



“PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE **BIOMASA** | **PROBIO**”

PROYECTO URU/10/G31

Informe Actividad 2.1.5
***Análisis para el desarrollo de la cogeneración a partir
de biomasa en Uruguay.***



Versión: 2

Fecha: Octubre 2014

Autores: **Equipo PROBIO**: Ing. Ind. Mec. Alfonso Blanco (Coordinador) – Ing. Ind. Marcelo Berglavaz (especialista energía) - Ec. Paula Cobas (Economista) - Ing. Agr. forestal Luis. Sancho (especialista forestal) - Lic. Biol . Natalia Zaldúa (especialista ambiental) – Ing. Ind. Mauro Melani (especialista energía)

Colaborador: Jimmy Mahady (becario Fulbright)

Contenido

1. Introducción	4
2. Particularidades de la cogeneración	5
2.1 Variaciones de la demanda	5
2.2 Consumo de combustible	6
2.3 Costos de la cogeneración	6
2.4 Actividad principal del cogenerador	7
2.5 Estudio de caso	8
3. Beneficios de la cogeneración	12
4. Barreras para el desarrollo y posibles soluciones	12
5. Lista de figuras y tablas	14
5.1 Lista de figuras	14
5.2 Lista de tablas	14
6. Referencias	14

1. Introducción

Se entiende por cogeneración a la producción simultánea de calor y electricidad. Se trata de una medida de eficiencia energética, cuyo fin principal es el ahorro de energía primaria en la matriz. En comparación con las fuentes tradicionales, pueden obtenerse eficiencias mayores que las convencionales, generando calor y electricidad de forma separada.

Figura 1. Generación eléctrica tradicional (www.cogeneramexico.org.mx)^{6.1}

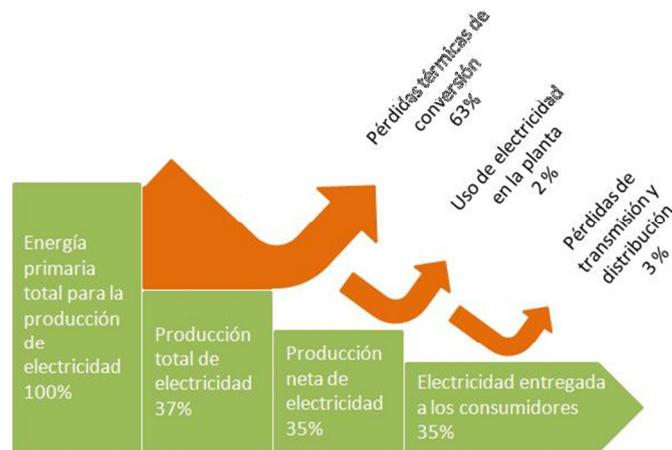
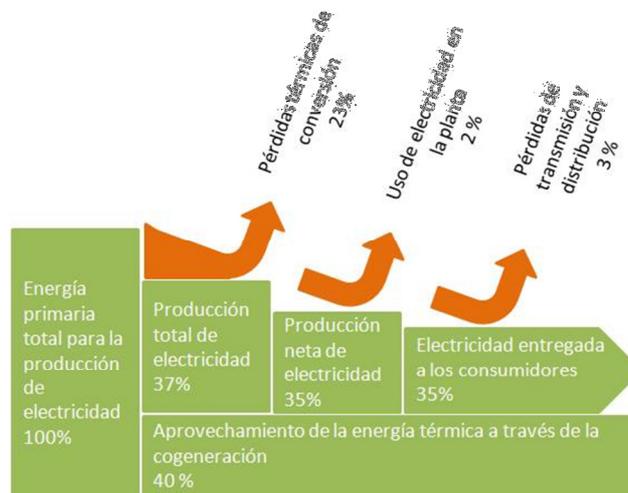


Figura 2. Cogeneración típica (www.cogeneramexico.org.mx)^{6.1}



La misma puede aplicarse en cualquier sector donde haya un consumo térmico, sea este en forma de vapor o de agua caliente: industrias, servicios, etc. El desafío en el diseño de un proyecto de cogeneración exitoso radica en encontrar el balance entre la demanda de calor y la producción de electricidad.

Cabe destacar los aspectos principales que hacen que los proyectos de cogeneración sean de una particular complejidad de implementar.

