la Economía

El impacto sobre la economía se calculó mediante la aplicación del Modelo Insumo-Producto de Leontief, cuya metodología fue comentada en el primer informe.

##### 3.1.1. Resultados obtenidos

A continuación se exhibe un cuadro con los valores provenientes de la inversión de componente nacional efectivo durante la fase de construcción.

	Monto de Inversión en CN			
	Inversión en CN Mín (USD)	% CN	Inversión en CN Máx (USD)	% CN
10 MW	17.175.275	50,6%	20.081.252	57,7%
20 MW	25.409.520	41,4%	34.540.866	53,8%
50 MW	61.367.830	43,5%	80.724.726	54,9%

A partir del monto de demanda directa definido en el cuadro anterior (variable según escala y porcentaje de componente nacional aplicado) se dedujo el impacto total en la economía multiplicando el vector de demanda con la matriz inversa de Leontief. A su vez, los efectos indirecto e inducido también se dedujeron según lo planteado.

	Impacto sobre la Economía (USD) - Fase Construcción			
	Impacto Directo	Impacto Indirecto	Impacto Inducido	Impacto Total
10 MW / CN mín.	17.175.275	5.655.150	2.714.820	25.545.245
10 MW / CN max.	20.081.252	6.723.332	3.235.817	30.040.401
20 MW / CN mín.	25.409.520	8.211.597	3.982.714	37.603.830
20 MW / CN máx.	34.540.866	11.495.104	5.554.457	51.590.427
50 MW / CN mín.	61.367.830	19.684.424	9.568.065	90.620.319
50 MW / CN max.	80.724.726	26.632.242	12.888.597	120.245.565

A continuación se muestran los principales resultados obtenidos para el cálculo del impacto directo anual en la fase de O&M para distintas escalas y factores de planta.

Impacto Directo en la Economía (USD) - Fase O&M			
	FP: 60%	FP: 75%	FP: 90%
<b>10 MW</b>	4.656.859	5.414.121	6.171.383
<b>20 MW</b>	8.094.082	9.608.606	11.123.131
<b>50 MW</b>	18.403.589	22.189.868	25.976.146

El impacto total (así como el indirecto e inducido) se obtuvo siguiendo el mismo procedimiento aplicado para la fase de construcción.

Impacto sobre la Economía (USD) - Fase O&M (datos anuales)					
	FP	Impacto Directo	Impacto Indirecto	Impacto Inducido	Impacto Total
<b>10 MW</b>	60%	4.656.859	1.187.356	390.671	6.234.885
	75%	5.414.121	1.374.624	441.126	7.229.871
	90%	6.171.383	1.561.893	491.581	8.224.857
<b>20 MW</b>	60%	8.094.082	2.037.513	632.775	10.764.370
	75%	9.608.606	2.412.050	733.685	12.754.341
	90%	11.123.131	2.786.587	834.595	14.744.313
<b>50 MW</b>	60%	18.403.589	4.599.773	1.369.733	24.373.095
	75%	22.189.868	5.536.108	1.622.006	29.347.981
	90%	25.976.146	6.472.442	1.874.279	34.322.867

### 3.2. Impacto sobre el Empleo

El análisis de impacto sobre el nivel de empleo se realizó en dos dimensiones. Por un lado, en términos de creación de empleo directo proveniente de la actividad tanto en las fases de construcción como de O&M. Luego, se procedió a estimar el empleo de trabajadores implícito a lo largo de la cadena de suministros para abastecer la demanda final.

#### 3.2.1. Creación de empleo durante las fases de Construcción y O&M

La estimación de personal directo ocupado durante la fase de construcción proviene de las entrevistas realizadas con desarrolladores de proyectos con biomasa.

