

Generación distribuida mediante gasificación de biomasa: un análisis técnico – económico e implicaciones por reducción de emisiones de CO₂

Decentralized power generation through biomass gasification: a technical – economic analysis and implications by reduction of CO₂ emissions

*Juan F. Pérez**, *Yuhan Lenis*¹, *Sandra Rojas*², *Carlos León*³

¹Grupo de manejo eficiente de la energía (Gimel). Facultad de Ingeniería. Universidad de Antioquia. Calle 67 No.53-108. Medellín, Colombia.

²Centro de investigación y desarrollo tecnológico del sector eléctrico (Cidet). Cra. 46 No. 56-11, Ed. Tecnoparque. Medellín, Colombia.

³Compañía Colombiana de Inversiones S.A. E.S.P. (Colinversiones). Cra. 43A No. 1A sur 143. Medellín, Colombia.

(Recibido el 11 de julio de 2011. Aceptado el 21 de febrero de 2012...)

Resumen

Este artículo presenta el análisis de prefactibilidad de dos proyectos de generación de electricidad a partir de biomasa (madera). El primero considera la madera cosechada para energía en un núcleo forestal con plantación de Pino (caso 1), y el segundo, biomasa residual de un núcleo con plantación de Teca (caso 2). La potencia eléctrica que puede ser producida de forma sostenible por el núcleo forestal es de 2,2 MWe para el Pino, y 1,0 MWe para la Teca. Considerando las potencias a generar, luego de una rigurosa búsqueda bibliográfica, se concluye que el método más apropiado para la generación de energía es el proceso termoquímico de gasificación acoplado a motores de combustión. Mediante un análisis técnico-económico se obtiene el costo de generación (USD/kWe-h) de cada una de las alternativas tecnológicas, concluyendo que las opciones de menor costo de generación están alrededor de 0,061 USD/kWe-h para 1,0 MWe, y 0,058 USD/kWe-h para 2,2 MWe, asumiendo que la biomasa no tiene costo de adquisición (0 USD/ton). Este cálculo es considerado como la línea base para proyectos de generación de energía con biomasa en Colombia. El estudio se complementa con un análisis de aplicabilidad a proyectos MDL, donde la venta de Certificados de Emisiones Reducidas (CERs) reduciría el costo del kWe-h entre 0,003 y 0,01 USD/kWe-h, para los dos proyectos de generación. No obstante, no se

* Autor de correspondencia: teléfono: + 57 + 4 + 219 85 49, fax: + 57 + 4 + 211 05 07, Correo electrónico: juanpb@udea.edu.co (J. Pérez)

podría asegurar ni el precio, ni la venta de los CERs, pues a la fecha no existe un instrumento que prorrogue el protocolo de Kioto, el cual comprende un primer período entre los años 2008 a 2012.

--- *Palabras clave:* biomasa, gasificación, biopotencia, costo de generación, mecanismo de desarrollo limpio (MDL)

Abstract

This article presents the feasibility analysis of two electricity generation projects with wood biomass. The first one considers a wood harvested for energy from a forest with pine plantation (case 1), and the second one, biomass residues from a teak plantation (case 2). Electric power that can be produced is 2.0 MWe for pine's case, and 1.0 MWe for teak. Considering the power to generate and after a strict literature search and analysis, the most suitable electricity generation technology is thermo-chemical process of gasification coupled with combustion engines. Generation cost (USD/kWe-h) is calculated for each technological alternative with a technical-economic analysis, as result the lowest costs are approx. 0.061 USD/kWe-h for 1.0 MWe, and 0.058 USD/kWe-h for 2.2 MWe, assuming that biomass' cost is zero (0 USD/ton). This is considered the baseline for electricity generation projects with biomass in Colombia.

The research is complemented with a CDM projects applicability analysis, finding that the sale of Certified Emission Reductions (CERs) would reduce kWe-h cost between from 0.003 to 0.01 USD/kWe-h, in the studied power plants. However, neither the price neither the sale of CERs can be guarantee because there is not a tool to extend the Kyoto protocol, which comprises a first period between 2008 and 2012.

----- *Keywords:* biomass, gasification, biopower, generation cost, clean development mechanism (CDM)

Introducción

En general los aspectos considerados para análisis técnico-económicos en proyectos de generación de energía eléctrica con biomasa, según Mc.Gowan [1] están centrados en la inversión en la tecnología, los costos operativos, el costo de combustible, impuestos y seguros, ahorros e ingresos anuales, tiempo y tasa de retorno de la inversión. En dichos análisis predominan las tres primeras variables, ya que las otras son para análisis financieros, y varían con las condiciones particulares de cada caso, de cada país, etc. Un gran número de trabajos realizan sus análisis sobre plantas basadas en gasificación de biomasa

acopladas a motores de combustión interna, en estos trabajos en general los costos se agrupan en tres grandes ítems.

Costo de la planta de generación. Determinado por el valor comercial de la planta, algunos autores como Wu et al. [2], dividen este costo en las unidades que lo conforman, identificando por separado el costo del gasificador, el costo de los motores y demás equipos. Otros autores como Quaak [3] o Buragohain [4], son menos detallados y se concentran en el costo total de la planta. Para obtener el costo de capital lo más completo posible, algunos autores incluyen detalles del costo de obras civiles, instalación de sistemas, tu-

berías, controles y otros aspectos dentro del costo completo de la planta, situación posible cuando se estudia una planta que ya está en operación; en general, cuando no está disponible esa información se utiliza un factor entre el costo total y el costo de equipos, el cual varía entre 1,5 y 2,3 [5].