2. Particularidades de la cogeneración

2.1 Variaciones de la demanda

La cogeneración puede tomar varios esquemas de trabajo, incluso dinámicos en el tiempo, ya que típicamente se diseñan las instalaciones para primero satisfacer la demanda de calor y generar la electricidad acorde a esa demanda. Ciertas instalaciones pueden contar con la flexibilidad de generar una mayor cantidad de electricidad, por más que la demanda sea baja. La demanda de electricidad de la propia planta no necesariamente es igual a la generación, puede que esta sea tanto excedentaria como deficitaria.

Figura 3. Ejemplo de demanda térmica y generación térmica horaria en meses de verano e invierno respectivamente^{6.3}

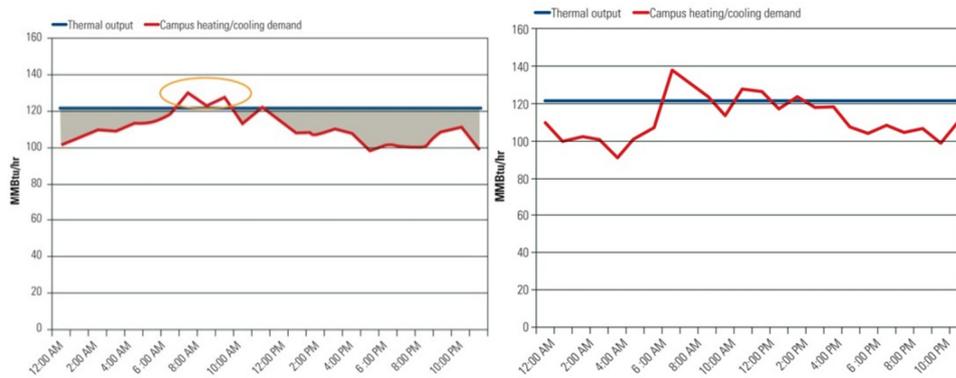
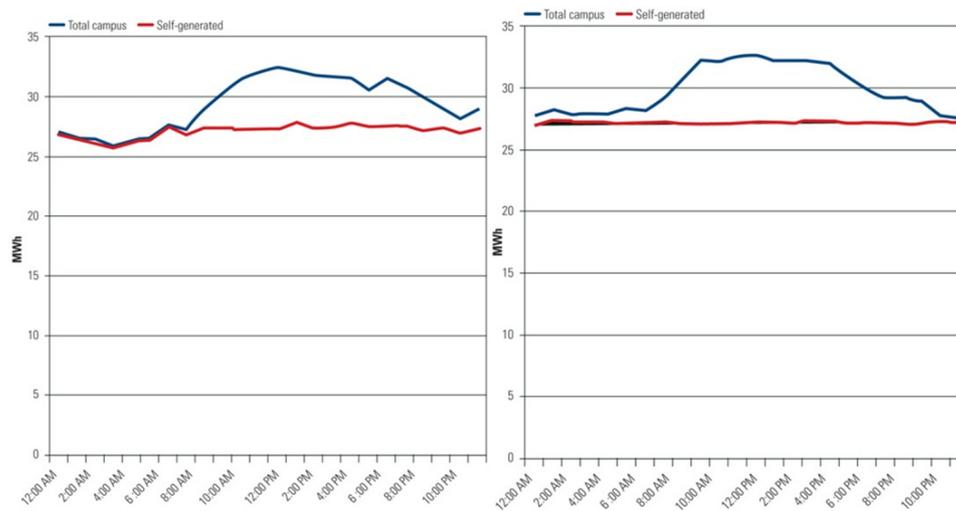


Figura 4. Ejemplo de demanda eléctrica y generación eléctrica horaria en meses de verano e invierno respectivamente^{6.3}