La estimación del número de puestos de trabajo requeridos durante la fase de construcción se realizó desagregando por tipo de puesto de trabajo. A su vez, en la medida que los puestos de trabajo generados por el proyecto durante la fase de construcción no son homogéneos, se aplicó un criterio de homogeneización transformándolos en Unidades de Cuenta de Empleo (UCE) según la metodología aplicada por la Comisión de Aplicación (COMAP) para la evaluación de proyectos de inversión aplicables al Régimen de Promoción de Inversiones consagrado por la Ley N° 16.906 y el Decreto N° 2/012. Dicho procedimiento consiste en transformar los puestos de trabajo en UCEs transformando las retribuciones nominales en Bases de Prestaciones y Contribuciones (BPC) de acuerdo al siguiente criterio:

Retribución nominal en BPC	Calificación	UCEs
Mayor a 20	A	1,50
Entre 10 y 20	B	1,00
Entre 5 y 10	C	0,75
Menor a 5	D	0,50

Por simplicidad se asumió el supuesto conservador de que todos los trabajadores son de sexo masculino, y contratados a una edad de entre 24 y 50 años.

Para realizar el pasaje a UCEs, se tomó en consideración el laudo de Consejo de Salarios correspondiente al Grupo 9 (Industria de la Construcción y Actividades Complementarias), del 17/10/2014. Se tomaron en consideración los laudos del personal incluido en el Decreto Ley N° 14.411 (régimen de aportes sociales de la construcción) en donde figuran 64 categorías de obreros jornaleros de obra civil y montaje. Al valor de la BPC vigente a partir del 1/1/2015 (\$ 3.052), el 75% de las categorías señaladas percibe una remuneración nominal de entre 10 y 20 BPC, mientras que el 25% restante percibe una remuneración de entre 5 y 10 BPC. Dichas proporciones se aplicaron a la mano de obra del proyecto para clasificar en UCEs, bajo el supuesto de una distribución uniforme de las categorías establecidas en el laudo. Para los restantes empleos, se consideró una remuneración de entre 10 y 20 BPC para el personal administrativo, y superior a 20 BPC para el equipo de dirección de obra, compuesto básicamente por ingenieros.

Generación de Empleo - 10 MW - Fase Construcción (12 meses)				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Jornaleros	45	C	0,75	33,75
Jornaleros	115	B	1,00	115
Administración	10	B	1,00	10
Dirección de obra (ingenieros)	20	A	1,50	30
	<u>190</u>			<u>188,75</u>

Generación de Empleo - 20 MW - Fase Construcción (12 meses)				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Jornaleros	85	C	0,75	63,75
Jornaleros	135	B	1,00	135
Administración	10	B	1,00	10
Dirección de obra (ingenieros)	20	A	1,50	30
	<u>250</u>			<u>238,75</u>

Generación de Empleo - 50 MW - Fase Construcción (24 meses)				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Jornaleros	110	C	0,75	82,5
Jornaleros	290	B	1,00	290
Administración	10	B	1,00	10
Dirección de obra (ingenieros)	20	A	1,50	30
	<u>430</u>			<u>412,5</u>

Un procedimiento análogo se siguió para determinar la creación de empleo durante la fase de O&M. A continuación se presentan las principales salidas.

Generación de Empleo directo del Proyecto - Fase O&M - 10 MW				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal técnico	9	A	1,50	13,50
Ingeniero	3	A	1,50	4,50
Administrativo	5	B	1,00	5,00
Obrero	15	B	1,00	15,00
Seguridad	3	C	0,75	2,25
	<u>35</u>			<u>40,25</u>

Generación de Empleo directo del Proyecto - Fase O&M - 20 MW				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal técnico	11	A	1,50	16,50
Ingeniero	3	A	1,50	4,50
Administrativo	5	B	1,00	5,00
Obrero	18	B	1,00	18,00
Seguridad	3	C	0,75	2,25
	<u>40</u>			<u>46,25</u>

Generación de Empleo directo del Proyecto - Fase O&M - 50 MW				
	Puestos	Calificación	Unidad de Cta.	UCEs
Personal técnico	18	A	1,50	27,00
Ingeniero	5	A	1,50	7,50
Administrativo	5	B	1,00	5,00
Obrero	27	C	1,00	27,00
Seguridad	5	C	0,75	3,75
	<u>60</u>			<u>70,25</u>