Costo de combustible. Dado que es el insumo principal de la planta y se consume en grandes cantidades, en especial para grandes potencias, este costo es determinante en el costo de generación. Los costos del combustible, dependen del origen de la biomasa, del procesamiento y transporte necesarios para disponer del combustible en la planta de generación.

Costos operacionales y de mantenimiento. Estos se presentan agrupados o por separado, incluyen mano de obra, procedimientos de mantenimiento, repuestos, costo de servicios o insumos menores que use la planta como lubricantes, refrigerantes, etc. Ésta información es detallada para análisis de plantas ya existentes y en operación, o se aproximan a un porcentaje del costo de la planta cuando el estudio es previo o de prefactibilidad.

Los costos de operación y mantenimiento en general se estiman como un porcentaje del costo de la planta de generación, típicamente el 5% [3], no obstante se presentan valores diversos en la literatura, y se considera que depende de la tecnología involucrada, el nivel de automatización y del tamaño (potencia) de la planta de generación [3, 6]. La participación de diversas unidades de costo en el costo de generación se distribuyen en torno al 40% para el costo capital, el costo de combustible puede representar entre el 35 y 45%, y los costos de operación y mantenimiento aportan entre 15 y 25% [2, 7].

Otros aspectos pueden influir en los costos de generación, tales como impuestos, depreciaciones, aspectos legales, logísticos, incluso descuentos comerciales y subsidios, entre otros factores que influyen en el análisis financiero. Estos aspectos no se consideran en este análisis, aunque algunos autores los usan y entre los indicadores se obtienen resultados como valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR) [1, 8-11].

En este trabajo, en general, se consideran los tres aspectos importantes arriba señalados y se usa como indicador principal el costo específico de generación (USD/kWe-h) por ser independiente de variables financieras, y depender de la tecnología (aspectos técnicos y energéticos) y su costo comercial, lo cual es apropiado para evaluar prefactibilidad, comparar y seleccionar alternativas.

En este estudio se presenta el análisis de prefactibilidad de dos proyectos de generación de energía eléctrica a partir de biomasa (madera) según normatividad colombiana. En el primero se considera la madera cosechada para energía en un núcleo forestal (Pino) el cual en adelante se denotará “Caso 1”, y en el segundo se evalúa la biomasa residual (Teca) de otro núcleo forestal, el cual se denotará “Caso 2”, para generación de energía eléctrica. Mediante análisis de alternativas de generación, costos de generación, y aplicabilidad a proyectos de mecanismo de desarrollo limpio (MDL), se determina la viabilidad de implementar en el territorio colombiano plantas de generación de energía eléctrica a partir de biomasa. Este tipo de estudios son de gran pertinencia para el país debido a que van en acuerdo con el plan energético nacional [12] y el Plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia [13]. Este estudio aplicado a las condiciones de Colombia no se encuentra en la literatura consultada, y constituye una base para estudios futuros en el país de cara a la implementación de programas de generación de biopotencia (energía eléctrica con biomasa), que contribuyan a la diversificación de la canasta energética.

Energía aprovechable de la biomasa: Dos casos de estudio

Para determinar el potencial energético, se requiere la producción y propiedades de las biomásas estudiadas, así como, de los rendimientos típicos de las plantas de generación de energía a partir de biomasa que puedan aplicar a los rangos de potencia estudiados.

Según la bibliografía, la densidad de la madera seca está alrededor de 400 kg/m³ [14, 15], suponiendo un valor de humedad del 20%, el cual es común para biomásas secadas al ambiente [3],

partiendo de la producción volumétrica de las plantaciones, se determina la producción en ton/año, esta información, al igual que las propiedades de las biomásas se presenta en la tabla 1.

Tabla 1 Producción másica de biomasa y propiedades complementarias

Caso	Producción másica de biomasa [ton 10 ³] ^b						Propiedad						
	Año						H ₂ O ^c [%]	PCI _{b,h} ^d [MJ/kg]	C ^a [%]	H ^a [%]	O ^a [%]	N ^a [%]	Cen [%]
	2010	2011	2012	2013	2014	2015							
1	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	20	14,9	45,2	5,8	48,3	0,5	0,2
2	6,72	8,64	11,52	12	12,24	15,12	20	15,5	44,1	5,5	41,0	8,3	1,1

^aCalculado mediante correlación, partiendo del análisis próximo de la biomasa [3], ^bMasa de biomasa húmeda, calculada con humedad supuesta de 20%, ^cHumedad común para biomásas secas al ambiente [3,16], ^dCalculado mediante correlación con 20% de humedad [3].

Energía primaria de la biomasa

Con la información anterior se procede a calcular la energía primaria de las plantaciones forestales, mediante el uso de las ecuaciones 1 y 2, la cual se expresa en términos de potencia considerando la tasa de producción, corregida con la humedad supuesta “ $\dot{m}_{bms, hum}$ ”. El análisis realizado arroja como potencia primaria del Caso 1, 13,7 MW, mientras que para el Caso 2, se tienen entre 11,9 MWe para el año 2010, y 26,8 MWe para el año 2015. La potencia primaria de las plantaciones se calcula considerando 8000 horas de operación anuales, de acuerdo con la información encontrada en la literatura científica.

$$\dot{m}_{bms, hum} = (\dot{V}_{bms} \times \rho_{bms, seca})(1 + \%hum) \quad (1)$$

$$\dot{E}_{primaria} = \dot{m}_{bms, hum} \times PCI_{b,h, bms} \quad (2)$$

Con base a la literatura consultada para las potencias primarias encontradas, y teniendo en cuenta que la tecnología de combustión para media-baja potencia aún está en etapa de desarrollo, se define la gasificación como el método más probable para aprovechar el

contenido energético de la biomasa en los proyectos de generación de energía.

