

CAPÍTULO 4 ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 Análisis económico en el proceso de combustión

4.1.1 Mejoras en la incineración de la biomasa

Bioten de Knoxville, Tennessee ha utilizado exitosamente el aserrín para convertirlo en combustible, bajo el proceso de combustión a gran escala con una turbina de gas LM-1500. La captura de gas es conseguida usando un ciclón, y la disponibilidad es del 85%. La unidad produce 6 MW, con un régimen térmico promedio de 15.6 MJ/KWh y la electricidad que genera es vendida a la Autoridad del Valle de Tennessee. El costo de capital de la planta fue de 7.25 millones de dólares y por lo tanto, el costo unitario de inversión es de \$1,208/KW usd. El costo unitario de energía eléctrica generada es de 3.9 ¢usd/KWh, del cual, los costos de mantenimiento y operaciones de combustible contribuyen con 1.8 ¢usd/KWh.

La planta se utilizará para probar otros tipos de biomasa, incluyendo el bagazo, cáscara de arroz y desechos de poda. Los problemas particulares que han sido dirigidos sobre el prototipo original son: La alimentación de biomasa se mejoró por el uso de un sistema de inyección neumático con contenedor dual cerrado, la combustión y las temperaturas del aire fueron minimizadas para los problemas que se presentaban de incrustaciones en las aspas de la turbina asociadas a los depósitos alcalinos (Sims, 2002). Las incrustaciones de las aspas, fueron reducidas por el uso de aditivos mientras que pasa el 50% del gas del generador de aire alrededor de la cámara de combustión, la cual también ayuda a reducir las partículas que llevan y a incrementar la eficiencia del ciclón. La eficiencia térmica se mejoró reduciendo las caídas de presión de la cámara de combustión/ sistema ciclón de 41 KPa a 13 KPa. El secado de la biomasa fue mejorado con la utilización de pulverizadores de barridos de aire que minimiza, seca y clasifica el combustible en una operación.

4.1.2 Incineración de RSM

La tecnología de la biorefinería Converttech se desarrolló en Nueva Zelanda. La biomasa se convierte en productos valiosos tales como químicos, productos de madera reconstruida como paneles de madera, calor y electricidad. En esencia parte del proceso central involucra la ventilación de las partículas volátiles, producidas por el precalentamiento de la biomasa. A través de la entrada de vapor de destilación, es posible la recuperación de los productos volátiles como combustible para el proceso de generación de calor o como un producto de valor como el aceite proveniente de la biomasa.

La materia prima se alimenta a la planta en forma de partículas de biomasa, y entra a una velocidad de 20 m/s a una atmósfera de vapor, a presiones por arriba de los 30 bar y temperaturas en el rango de los 200-300°C. Después de separar los metales y el vidrio, los residuos sólidos municipales (RSM) trozados finamente, con un 75% de biomasa húmeda, puede ser fácilmente procesada de la misma forma, elevando la temperatura en uno de los módulos del proceso a aproximadamente 500°C. El mismo proceso de ventilación para las partículas volátiles podría ser utilizado para extraer los gases y vapores provenientes de la fracción orgánica de polímeros de los RSM. De esta forma la recuperación de los monómeros puede ser conseguida, sin la previa selección de la fracción orgánica de los RSM.

Los gases de vapor que entran, podrían ser procesados para recuperar la nafta como cera, mientras los RSM trozados, podrían ser procesados más adelante en la etapa de secado de vapor de súper calentamiento de múltiple efecto, del sistema para ser secado y convertirse en combustible derivado de la basura. El proceso podría ser implementado en niveles de pequeña escala, relativamente, por debajo de 2 Ton/hr ó 15,000 Ton/año de RSM, ó 1000 Ton/año de polímeros desechados contenidos en dichos RSM (Sims, 2002). En base a estimados preliminares, el procesamiento de

RSM en gran escala, a un promedio de 20 Ton/h y equipado para recuperar cerca de 9,000 Ton/año de monómeros, mientras que se genera electricidad, con los siguientes datos económicos: Un costo de inversión de: \$27 millones usd, cuota de entrada evitada por RSM de: \$10 usd/tonelada húmeda; costo de energía producida promedio: 2-3 ¢usd/KWh; precio promedio de energía producida: 8 ¢usd/KWh (más de 20 años de vida de la planta); precio venta de la nafta: \$360/tonelada usd.

4.2 Análisis económico en el proceso de gasificación

Un gasificador innovador de 40 MW_{th}, fue desarrollado por el laboratorio de Battelle Columbus, fue construido y evaluado por la planta de energía McNeil con alimentación de biomasa, en Vermont, USA. Es un diseño de lecho fluidizado circulante, que es uno de los lechos específicamente diseñados a utilizarse en biomasa opuesto al carbón. Utiliza 200 ton/día de biomasa, es de vapor a diferencia del que comúnmente suele utilizarse de aire, y así produce un gas con alto poder calorífico, de alrededor de 16-18 MJ/m³.