### 3.2.2. *Empleos indirectos*

Además de los empleos directamente generados durante las fases de construcción y O&M, también es posible estimar el número de puestos de trabajo empleados en forma indirecta por la actividad. El procedimiento a aplicar consiste en partir de la población total empleada en un momento determinado. En el presente estudio se consideró la población total empleada al año 2013 según el informe “Uruguay en cifras 2014” del INE. El informe muestra la distribución de la población ocupada por sector de actividad (tanto en el sector público como en el sector privado). Partiendo de esos datos, se llevó a cabo una reclasificación de la población ocupada asignándola a los sectores definidos en la Matriz de Insumo-Producto reseñada en el capítulo 3.1. Por otro lado, se tomaron los montos de Impacto Directo por sector de actividad (definidos en el capítulo 3.1.1.) y se calculó la participación de cada monto sobre el valor bruto de producción sectorial. El producto de dicha participación sobre el empleo aplicado al sector, arroja la estimación de la generación de empleo por efecto de la aplicación de la actividad (tanto en la fase de construcción como de O&M). Este volumen de empleo será denominado “Empleo Indirecto Primario”.

El mismo procedimiento fue aplicado con los montos de Impacto Indirecto e Impacto Inducido, lo cual da como salida un volumen de “Empleo Indirecto Secundario” y “Empleo Inducido”.

A continuación se exhibe un cuadro con un resumen del impacto total del proyecto (sensibilizando según potencia instalada y componente nacional).

Empleo indirecto primario, secundario e inducido - Fase Construcción				
	Ind. Prim.	Ind. Sec.	Inducido	Total
10 MW (CN mín.)	372	135	61	568
10 MW (CN máx.)	420	160	73	653
20 MW (CN mín.)	471	191	87	748
20 MW (CN máx.)	734	273	124	1.131
50 MW (CN mín.)	1.108	456	207	1.772
50 MW (CN máx.)	1.685	631	286	2.602

Empleo indirecto primario, secundario e inducido - Fase O&M					
	FP	Ind. Prim.	Ind. Sec.	Inducido	Total
10 MW	60%	42	20	9	71
	75%	45	22	10	77
	90%	48	25	11	83
20 MW	60%	59	32	14	105
	75%	65	36	16	117
	90%	71	41	18	129
50 MW	60%	114	67	30	210
	75%	128	78	35	241
	90%	142	89	40	272

### 3.3. Impacto en términos de Valor Agregado

#### 3.3.1. Determinación de flujos de valor agregado

La contribución en términos de valor agregado (o PBI) fue estimada con frecuencia anual a lo largo del ciclo de vida del proyecto (20 años), y aplicando procedimientos de cálculo diferentes para la fase de construcción y para la fase de O&M.

En la fase de construcción, se aplicó el enfoque del gasto, partiendo de la definición de la definición del valor agregado:

$$VA = X + C + I - M$$

Por tanto, el impacto en términos de valor agregado durante la fase de construcción equivale a la inversión bruta fija total menos las importaciones de maquinarias y equipos para llevar a cabo dicha inversión, es decir, la inversión fija realizada en componente nacional (es de hacer notar que la inversión incluye la remuneración de la mano de obra involucrada en las obras civiles, que en el presente modelo asume que tendrá como destino el consumo por parte de los trabajadores empleados). A tales efectos, se tomó en consideración la inversión en componente nacional efectivo, tanto para el escenario de CN mínimo como de CN máximo.

En la fase de O&M se aplicó el enfoque del ingreso, partiendo de la base de que el valor agregado equivale a la suma de la retribución de todos los factores productivos.

$$VA = \text{Excedente de Explotación} + \text{Remuneraciones} + \text{Depreciación} + (\text{Impuestos Indirectos} - \text{Subsidios})$$

Por consiguiente, se procedió a estimar un flujo de fondos del proyecto. Los flujos se proyectaron a valores constantes, en tanto que para los ingresos se supuso un precio de venta de USD 90/MWh por convocatoria y USD 40/MWh por disponibilidad (se supone un 90% de disponibilidad a lo largo del año). Se asumió una vida útil de 20 años con un esquema de amortización lineal (tanto el precio como el período de amortización están alineados a lo establecido en los contratos PPA celebrados entre UTE

e inversores privados a valores actuales). El valor agregado surge de aplicar la suma de todos los componentes sin considerar las compras de insumos importados.