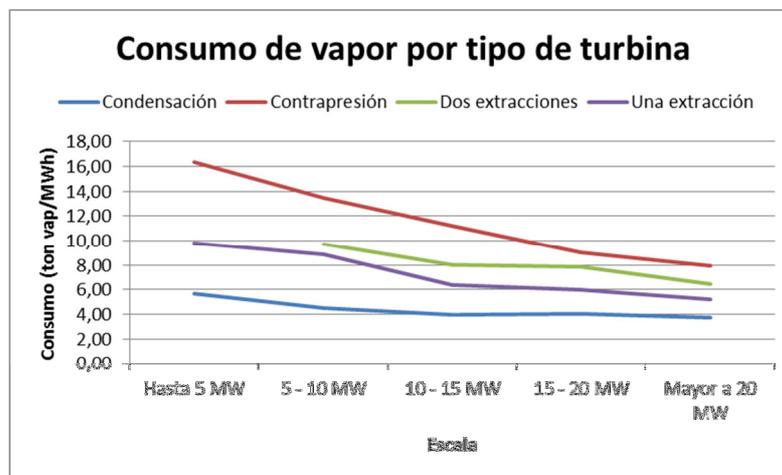


2.2 Consumo de combustible

La tecnología aplicada en el Uruguay para cogenerar es la de ciclo Rankine con turbina de vapor. La tendencia en estos últimos años es la aplicación de esta tecnología a partir de cierta escala de proyecto. Si bien es posible encontrar proveedores que desarrollen este tipo de equipos no siempre se trata de equipos de serie, y los rendimientos distan bastante de los equipos de gran escala.

Para el caso de turbinas de vapor, es muy relevante el consumo específico de vapor para la generación, el cual se ve afectado por la escala del equipo. A modo de referencia, se procesaron los datos del catálogo de turbinas QNPower, donde se observa claramente este aspecto para los distintos tipos de turbina.

Figura 5. Consumos de vapor por tipo de turbina y escala (Elaboración propia a partir de catálogos QN Power)^{6.2}



Para el caso de la cogeneración entonces, es relevante indicar que cuanto mayor sea la escala, cuanto mayor sea el consumo térmico mejor rendimiento tendrá la instalación.

2.3 Costos de la cogeneración

El costeo de la actividad es fuertemente dependiente de la magnitud del consumo térmico de la planta. Asimismo, existen sendas metodologías para analizar la conveniencia o no del proyecto y del costeo solamente de la electricidad.

La escala pequeña también perjudica los costos, tanto de inversión, de operativa como de compra de materia prima. De acuerdo a los análisis de Probio para plantas de potencia mayor a 10 MW, optimizando la logística de ciertos combustibles se logran costos de biomasa entre 30 y 60 USD/ton aproximadamente, dependiendo de la biomasa considerada. Para escalas menores no se considera que se puedan alcanzar estos costos de materia prima, sino que más bien estará regidos por lo que será el general de las encuestas leña (DNE)^{6.4,6.5}. Las referencias de precio en dicho informe se encuentran por encima de lo mencionado, incrementando los costos sensiblemente frente a los considerados para generación:

Tabla 1. Costos de la leña (elaboración propia en función de informes DNE^{6.4,6.5})

	USD/ton
Interior centro	48,6
Interior norte	55,8
Interior sur	65,2
Montevideo	94,7

La materia prima de inferior costo sería la proveniente de la foresto industria. De todos modos, dentro de lo considerado por dicho informe para los precios se consideran todos los tipos de biomasa forestal, incluida la proveniente de la foresto-industria. Las foresto industrias grandes ya utilizan el recurso, ya generan o co-generan, y además compran a otros aserraderos de la zona, como es el caso de Bioener. Además ALUR, Fenirol y Liderdat, generadores no propietarios del recurso, también compran subproductos provenientes de la foresto industria. Dados los precios de la biomasa para fines térmicos, ciertas foresto industrias también apuntan a participar del mercado de los chips, antes que realizar una inversión y utilizarlos para la generación, como es el caso de Forestal Caja Bancaria o Tingelsur. Por lo tanto, una nueva demanda seguramente acceda a la biomasa a costos más cercanos a la cota superior de los mencionados que al promedio.

Las inversiones en accesorios a los equipos principales y a la planta en general, como ser equipamientos eléctricos para protección y maniobra, sistemas de transporte de biomasa, tratamiento de humos, etc., no varían significativamente con la escala, haciendo que la inversión específica en USD/kW sea mayor, complicando aún más los períodos de repago.