Energía eléctrica

Este cálculo se realiza tomando como base los resultados de energía primaria de las dos plantaciones, esta energía aprovechable se estima desde dos puntos de vista diferentes.

Cálculo por potencia específica (kWe-h/kg)

Se realiza una búsqueda bibliográfica de plantas de generación de potencia, que operen en condiciones similares a las esperadas para ambos proyectos energéticos. En la tabla 2, se reportan los valores encontrados para las plantas halladas en la bibliografía consultada.

De la tabla 2, se deduce que para estos rangos de potencia el consumo específico de las plantas de generación varía entre 0,6-0,9 kWe-h/kg. Este valor depende de las propiedades y características de la biomasa que se esté utilizando, así como de los subprocesos que intervienen en la conversión energética. Con estos valores de consumo específico, la potencia eléctrica que se puede obtener de ambos proyectos se presenta en la figura 1.

Tabla 2 Referencias de consumos específicos y eficiencias de plantas de generación

Potencia [MWe]	Biomasa utilizada	Consumo específico [kWe-h/kg]	Eficiencia gasificador [%]		Eficiencia motor-generator	Eficiencia global	Ref.
			fijo	fluidizado			
0,3	Madera	0,6*	---	---	---	---	[17]
0,6	Madera	0,88*	---	---	---	---	[17]
---	---	---	---	---	25-30	---	[16, 18]
1	---	0,66	---	---	---	---	[3]
1	---	0,55	70	---	24	17	[3]
1,0-1,2	---	<0,9	---	---	---	<20	[2]
---	---	---	50-70	---	17-25	12,5	[2]
---	---	---	---	67-75	22-25	17	[2]
---	---	---	68-87	---	---	---	[19]
1,2	Cáscara arroz	0,9	---	---	---	---	[20]
1,2	Cáscara arroz	0,8	---	---	---	---	[17]
---	---	---	75	---	28	20	[21]
---	---	---	---	60-75	---	---	[22]
1,6	---	0,44	---	---	---	---	[3]
3,2	---	0,88	---	---	---	---	[3]
3,3	Madera	0,71*	---	---	---	---	[17]

*Indica que para calcular este valor se debió suponer una eficiencia conjunta máquina térmica-generator de 24 % [17]

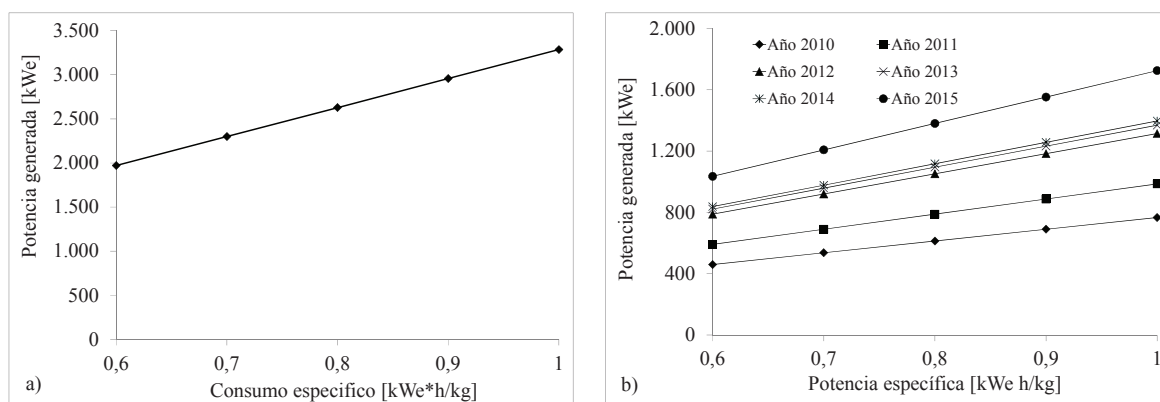


Figura 1 Potencia eléctrica en función del consumo específico de la planta. a) Caso 1, b) Caso 2

Cálculo por eficiencia global del proceso

Según la bibliográfica consultada, las eficiencias de las plantas de generación que operan en rangos de potencia cercanos a los esperados se presentan en la tabla 2. Para el cálculo de la potencia primaria

asociada a los dos casos de estudio, se realiza un estudio de sensibilidad para eficiencias entre 12 y 20%. Con estos valores y partiendo de la energía primaria, se calcula la energía aprovechable, como se muestra en la ecuación 3. Los resultados de la potencia a generar se muestran en la figura 2.

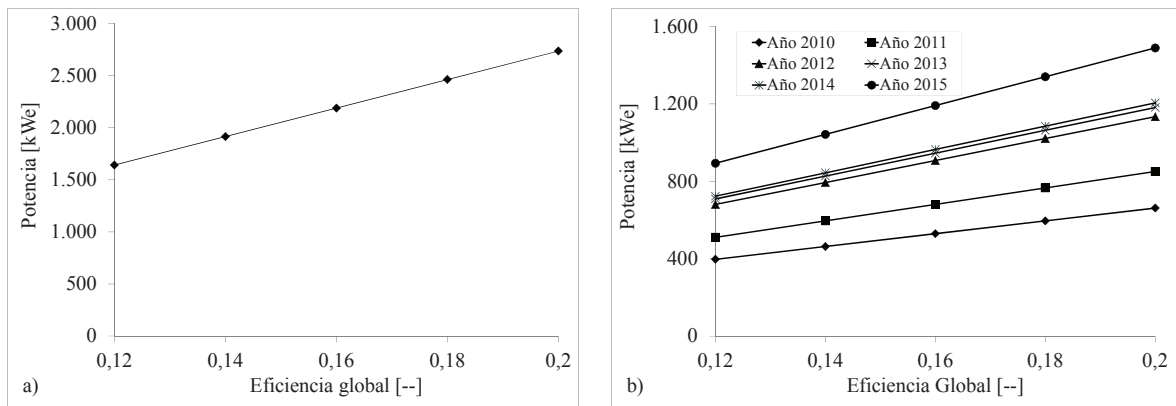


Figura 2 Potencia eléctrica en función de la eficiencia global de la planta – a) Caso 1, b) Caso 2