Una vez estimado el flujo de fondos (tanto en construcción como en O&M a 20 años) en términos de contribución al valor agregado, los valores se expresaron a precios de mercado aplicando la tasa de 22% del Impuesto al Valor Agregado (el modelo supone la inexistencia de subsidios).

### 3.3.2. *Efecto multiplicador*

La teoría económica indica que una inversión exógena genera impactos posteriores a través de la propensión marginal a consumir, en el sentido de que un aumento del gasto en inversión repercute en un correspondiente aumento de ingresos, cuya porción no ahorrada en el período siguiente será destinada a consumo generando así un efecto multiplicador en la economía. A su vez, durante la fase de O&M también se supone que la porción de los salarios líquidos de los trabajadores destinada al gasto también genera un aumento del nivel de ingresos para la economía en el período siguiente cuya porción destinada al consumo representa un efecto multiplicador adicional.

A efectos del presente estudio, para calcular el efecto multiplicador se procedió a estimar la propensión a marginal a consumir de la economía. En este sentido, se partió de la definición del consumo de bienes nacionales como el ingreso disponible (luego de deducir la presión fiscal y los aportes a la seguridad social) por un coeficiente asimilable a la propensión marginal a consumir bienes nacionales (parámetro "c").

$$C_{priv-local} = (Y - T) \cdot c$$

Por tanto, la propensión marginal a consumir fue despejada de la siguiente manera:

$$c = \frac{C_{priv-local}/Y}{(1-T/Y)}$$

La proporción entre el consumo privado y el PBI se calculó tomando el promedio del quinquenio 2010-2014 extraído de las cuentas nacionales del BCU, que arroja un valor de 67%. A dicho ratio se restó el cociente entre las importaciones de bienes y de consumo e importaciones de servicios por concepto de turismo en términos del PBI para el mismo período (según datos también extraídos del BCU) cuyo resultado es 6,8% en promedio. Para la presión fiscal (incluyendo los aportes a la seguridad social) se tomó el promedio de la recaudación neta de DGI (17%) y de BPS (8,2%) en términos de PBI para el mismo período. Haciendo cuentas, se llega a una estimación de la propensión marginal a consumir bienes nacionales de 80,5%. Se asume que los consumos calculados por efecto multiplicador forman parte del valor bruto de producción, por lo que se multiplicó el resultado por un ratio de VAB/VBP (extraído también de cuentas nacionales del BCU) del 55%. Finalmente, los valores se expresaron a precios de mercado sumando una tasa de impuestos indirectos del 22%.

Para estimar el efecto multiplicador proveniente de los consumos de los asalariados durante la fase de O&M, el coeficiente se aplicó sobre la porción de los ingresos líquidos destinados al consumo de bienes locales cuyo resultado fue de 83,5% luego de deducir una tasa de ahorro al ingreso disponible.

La aplicación de este ratio al flujo inicial de inversión efectiva en componente nacional y los consumos de los asalariados durante la fase de O&M, así como sus sucesivos efectos (decrecientes) en el futuro, permiten estimar un flujo adicional de impacto en el valor agregado. Los resultados de estos efectos

son presentados en forma separada al impacto directo de los flujos de valor agregado descritos en el punto anterior.

### 3.3.3. Resultados obtenidos

Los flujos de impacto en términos de valor agregado descritos en los dos puntos anteriores fueron traídos a valor actual aplicando una tasa social de descuento del 5% en términos reales. Finalmente, el valor actual se dividió entre la generación de energía eléctrica acumulada durante la fase de operación, lo cual arroja como resultado una medida del impacto sobre el valor agregado en términos de USD/MWh.

El valor unitario del impacto varía en función del porcentaje de componente nacional durante la fase de construcción, y del factor de producción aplicado durante la fase de operación.