2.4 Actividad principal del cogenerador

El fin principal de los establecimientos que cogenerated no es (o no debería ser) la energía eléctrica, sino la elaboración de un determinados productos o el otorgamiento de ciertos servicios. Es por tal motivo, que la cogeneración debe enmarcarse en dicho contexto, siendo este un aspecto que puede ocasionar dificultades en el desarrollo de proyectos de este tipo.

2.4.1) La electricidad como subproducto

Dado que la producción industrial o del servicio a brindar debería ser el principal producto de una organización, la demanda a satisfacer es en primer lugar la térmica (pues no puede cubrirla a partir de un tercero), luego cubrir parte o la totalidad de la demanda eléctrica y eventualmente volcar los excedentes eléctricos a la red. Si bien es posible realizar esfuerzos para gestionar las demandas eléctricas y térmicas, no es posible controlarlas en todo momento, pues obedecen a la lógica de la producción. Es por tales motivos que es realmente complejo para un cogenerador ser un productor firme de energía, capaz de ofrecer cantidades determinadas de energía en el mercado. Esto hace necesario que los mismos operen, desde el punto de vista del despacho eléctrico, como autodespachados. Si bien para plantas menores a 5 MW se puede operar en dicha modalidad, no es para el sistema uno de las formas de incorporar generación atractivas para el mismo económicamente hablando.

2.4.2) *La necesidad de electricidad*

Tal como fuera mencionado, el establecimiento tiene una demanda de energía eléctrica que puede satisfacerse a partir del equipo de cogeneración o puede ser deficitaria, tanto cuando la demanda supera la generación como cuando el equipo se encuentra detenido.

De acuerdo al marco regulatorio vigente, el cogenerador se asemejaría al caso de un autoproductor no firme. Cuando el establecimiento necesite energía eléctrica adicional la tendrá que obtener de la red. En función del reciente Decreto 114/014, el cogenerador mantendría la figura de Suscriptor siempre y cuando no vuelque energía eléctrica a la red.

Existe además ciertas particularidades que presentan los proyectos de cogeneración actualmente en operación; generador y consumidor del vapor no siempre se encuentran bajo la misma razón social, aunque sean de los mismos propietarios, y por tanto cuentan con puestos de interconexión independientes. Los casos donde el generador no es independiente del consumidor son entre otros los de Weyerhaeuser Productos y ALUR; el resto se hace a través de Sociedades Anónimas independientes:

Tabla 2. Empresas generadoras de electricidad con consumo de vapor asociado en otra empresa

Generador	Consumidor del vapor
Bioener	Urufor
Ponlar	Dank
Galofer	Arrozur

El sector foresto-industrial no transita por una realidad favorable en las pequeñas y medianas industrias, está sufriendo los cambios en los fines productivos de los montes, y la participación de grandes actores en el mercado. Realizar inversiones de gran porte para este sector implica endeudarse aún más y en algo que no gira dentro de su rubro principal, que es realizar productos de madera. Además, si los productos de madera pasan por coyunturas complejas en cuanto a la colocación de sus productos en el mercado pueden disminuir los niveles de producción, y por tanto de generación de energía.

2.5 Estudio de caso¹

A los efectos de ejemplificar los costos, se toma un caso modelo para su análisis. Para el mismo se realizan ciertos supuestos, con el objetivo de poder realizar el análisis, de lo contrario se deberían estudiar una importante cantidad de combinaciones de casos. No puede ser tomado este caso como algo general, pero es útil para ilustrar algunos aspectos en cuanto a los costos.

¹ Precios y tarifas de 2013

Tabla 3. Supuestos para el caso de análisis

Supuestos generales		
TC	22	\$/USD
Operación	6570	Horas/año
Demanda Térmica ACTUAL		
Presión	10	Bar
Caudal	7,9 ²	ton/h prom
Demanda Eléctrica ACTUAL		
Potencia EE actual	500	kW promedio
Consumo anual EE	3285	MWh/año
Tarifa	GC2	

Se escoge la tarifa GC2, ya que no se pueden contratar suministros nuevos como Mediano Consumidor si cuentan con más de 250 kW contratados. Para el orden de potencias que se manejan, también se considera que no sería posible abastecerlo en baja tensión (GC1). Por lo tanto, se considera el caso más favorable que sería GC2, aunque en realidad también podría ser GC3, GC4 o GC5, dependiendo principalmente del tipo de red que tengan próximo al consumo.