$$E_{aprovechable} = \eta_{global} \times E_{primaria} \quad (3)$$

Finalmente se consideran los siguientes valores de eficiencia para las plantaciones, como los más adecuados para estimar la potencia a generar, según datos de la bibliografía. Caso 1: 60% eficiencia del proceso gasificación y 27% eficiencia motor-generador, para 16% de eficiencia global. Mientras que para el caso 2, se considera una eficiencia proceso gasificación de 60%, eficiencia motor-generador del 24%, con eficiencia global del 14%. Buscando ser conservativos en acuerdo con estas eficiencias, la potencia a generar en el caso 1, es alrededor de 2,2 MWe para todos los años. Mientras que para el caso 2 - año 2015, la potencia es alrededor de 1,0 MWe.

De los resultados obtenidos mediante el método de consumo específico, se concluye que son muy sensibles ante las entradas requeridas. Por esta razón se elige el método de las eficiencias, el cual depende de tres variables de funcionamiento de la planta, el rendimiento del gasificador, de la máquina térmica y del generador. Basado en el cálculo de energía aprovechable, se concluye que

la biomasa del caso 1 puede generar alrededor de 2,2 MWe, y la el caso 2 puede generar 1,0 MWe.

Tecnologías de generación con biomasa

Desde la perspectiva de la generación de energía eléctrica hay varias formas de producción con los procesos termoquímicos, los cuales utilizan biomasa como energía primaria. La gasificación integrada con ciclo combinado (turbinas de gas y de vapor), gasificación atmosférica acoplada a una turbina, o a un motor de combustión interna alternativo (MCIA), o por el ciclo de vapor (ciclo Rankine). Una comparación entre los rendimientos de las diferentes configuraciones de plantas generadoras de energía, en función de la potencia eléctrica se muestra en la figura 3. Se destaca la mayor eficiencia del proceso de gasificación de biomasa acoplado a motores de combustión interna para bajas y medias potencias (< 5 MWe). Este comportamiento también lo reitera Quak et al. [3] y Stassen [23], donde los mayores rendimientos son para las plantas de gasificación acopladas con motor, entre 1 y

5 MWe, según una comparación con sistemas de combustión basados en ciclo de vapor. Bridgwater [24], presenta el costo de producción de electricidad de varias configuraciones de plantas, según la capacidad de generación, ver figura 3. Los resultados obtenidos por este autor

son similares a los que se presentan en [3, 23]. Allí los costos de generación del kWe-h, son menores para las plantas de 1 a 5 MWe, basadas en gasificación con respecto a las plantas de ciclo de vapor y las plantas de ciclo combinado, esto se debe a la economía de escala de las plantas.

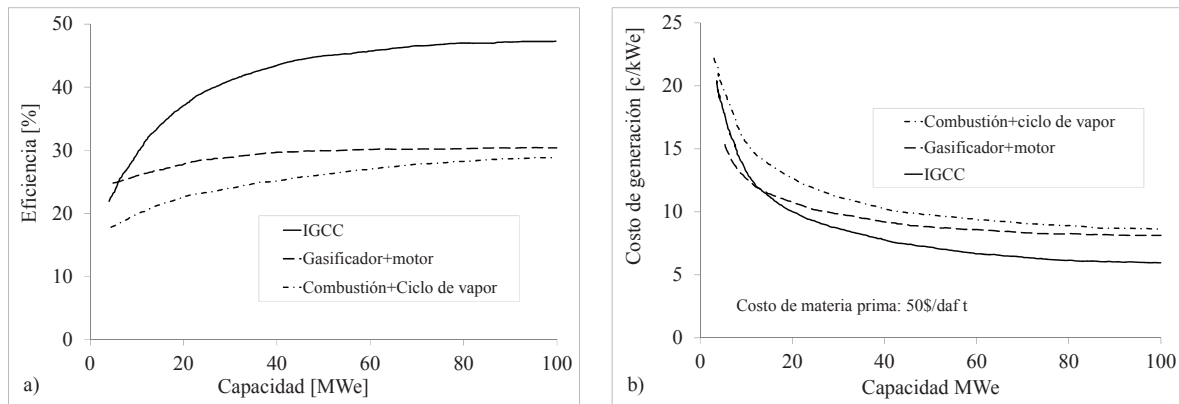


Figura 3 Comparación entre métodos para producción de energía eléctrica con biomasa en función de la potencia - a) Eficiencias, b) Costo de generación (Adapta de [24])

Existen diversas configuraciones y diseños de reactores para la transformación de la biomasa. Sin embargo, los más utilizados para procesos de generación de energía eléctrica son los reactores de lecho fijo y los de lecho fluidizado [25-28]. Tales gasificadores se acoplan a turbinas de gas o motores, según las potencias de diseño de las plantas. Con base en la literatura consultada se concluye que la tecnología de las planta de generación de energía con biomasa para el Caso 2 (1,0 MWe) es el gasificador de lecho fijo equicorriente acoplado a motor-generator, por el bajo contenido de alquitranes que produce este tipo de reactor. Mientras que para el Caso 1 (2,2 MWe), se requiere un gasificador de lecho fluidizado burbujenante acoplado a motor-generator. Se elige el lecho fluidizado por los problemas asociados al escalado del equicorriente, y por la concentración media de alquitranes en el gas, esto facilita el proceso de acondicionamiento del gas y alarga la vida útil de los motores.