Impacto en el VA (USD/MWh)				
	FP	10 MW	20 MW	50 MW
CN Mínimo	60%	123,6	118,6	118,2
	75%	111,1	107,1	106,8
	90%	102,8	99,5	99,1
CN Máximo	60%	126,8	123,7	122,4
	75%	113,7	111,2	110,2
	90%	104,9	102,8	102,0

Efecto multiplicador (USD/MWh)				
	FP	10 MW	20 MW	50 MW
CN Mínimo	60%	22,4	14,4	11,7
	75%	17,9	11,5	9,3
	90%	14,9	9,6	7,8
CN Máximo	60%	24,9	18,4	15,1
	75%	19,9	14,7	12,1
	90%	16,6	12,3	10,1

Se advierte que en el caso de componente nacional máximo, el impacto de la aplicación del proyecto es mayor que con componente nacional mínimo, lo cual es razonable al incluir mayor demanda de bienes y servicios nacionales.

### 3.4. Impacto sobre la recaudación de IRAE

Para determinar el impacto de la recaudación tributaria en términos de IRAE, hubo que simular una renta fiscal proveniente de la aplicación del proyecto de construcción de la planta de biomasa, para distintas escalas.

Los ingresos por venta se determinaron multiplicando los volúmenes de energía eléctrica (sensibilizados por el factor de producción) y un precio indicativo que en el modelo se encuentra parametrizado. A efectos del presente cálculo se tomaron los precios de venta mencionados anteriormente.

Los egresos están integrados por los costos fijos y variables (definidos cuando se llevó a cabo la estimación del monto anual de O&M y su componente nacional) y desde el punto de vista fiscal también se consideró la amortización del activo fijo, tomando un criterio de amortización lineal a 20 años.

La diferencia entre ingresos y egresos fiscales arroja una renta fiscal anual, a la cual se aplicó la tasa de IRAE del 25%. Se asumió que el proyecto es llevado a cabo por un sujeto de derecho privado que aplica a la exoneración de IRAE contemplada en el Régimen de Promoción de Inversiones consagrado por la Ley N° 16.906 y su decreto reglamentario N° 02/012, lo cual asumió una exoneración por al 60% del IRAE a pagar durante los primeros 13 años de operación que equivale a una renuncia fiscal en términos de recaudación del impuesto.

Como resultado del procedimiento detallado anteriormente, se obtuvieron flujos de recaudación de IRAE a lo largo del período de operación de 20 años. Se calculó el valor actual de dichos flujos a la misma tasa de descuento del 5%, y en cada escenario de escala y factor de producción específicos se calculó el volumen de producción a lo largo del período de operación para expresar la variable en términos de USD/MWh. A continuación se exhibe el cuadro con los principales resultados. Se advierte que el impacto en términos de recaudación de IRAE por MWh generado no presenta variaciones significativas con el tamaño de la planta.

Impacto en recaudación de IRAE (USD/MWh)			
	10 MW	20 MW	50 MW
60%	1,8	3,0	3,7
75%	1,9	2,8	3,4
90%	1,9	2,7	3,2

### 3.5. Impacto sobre las importaciones

En el capítulo 3.3., se calculó el impacto de la aplicación del proyecto sobre el Valor Agregado de la economía. Dicha medida de valor agregado recoge la demanda final de componente nacional tanto para la fase de construcción como de O&M, es decir que ya tiene implícita la deducción de las importaciones requeridas para llevar adelante el proceso.

A continuación se exhibe un cuadro resumen de dichas importaciones, que básicamente están constituidas por maquinarias y equipos durante la fase de construcción y fundamentalmente por los repuestos y garantía de disponibilidad durante la fase de O&M.