2.5.1) Supuestos adicionales

Asimismo, se asumen ciertos aspectos que es relevante destacar, ya que se tratan de aspectos ideales que podrían o no conseguirse, pero que siempre son más optimistas frente a lo que sería el caso real. En caso de no cumplirse sería necesario realizar ajustes. Los mismos son:

- Consumo de vapor

Se asume como plano durante todo el período de análisis. Estrictamente puede contar con variaciones que deben ser absorbidas por la turbina, afectando su operativa y por tanto su rendimiento. En todo momento en una planta industrial pueden ocurrir situaciones que hagan disminuir la carga de una caldera o soliciten mayor capacidad: pinchaduras en equipos, paradas inesperadas de producción, otro tipo de fugas, disminución de producción por falta de mercado, etc.

- Capacidad de condensación nula

Considerar que se cuenta con capacidad de condensación implicaría una manera de absorber las variaciones, pero también implicaría que parte del consumo de biomasa sería exclusivamente para generar electricidad. Este aspecto mejoraría los costos de generación eléctrica, pero solamente hasta cierto punto debería ser considerado como cogeneración. A los efectos de no discutir dónde se encuentra dicho límite o si es aceptable o no, se considera que se utiliza una turbina de contrapresión.

- Demanda de energía eléctrica y tarifas de compra y venta

A los efectos del caso de estudio presentado se considerará que la generación de energía eléctrica es igual a la demanda y por tanto la planta no genera excedentes para vender a la red. En caso de necesidad de compra de electricidad se asumirá que se realizará de acuerdo al pliego tarifario manteniendo la categoría previa al proyecto.

² Se considera 7,9, pues originalmente se consideraba 8 ton/h y luego se adaptó en función de la turbina encontrada

- Costo de la biomasa

Se considera que se consumen rolos de leña de 1 a 1,2 metros, a adquirir en plaza. A tales efectos se consideran los estudios realizados por DNE de 2011 y 2012^{6.4.6.5}, realizando una proyección para 2013-2014. Este precio se considera de 64,2 dólares por tonelada. De todos modos, cabe destacar que los estudios mencionados consideran todos los tipos de biomasa, incluyendo aquellos de menor costo pero también de menor posibilidad de acceso, como ser los subproductos de aserradero. Estrictamente, este análisis debería situarse en una determinada región y tomar el costo como el marginal de la leña allí, ya que implicaría un aumento en la demanda de dicho combustible.

2.5.2) *Características de los equipos a instalar*

De acuerdo a las características de consumo actuales y en función de la herramienta steamcalc.dresser-rand.com, se realiza la selección del equipo.

Se asumen que la turbina será de 500 kW eléctricos, 7,9 ton/h de vapor, 60 bar_g de presión y 480°C temperatura de entrada respectivamente; la salida de la misma se encuentra cercana a la presión de trabajo (10 bar_g).

Dicho sistema tendrá una eficiencia global del 88,4%, siendo las eficiencias eléctrica y térmica 9,0% y 79,4% respectivamente.

Se considera que la inversión total necesaria, se encuentra en el entorno de 1:750.000 USD (3.500 USD/kW).

Considerando que el rendimiento del generador de vapor se mantiene (supuesto en 89% tanto para los equipos actuales como para los futuros) el costo variable se encuentra en el entorno de los 270 USD/MWh. Además de los costos asociados a la biomasa, se consideró un costo de 4,1 USD/MWh de operación y mantenimiento.

2.5.3) *Resultados económicos*

De acuerdo a los supuestos mencionados, se construyó un flujo de fondos a 10 años considerando los posibles beneficios fiscales en el marco vigente y considerando que se consigue financiar el 60% de la inversión, a una tasa de un 7%. Se le exige al proyecto una tasa del 12%.