Costos de generación del kWe-h. Línea base

Modelo técnico – económico

Para realizar la selección del equipo de generación más adecuado para los dos casos de estudio, se realiza un estudio considerando todos los factores asociados a los costos y operación de dichas plantas, es decir, además del valor inicial de la planta, también es necesario tener en cuenta: la generación eléctrica (kWe-h), la vida útil, el tipo de tecnología, el período máximo de operación en un año (h/año), el consumo de biomasa (kg/h), los requerimientos de calidad de la biomasa (tipo, poder calorífico, humedad y tamaño), entre otros. Para la realización de este estudio se toma como base un modelo técnico-económico presentado por el Banco Mundial [3, 29], utilizado para comparar tecnologías de generación de energía con biomasa. El objetivo principal del modelo es estimar el costo de generación eléctrica USD/kWe-h, con lo que se pueden determinar las

opciones tecnológicas óptimas desde el punto de vista costo-efectivo para los proyectos de generación.

Como entradas del modelo se tienen: i) Prestaciones de la planta: este incluye principalmente la potencia eléctrica neta a la salida del generador y la eficiencia global. ii) Combustible: se debe especificar el contenido energético de la biomasa a utilizar y su costo (USD/ton). iii) Costos: se deben especificar los costos necesarios para la instalación de la planta, así como los asociados a la operación de la misma (operación y mantenimiento principalmente).

Este análisis se realiza para los dos proyectos de generación (1,0 y 2,2 MWe). Para los costos de mantenimiento, con base en la literatura científica, se estima que dichos valores equivalen anualmente aproximadamente al 5% del costo de adquisición de la planta.

Costos de generación base (USD/kWe-h)

Parámetros de entrada

Las variables de partida para evaluar cada una de las propuestas se encuentran en la tabla

3, allí se encuentra el precio aproximado de venta de las plantas de generación eléctrica por gasificación para cada proveedor (año 2.011). Como el valor del equipo (desde el gasificador hasta el generador) es el más alto, es el que más afecta el precio final del kWe-h, se consultaron 4 proveedores de diferentes países, denotados por P1, P2, P3 y P4, reconocidas empresas en la manufactura y distribución de equipos de generación eléctrica mediante gasificación, cuyos nombres no se publican por confidencialidad. Para los otros equipos que hacen parte del proceso solo se consultó un proveedor como es el caso de la astilladora, la cual debido a las características brindadas por el proveedor, cumple tanto en producción como en tamaño adecuado para todos los gasificadores consultados. Adicionalmente, debido a la alta generación térmica de estas plantas, no se considera necesaria la compra de un horno para el secado de la madera, por lo que se plantea el aprovechamiento del calor de desecho de la planta de generación para tal fin. A las propuestas ofertadas por los proveedores consultados, se suman los costos de la astilladora y de los componentes para acondicionamiento de la energía eléctrica. En la tabla 4 se define la información necesaria que se considera común para los dos casos de estudio, la cual es utilizada como entrada al modelo de cálculo de los costos.

Tabla 3 Datos de entrada al modelo, proyectos de generación de 1.0 MWe y de 2.2 MWe

<i>Proyecto</i>	<i>Variable</i>	<i>Proveedor</i>				
		<i>Unidades</i>	<i>P1</i>	<i>P2</i>	<i>P3</i>	<i>P4</i>
1,0 MWe	Potencia de generación	kWe	750	1.000	1.000	1.000
	Consumo de combustible	kg/h	700	1.325	893	1.300
	Inversión en equipos	MUSD	3,5	8,7	5,2	1,6
	Inversion total	MUSD	6,1	15,2	9,2	2,8
2,2 MWe	Potencia de generación	kWe	2.000	1.945	2.000	2.250
	Consumo de combustible	kg/h	2.100	2.500	1.800	2.930
	Inversión en equipos	MUSD	8,4	13,2	9,1	3,2
	Inversion total	MUSD	14,6	23,1	15,8	5,6

Tabla 4 Información común para los dos proyectos de generación

<i>Variable</i>	<i>Unidades</i>	<i>Proyecto 1 MWe</i>	<i>Proyecto 2 MWe</i>	<i>Fuente de información</i>
PCI b.h.	kJ/kg	15.539	14.988	Tabla 1
Costo Chipeadora	USD	40.874	40.874	Proveedor
Costo mantenimiento	% Costo planta	5	5	[3]
Relación costo total planta/costo equipos	--	1,75	1,75	[3]
Vida útil esperada	Años	10 y proveedor	10 y proveedor	[3]
Horas de operación al año	h/año	7.000	7.000	Criterio autores ^a
Costo de biomasa	USD/año	0,0	0,0	Empresa contratante
Costo mano de obra	USD/año	18.000	18.000	Criterio autores
Personas para operación	N° Personas	2	2	[3]

^aDebido a que algunos proveedores no suministran información sobre el tiempo de operación al año, con el fin de realizar la comparación entre alternativas se establece 7000 h/año, para todas las plantas.