Impacto en las importaciones (USD/MWh)				
	FP	10 MW	20 MW	50 MW
<b>CN Mínimo</b>	60%	16,2	17,1	15,5
	75%	13,0	13,7	12,4
	90%	10,9	11,4	10,4
<b>CN Máximo</b>	60%	14,2	14,1	12,9
	75%	11,4	11,3	10,4
	90%	9,6	9,4	8,7

### 3.6. Impacto en términos de descentralización

Para medir el impacto del proyecto en términos de descentralización geográfica, se partió del supuesto de que el personal contratado tanto para la mano de obra durante la etapa de construcción como para los empleados durante la etapa de operación y mantenimiento, está conformado por trabajadores oriundos del departamento en el cual esté localizado el proyecto. En este sentido, del total de la inversión y gastos de O&M durante el ciclo de vida del proyecto, se separó el flujo de pagos por concepto de retribuciones salariales. El valor actual de dicho flujo dividido la generación de energía

eléctrica acumulada da como resultado la masa salarial retribuida por MWh. Naturalmente, dicho valor ya se encuentra incluido en el cálculo del valor agregado descrito en el capítulo 3.3.1. Para estimar la externalidad proveniente del efecto de la descentralización, se multiplicó dicho valor por la brecha porcentual existente en el ingreso medio de los hogares del departamento en cuestión y el ingreso medio de los hogares de Montevideo, luego de expresar ambos valores en términos de Paridad de Poder de Compra (PPC).

El procedimiento metodológico consistió por un lado, en obtener el valor del ingreso medio de los hogares por departamento. En este sentido, se adoptó el ingreso medio sin valor locativo, proveniente de los microdatos de la Encuesta Continua de Hogares del INE al año 2014.

Dado que los niveles de precios difieren en los distintos departamentos, corresponde expresar los ingresos medios en términos de PPC a efectos de poder hacer comparaciones en términos de poder adquisitivo entre departamentos. Para ello, se adoptó el valor medio de una canasta de bienes de consumo elaborada por el Sistema de Información de Precios al Consumidor del MEF, con datos a abril de 2015.

Departamento	Valor Canasta (\$)	YSVL (\$)	Poder adquisitivo de YSVL (en canastas)	Factor de conversión - descentralización
Maldonado	3.969	42.827	10,8	27%
Río Negro	3.958	43.068	10,9	26%
San José	3.903	40.581	10,4	32%
Colonia	3.859	40.338	10,5	32%
Rocha	3.830	32.667	8,5	61%
Montevideo	3.812	52.435	13,8	0%
Canelones	3.773	42.624	11,3	22%
Salto	3.579	40.695	11,4	21%
Paysandú	3.554	40.686	11,4	20%
Durazno	3.549	36.880	10,4	32%
Artigas	3.471	35.327	10,2	35%
Flores	3.442	41.832	12,2	13%
Soriano	3.409	40.438	11,9	16%
Tacuarembó	3.389	33.380	9,8	40%
Florida	3.345	40.073	12,0	15%
Cerro Largo	3.201	28.296	8,8	56%
Rivera	3.084	32.008	10,4	33%
Lavalleja	2.955	37.294	12,6	9%
Treinta y Tres	2.854	32.735	11,5	20%

Por tanto, al valor actual de la masa salarial acumulada por MWh, se lo multiplicó por el factor expresado en la última columna del cuadro para llegar una expresión del derrame socioeconómico en términos de descentralización geográfica. A continuación se presenta un cuadro comparativo, únicamente para los departamentos de Rivera y Tacuarembó, en el entendido de que se considera poco probable que la construcción de una planta de generación con biomasa forestal se localice en otro departamento.

Descentralización (USD/MWh) - sup: inversión en Rivera				
		10 MW	20 MW	50 MW
CN Mínimo	60%	7,6	5,2	4,1
	75%	6,1	4,1	3,3
	90%	5,1	3,5	2,7
CN Máximo	60%	7,8	5,3	4,2
	75%	6,2	4,3	3,4
	90%	5,2	3,6	2,8

Descentralización (USD/MWh) - sup: inversión en Tacuarembó				
		10 MW	20 MW	50 MW
CN Mínimo	60%	9,3	6,3	5,0
	75%	7,5	5,0	4,0
	90%	6,2	4,2	3,3
CN Máximo	60%	9,5	6,5	5,1
	75%	7,6	5,2	4,1
	90%	6,3	4,3	3,4