Tabla 4. Flujo de fondos proyecto cogeneración

	Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión propia	-700.000										
Costos biomasa futuro		-828.753	-828.753	-828.753	-828.753	-828.753	-828.753	-828.753	-828.753	-828.753	-828.753
Costo futuro EE		-20.169	-20.169	-20.169	-20.169	-20.169	-20.169	-20.169	-20.169	-20.169	-20.169
Costos O&M futuro		-13.469	-13.469	-13.469	-13.469	-13.469	-13.469	-13.469	-13.469	-13.469	-13.469
Costos actual EE		403.377	403.377	403.377	403.377	403.377	403.377	403.377	403.377	403.377	403.377
Costos biomasa actual		739.597	739.597	739.597	739.597	739.597	739.597	739.597	739.597	739.597	739.597
Beneficios	-700.000	280.583	280.583	280.583	280.583	280.583	280.583	280.583	280.583	280.583	280.583
Deuda	1.050.000	1.050.000	945.000	840.000	735.000	630.000	525.000	420.000	315.000	210.000	105.000
Amortización (líneal 10 años)		-105.000	-105.000	-105.000	-105.000	-105.000	-105.000	-105.000	-105.000	-105.000	-105.000
Interés sobre préstamo		-73.500	-66.150	-58.800	-51.450	-44.100	-36.750	-29.400	-22.050	-14.700	-7.350
Servicio de deuda	0	-178.500	-171.150	-163.800	-156.450	-149.100	-141.750	-134.400	-127.050	-119.700	-112.350
Resultado antes impuestos	-700.000	102.083	109.433	116.783	124.133	131.483	138.833	146.183	153.533	160.883	168.233
Amortización fija 20 años		87.500	87.500	87.500	87.500	87.500	87.500	87.500	87.500	87.500	87.500
IRAE		74.521	74.521	74.521	74.521	74.521	74.521	74.521	74.521	74.521	74.521
% exoneración		90%	90%	90%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Pago IRAE	0	7.452	7.452	7.452	29.808	29.808	29.808	29.808	29.808	29.808	29.808
Flujo después impuestos	-700.000	94.631	101.981	109.331	94.325	101.675	109.025	116.375	123.725	131.075	138.425

Para estas condiciones, la TIR del proyecto se sitúa en un 9% (debajo de la tasa exigida). Realizando un análisis de sensibilidad, se suponen distintos costos de la biomasa puesta en planta (una de las variables con mayor incertidumbre) y las distintas tarifas posibles.

Tabla 5. Análisis de sensibilidad en función del costo de la biomasa y el tipo de tarifa

TIR		Tipo de tarifa			
		GC2	GC3	GC4	GC5
Costo leña (USD/ton)	60	10,0%	4,9%	3,8%	-0,2%
	65	8,8%	3,6%	2,5%	-1,7%
	70	7,5%	2,2%	1,1%	-3,3%
	75	6,2%	0,8%	-0,4%	-5,0%
	80	4,9%	-0,7%	-2,0%	-6,7%
	85	3,5%	-2,3%	-3,6%	-8,6%

3. Beneficios de la cogeneración

Si bien se observan sendas dificultades, la cogeneración brinda numerosos beneficios, tanto para quien lo implementa como para el sistema.

El empleo de sistemas de cogeneración implica, en la mayoría de los casos un aumento en la eficiencia global en el uso de la energía a nivel país, por la generación en sitio. Dependiendo de los rendimientos de los equipos empleados, es posible lograr ahorros en el consumo de energía primaria. Este aspecto se traduce en un beneficio dependiendo de la fuente que se está desplazando de la generación.

Además de los beneficios en cuanto a ahorros de energía primaria, se identifican también otras externalidades positivas por el uso de biomasa. Estas externalidades impactan en otros sectores de la actividad económica, principalmente en el sector forestal. En el caso de la cogeneración, se agrega robustez y existen externalidades también sobre el propio establecimiento que implementa el proyecto, agregando tecnología y especialización en otros rubros distintos pero accesorios al giro de la empresa.

4. Barreras para el desarrollo y posibles soluciones

Tal como fuera mencionado anteriormente, se identificaron principalmente cuatro barreras. Si bien pueden existir más, se asocian a estos motivos los más relevantes para el no desarrollo de proyectos.

En el contexto y con las estructuras de precio actuales, las tarifas de compra de electricidad son muy competitivas con los costos de cogeneración a partir de biomasa. Esto puede asociarse a la alta participación de renovables (como la hidráulica) en el mix de generación. Al ser más sencilla (y ya estar lista la infraestructura para establecimientos existentes) la compra de energía eléctrica de la red que la operación y mantenimiento de un equipo nuevo y complejo hacen que no sea atractiva la implementación de proyectos de cogeneración. El análisis llevado a cabo considera los beneficios en función de la Ley de Promoción y Protección de Inversiones 16.906. El alcance de dicha ley para este caso no sería suficiente, sería necesario analizar algún otro tipo de instrumento específico para aquellos proyectos que efectivamente representen un ahorro de energía primaria y económico para el país.