Costos de generación de cada una de las alternativas

Considerando la vida útil de las plantas reportada por los proveedores: P1: 20 años, P2: 25 años, P3: 25 años y P4: 15 años. Se plantea el proyecto de generación, durante estos períodos. Los resultados obtenidos para los costos de generación de las alternativas evaluadas se muestran en la figura 4. Se observa, como las alternativas del proveedor

P4 son las de menor costo de producción para todo el intervalo de costo de la biomasa. Los costos de generación más bajos obtenidos (P4), varían entre 0,061 y 0,165 USD/kWe-h para la planta de 1,0 MWe, y de 0,058 a 0,162 USD/kWe-h para la planta de 2,2 MWe, dependiendo del valor de adquisición de la biomasa. Los menores costos obtenidos con la planta de 2,2 MWe, se deben a efectos de economía de escala en proyectos de generación de energía.

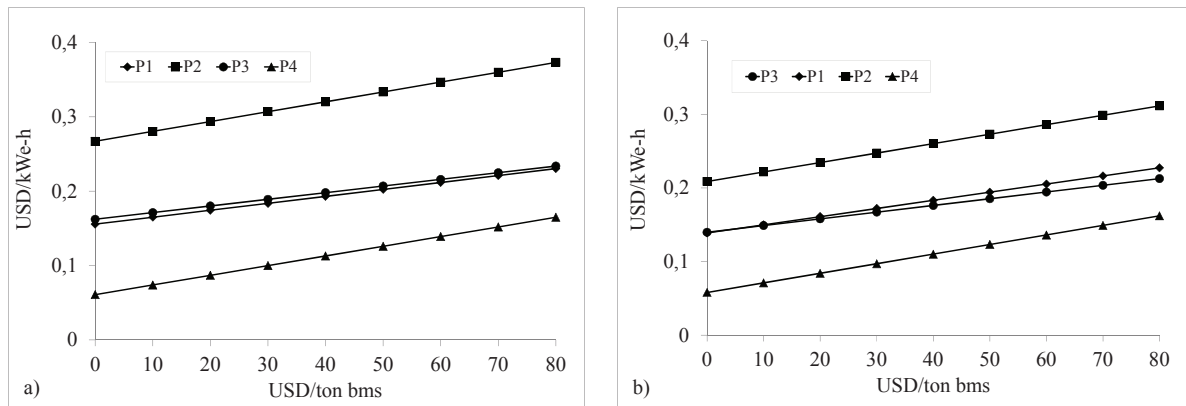


Figura 4 Costos de generación, vida útil de proveedores- a) caso 1,0 MWe, b) caso 2,2 MWe

También se puede notar como con el incremento del costo de adquisición de la biomasa, varía la diferencia entre los costos de generación entre las alternativas P1 y P3, esto se debe en gran medida al menor rendimiento de la planta P1, el cual se hace evidente en su mayor consumo de biomasa con respecto a la alternativa de P3 (ver tabla 3), esta característica puede tomar gran importancia para elevados costos de la biomasa.

En la figura 5, se muestra la contribución de los principales costos de funcionamiento, en el costo de generación, se presenta para P4 en el caso de los 2,0 MWe. Para 1,0 MWe, la contribución es similar en porcentajes, por lo que se omite la gráfica. Se resalta como el costo de adquisición de equipos contribuye de manera significativa, con cerca del 80% para 0,0 USD/ton biomasa, disminuyendo hasta el 25% para precios del combustible de 80 USD/ton.

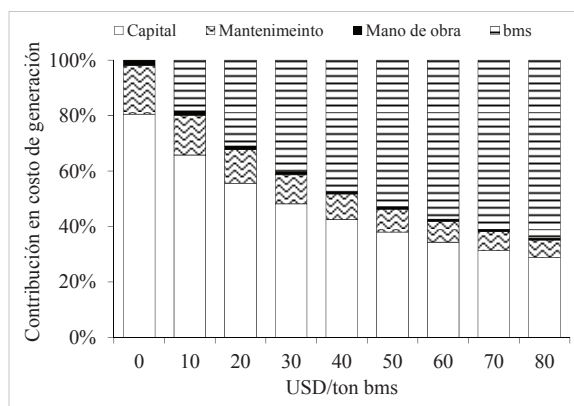


Figura 5 Contribución de los principales costos en el costo de generación - P4 2,0MWe

Factibilidad como proyecto de mecanismo de desarrollo limpio (MDL)

Metodología para proyecto MDL

Para la aplicación de los dos casos de estudio como proyectos de Mecanismo de desarrollo limpio (MDL) en pro de obtener Certificados de Emisiones Reducidas (CERs), se sigue la

metodología descrita en AMS-I.D. [30], debido a que los proyectos desplazan electricidad de un sistema de distribución de energía eléctrica que es, o, que habría de ser alimentado por una unidad de generación a partir de combustible fósil, en este caso se entraría a sustituir energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Además se tiene en cuenta que las biomásas utilizadas para la generación de energía, clasifican como renovables, según las definiciones del MDL [31].

Cálculo del nivel de emisiones

Para el cálculo del nivel de emisiones que el proyecto reduce, es necesario establecer el escenario de línea base, el cual es la electricidad entregada a la red por el proyecto, que de lo contrario, sería generada por la operación de plantas térmicas conectadas a la red [30], este escenario representa las emisiones antropogénicas originadas por fuentes de Gases de Efecto Invernadero (GEI) que tendrían lugar en ausencia del proyecto propuesto [31].

Para el cálculo del nivel de emisiones base “ BE_y ”, se halla el producto entre la energía eléctrica de base “ $EG_{BL,y}$ ” producida por la unidad de generación renovable y el factor de emisión de la red en la cual se planea implementar el proyecto de generación “ $EF_{CO_2,grid,y}$ ”, en el caso del Sistema Interconectado Nacional –SIN, para el cual según resolución No. 180947 de junio 4 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía de Colombia, se adoptó en 0,2849 kg CO_{2e} /kW-h (CO_{2e} , representa la concentración de CO_2 que produciría el mismo nivel de forzamiento radiactivo que una mezcla dada de CO_2 y otros gases de efecto invernadero) [32], en la ecuación 4 se presenta el cálculo del nivel de emisiones base por año [30], se debe tener en cuenta que el factor de emisiones se actualiza con una periodicidad anual.

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y} \quad (4)$$

Considerando que las plantas de los dos casos de estudio operan 7000 h/año y bajo la hipótesis de que operaran a su máxima potencia. Para las

capacidades de generación de 2,2 y 1,0 MWe, se tienen respectivamente 4.387,46 y 1.994,30 ton CO_{2e}. Teniendo en cuenta que un CER corresponde a una tonelada de CO_{2e}, se concluye que este proyecto, con las dos plantas de biomasa, tendría posibilidades de generar 6.381,76 CERs al año. Observando que el precio del CER ha variado entre 8,13 y 24,90 Euros, corresponde a 11,17 USD y 34,22 USD, respectivamente (1 Euro = 1,3744 USD, 25 de febrero de 2011), se podría decir que es viable obtener desde 71.284 USD hasta 218.384 USD por año por las dos plantas de generación.

Así, la reducción en los costos de producción de los dos casos de estudio varía entre 0,003 y 0,01 USD/kWe-h, considerando los menores y mayores valores de los CERs, respectivamente. Sin embargo, para años posteriores al 2012 aún no está definido si se le dará continuidad al protocolo de Kyoto con alguna herramienta para mitigar la emisión de GEI.

Análisis de prefactibilidad en el contexto colombiano

Para analizar los casos de estudio, por primera vez evaluados en Colombia, es necesario contextualizarlos en el mercado eléctrico. En el cual se tienen en promedio de los últimos meses (entre agosto de 2010 y febrero de 2011) un precio de bolsa nacional de 99 COP/kWe-h que corresponden aproximadamente 0,052 USD/kWe-h (TMR= 1889,69; 25 de febrero de 2011). Comparando entre el valor en bolsa del kWe-h y el costo mínimo de generación estimado para la planta de generación de 1,0 MWe (0,061 USD/kWh) y 2,2 MWe (0,058 USD/kWe), considerando 0,0 USD/ton biomasa y vida útil según proveedores, se concluye que ambas alternativas están muy cerca de ser viables de manera preliminar (a la luz de las consideraciones realizadas en este estudio de prefactibilidad), siempre y cuando se utilice biomasa de 0 USD/ton (biomasa sin costo). Para combustibles con valores diferentes de 0 USD/ton, ninguna de las dos plantas de generación conectadas al SIN serían viables desde el punto de vista económico.

Conclusiones

1). Los proyectos con madera plantada de Pino patula y madera residual de Teca, poseen un potencial de generación sostenible de 2.0 y 1.0 MWe, respectivamente. 2). El proceso de gasificación acoplado a motores es el arreglo tecnológico adecuado para los dos proyectos, dado que la gasificación posee mayor eficiencia y menores costos de inversión, con respecto a las plantas basadas en combustión para las potencias del proyecto. 3). Los menores costos de generación, varían entre 0,061 y 0,165 USD/kWe-h para 1,0 MWe, y de 0,058 a 0,162 USD/kWe-h para 2,2 MWe, esto se debe a efectos de economía de escala. 4). Los factores que afectan en mayor medida los costos de producción de energía (USD/kWe-h), para un costo de biomasa de 30 USD/ton, son: inversión inicial, mantenimiento de la planta, costo de la biomasa y mano de obra. El costo capital aporta el 80% al costo de producción cuando se considera 0,0 USD/ton de biomasa. 5). Estos proyectos se consideran factibles conectados al SIN, si el costo del combustible es 0,0 USD/ton. Sino, solo sería viable implementarlos en zonas no interconectadas, ya que los costos de generación estimados para estas plantas de generación no serían competitivos en el mercado eléctrico colombiano a la fecha. 6). Con respecto a los resultados de MDL, considerando el factor de emisiones de 0,2849 kg CO_{2e}/kWh en Colombia, para este tipo de plantas que operen conectadas al SIN, se pueden obtener beneficios económicos entre 0,0032 y 0,0097 USD/kWe-h, dependiendo del valor de venta de los CERs.

Agradecimientos

Los autores agradecen la financiación de este proyecto a las empresas: Compañía Colombiana de Inversiones S.A. E.S.P. y Cementos Argos S.A. También a los ingenieros José Vicente Guzmán, Camilo Restrepo y William Jurado, por el intercambio de información para el proyecto.