Si bien el marco regulatorio no prohíbe e incluso está previsto el establecimiento de contratos de respaldo y complemento de energía eléctrica para el soporte del proceso productivo, se identifica como necesario el desarrollo de un marco específico para la compraventa de energía para la cogeneración por sus particularidades.

Contemplando lo anterior, se aprobó recientemente el Decreto 114/014 siendo ésta una de las primeras medidas en la definición del marco específico para cogeneración. Existe el compromiso de profundizar con las medidas reglamentarias que permitan establecer pautas técnicas claras para esta actividad así como un régimen tarifario acorde.

Los establecimientos que cuentan con mayor disponibilidad de biomasa al menor costo se trata de pequeños aserraderos, cuya escala dificulta aún más la implementación de proyectos debido a dos motivos: primero por el acceso al crédito, ya que actualmente el sector no atraviesa por una realidad promisoriosa, y segundo por aspectos tecnológicos de escala, siendo a menor escala mayores los costos de inversión y operación. Existen otras tecnologías más eficientes que aplican para menores escalas, pero o bien cuentan con requisitos muy exigentes de la biomasa

de granulometría y humedad (encareciendo considerablemente la misma y agregando tecnología necesaria para lograrla) o si bien son comerciales se encuentran en continuo desarrollo, haciendo que el costo de adquisición de los equipos sea alto. Es necesario en este caso el desarrollo de proyectos piloto, investigación y eventual implementación en conjunto con otras dependencias del estado, las cuales cuentan actualmente con estructuras establecidas para la interacción con dichos establecimientos. Es muy relevante incorporar otras dependencias, ya que el hecho de lograr la sustentabilidad de dichas cadenas por sí mismas es más relevante que la cogeneración en sí. Es decir, una foresto-industria debe contar con una oferta razonable de madera, un mercado viable para la colocación de los productos y una tecnología de procesamiento aceptable para los mercados que lo soliciten. Si todo lo anterior no se encuentra en niveles razonables de viabilidad es difícil la sustentabilidad del mismo, y mucho menos la implementación de un proyecto con una inversión importante en infraestructura y muy dependiente de la producción como la cogeneración. La cogeneración debe observarse como un instrumento más dentro de un todo para colaborar con la viabilidad del establecimiento, pero no en la actividad principal de una empresa.

5. Lista de figuras y tablas

5.1 Lista de figuras

Figura 1. Generación eléctrica tradicional (www.cogeneramexico.org.mx) ^{6.1}	4
Figura 2. Cogeneración típica (www.cogeneramexico.org.mx) ^{6.1}	4
Figura 3. Ejemplo de demanda térmica y generación térmica horaria en meses de verano e invierno respectivamente ^{6.3}	5
Figura 4. Ejemplo de demanda térmica y generación térmica horaria en meses de verano e invierno respectivamente ^{6.3}	5
Figura 5. Consumos de vapor por tipo de turbina y escala (Elaboración propia a partir de catálogos QN Power) ^{6.2}	6

5.2 Lista de tablas

Tabla 1. Costos de la leña (elaboración propia en función de informes DNE ^{6.4,6.5}).....	7
Tabla 2. Empresas generadoras de electricidad con consumo de vapor asociado en otra empresa	8
Tabla 3. Supuestos para el caso de análisis.....	9
Tabla 4. Flujo de fondos proyecto cogeneración.....	11
Tabla 5. Análisis de sensibilidad en función del costo de la biomasa y el tipo de tarifa.....	11

6. Referencias

- 6.1. www.cogeneramexico.org.mx
- 6.2. www.qnpower.com.cn
- 6.3. Smart Power Generation at UCSD. Gail Reitenbach. 2010.
- 6.4. Encuesta de usos de leña 2011. Planificación y balance. Dirección Nacional de Energía. 2012.
- 6.5. Encuesta de usos de leña 2012. Planificación y balance. Dirección Nacional de Energía. 2013.