Referencias

1. T. Mc'Gowan. *Biomass and Alternate Fuel Systems - An Engineering and Economic Guide*. Ed. Wiley. New Jersey (USA). 2009. pp. 225-237.
2. C. Wu, H. Huang, S. Zheng, X. Yin. "An economic analysis of biomass gasification and power generation in China". *Bioresource Tech.* Vol. 83. 2002. pp. 65-70.
3. P. Quaak, H. Knoef, H. Stassen. *Energy from Biomass: A review of Combustion and Gasification Technologies*. Ed. World Bank. Vol. 422. Washington D. C. (USA). 1999. pp. 40-51.
4. B. Buragohain, P. Mahanta, V. Moholkar. "Biomass gasification for decentralized power generation: The Indian perspective". *Renew. and Sust. Energy Reviews.* Vol. 14. 2010. pp. 73-92.
5. J. Córdoba, Y. Lenis, J. F. Pérez. *Generación de energía eléctrica mediante aprovechamiento energético de la biomasa: modelo técnico financiero para la selección de tecnologías en Colombia*. En 4º Simposio nacional forestal. Medellín (Colombia). 2010. pp. 2.
6. A. Kirkels, G. Verbong. "Biomass gasification: Still promising? A 30-year global overview." *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* Vol. 15. 2011. pp. 471-481.
7. U. S. Environmental Protection Agency. *Combined Heat and Power Partnership: biomass Combined Heat and Power. Catalog of Technologies*. California (USA). 2007. pp. 20-25.
8. A. Caputo, M. Palumbo, P. Pelagagge, F. Scacchia. "Economics of biomass energy utilization in combustion and gasification plants: effects of logistic variables". *Biomass and Bioenergy.* Vol. 28. 2005. pp. 35-51.
9. B. Jenkins. "A comment on the optimal sizing of a biomass utilization facility under constant and variable cost scaling". *Biomass and Bioenergy.* Vol. 13. 1997. pp 1-9.
10. T. Johansson, H. Kelly, A. Reddy, R. Williams. *Renewable Energy - Source for Fuels and Electricity*. Ed. Laurie Burnham. Washington D.C. (USA).1993. pp. 729-785.
11. M. Nouni, S. Mullick, T. Kandpal. "Biomass gasifier projects for decentralized power supply in India: A financial evaluation". *Energy Policy.* Vol. 35. 2007. pp. 1373-1385.
12. Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. *Plan energético nacional 2006-2025 (PEN). Contexto y Estrategias*. Bogotá D.C. (Colombia). 2011. pp. 139-237.
13. Unidad de Planeación Minero Energética - UPME. *Plan de desarrollo para las fuentes no convencionales de energía en Colombia (PDFNCE)*. Bogotá D.C. (Colombia). 2010. pp. 5.1-5.17.
14. O. Escobar, J. Rodríguez. "Teca". *Las maderas en Colombia*. Universidad Nacional de Colombia, SENA. Medellín (Colombia). 1993. pp. 1-5.
15. O. Escobar, J. Rodríguez. "Patula". *Las maderas en Colombia*. Universidad Nacional de Colombia, SENA. Medellín (Colombia). 1993. pp. 1-5.
16. J. Pérez, C. Orrego, J. Largo. *Evaluación de las principales especies forestales con potencial dendroenergético en Colombia mediante el proceso de gasificación*. En 4º Simposio nacional forestal. Medellín (Colombia). 2010. pp. 5.
17. Z. Alimuddin, P. Lahijani, M. Mohammadi, A. Mohamed. "Gasification of lignocellulosic biomass in fluidized beds for renewable energy development: A review". *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* Vol. 14. 2010. pp. 2852-2862.
18. J. Heywood. *Internal Combustion Engines Fundamentals*. Ed. Mc Graw Hill. New York (USA). 1988. pp. 19-21.
19. Z. Zainal, A. Rifau, G. Quadir, K. Seetharamu. "Experimental investigation of a downdraft biomass gasifier". *Biomass and Bioenergy.* Vol. 23. 2002. pp. 283-289.
20. C. Wu, X. Yin, L. Ma, Z. Zhou, H. Chen. "Operational characteristics of a 1.2 MW biomass gasification and power generation plant". *Biotechnology Advances.* Vol. 27. 2009. pp. 588-592.
21. U. Henriksen, J. Ahrenfeldt, T. Jensen, B. Gøbel, J. Bentzen, C. Hindsgaul, L. Sørensen. "The design, construction and operation of a 75 kW two-stage gasifier". *Energy.* Vol. 31. 2006. pp. 1542-1553.
22. J. Pérez. *Gasificación de biomasa: Estudios teórico experimentales en lecho fijo equicorriente*. Ed. Universidad de Antioquia. Medellín (Colombia). 2009. pp. 24-39.
23. H. Stassen. *Small Scale Biomass Gasifiers for Heat and Power*. Ed. World Bank. Washintong, D.C. (USA). 1995. pp. 12,13, 55.
24. A. Bridgwater. "The technical and economic feasibility of biomass gasification for power generation". *Fuel.* Vol. 74. 1995. pp. 631-653.

25. E. Kurkela. *Review of Finnish biomass gasification technologies*. OPET Report 4. 2002. pp. 4-10.
26. E. Larson. *Small-Scale Gasification-Based Biomass Power Generation*. En Biomass Workshop. Changhun Congress (China) . 1998. pp. 1-6.
27. P. Mc’Kendry. “Energy production from biomass (part 1): overview of biomass”. *Bioresource Technology*. Vol. 83. 2002. pp. 37- 46.
28. R. Warnecke. “Gasification of biomass: comparison of fixed bed and fluidized bed gasifier”. *Biomass and Bioenergy*. Vol. 18. 2000. pp. 489-497.
29. T. Mc’Gowan. *Biomass and Alternate Fuel Systems - An Engineering and Economic Guide*. Ed. Jhon Wiley & Sons. New Jersey (USA). 2009. pp. 183-221.
30. UNFCCC. *Indicative Simplified Baseline and Monitoring Methodologies for Selected Small- Scale CDM Project Activity Categories*. Disponible en www.cdm.unfccc.int. Consultada el 10 de abril 2011.
31. UNFCCC. *Annex 18 Definition of renewable biomass, Report of Executive Board meeting number 23*. Disponible en: www.cdm.unfccc.int. Consultada el 10 de abril 2011.
32. Ministerio de Minas y Energia Colombia. *Resolución No. 180947 de junio 4 de 2010*. 2010.