La eficiencia del gas enfriado del gasificador, es cercana al 70% del poder calorífico, dando como resultado un 35-40% de eficiencia en el combustible para la generación de electricidad, comparado con el 20% que comúnmente tiene una planta termoeléctrica que consume biomasa directamente. La planta utiliza dos reactores de lecho fluidizado por separado con arena súper calentada circulante, aplicando el calor a las partículas de la biomasa para producir el gas. El diseño evita el uso del sistema de remoción del gas caliente (a menudo con dificultades técnicas).

El proyecto es auspiciado en la planta instalada de McNeil, y una etapa se desarrolló. Dicha etapa sirvió para probar la posibilidad del desarrollo de dicho gasificador, y utilizar dicho gas directamente en las calderas ya existentes, antes de hacer pruebas en la siguiente etapa con la turbina de gas (Sims, 2002). El gasificador se puso en operación en 1997 y desde entonces sigue en operación. Alentadoramente, el rendimiento del gasificador, más de 400 ton/día de biomasa proveniente de bosque y residuos agrícolas han excedido los estimados de 225 ton/día. Adicionalmente, el poder calorífico mínimo del gas ha permanecido bastante constante, a pesar del contenido de humedad de la biomasa, así puede utilizarse como sustituto del gas natural.

El departamento de energía de E.E. U.U, estimó que los costos de inversión para una planta de ciclo combinado con gasificación directa de alta presión, de esta escala, caerá de los \$2,000 usd/KW_e actuales a \$1,100 usd/KW_e para el año 2030. Ésto se conseguirá por la experiencia obtenida de los costos de operación, (incluyendo el costo de suministro del combustible), así los costos totales de generación pasarían de 3.98 ¢usd/KWh a 3.12 ¢usd/KWh.

Los costos actuales de operación elevados de 5.50 ¢usd/KWh de los sistemas de vapor reflejan la eficiencia del combustible tan pobre, comparada con la gasificación, pero eventualmente este costo se podría reducir a 3.87 ¢usd/KWh. Un estudio de la OECD, de plantas a escala comercial, mostró que alrededor de 60MW_e las plantas de gasificación integradas de ciclo combinado de biomasa, podrían ser más redituables que la combustión en los lechos fluidizados circulantes, si el combustible pudiera ser entregado por \$2 usd/GJ.

4.3 Análisis económico en el proceso de pirólisis

Shumaker y col. (2009) realizaron un estudio para investigar el potencial del uso de la biomasa para generar electricidad en el estado de Georgia. El volumen, las características, los costos por unidad de energía de entrega son estimados para distintas producciones de biomasa. La producción de combustibles usando la pirólisis fue investigado como principal potencial de conversión de biomasa en electricidad. El costo de operación se proyectó en tres diferentes escalas de producción. Se determinaron los costos estimados por unidad de electricidad generada. Y parece que bajo las condiciones modeladas que dicha tecnología resulta no ser competitiva con las tecnologías actualmente en operación.

Georgia tiene un gran volumen potencial de materia prima proveniente de la biomasa para su conversión en energía. Existe un potencial de 18 millones de toneladas de material que podría convertirse cada año. Cada tipo de biomasa tiene un costo por tonelada entregada, debido a los precios del mercado de los productos y los costos relativos de transporte. Adicionalmente, algunos tipos de biomasa están disponibles únicamente por temporadas o estaciones del año. Como la generación de electricidad es una operación de minuto a minuto, se debe asegurar el abastecimiento continuo de la materia prima. Otros factores deben considerarse como la humedad contenida y el contenido de ceniza.

El alto contenido de humedad implica altos costos debido a que implica un proceso de secado, que deben ser agregados al costo total de producción de electricidad y quizá haciendo que dicha biomasa sea menos viable en términos económicos. Los altos contenidos de ceniza, requieren consideraciones especiales de diseño sobre las calderas, lo cual también podría elevar el costo capital, al igual que la disposición de las cenizas son un factor importante en los costos.

La cantidad total de los subproductos de las actividades agrarias, fueron evaluadas basadas en la producción anual total del rendimiento masa y el porcentaje de residuos que sobran después de cosechar cada fuente potencial. Las fuentes de biomasa se dividieron en tres grupos para su análisis: Cultivos alternativos tales como el kenaf y pasturas, los residuos de los cultivos tradicionales en hileras, y los productos de la silvicultura.

Para el estudio de producción de electricidad se asumió que: La biomasa se sometería al proceso de secado usando el calor generado por el proceso de pirólisis, la electricidad sería producida de biocombustibles, la energía de los biocombustibles puede ser vendida localmente a precios competitivos y la planta se limitaría en capacidad a no más de 10 MW para conservar los costos del transporte de la biomasa mínimos. El estudio también evaluó el potencial económico a 3 diferentes capacidades en las plantas de pirólisis, basados en un promedio de 160 toneladas de biomasa húmeda por día, que produciría 2,266 KW.

El rango de la capacidad para los sistemas de pirólisis es desde los 2,266 KW a los 6,801 KW con un costo de capital desde los \$11.2 millones de usd a los \$31.6 millones de usd. Considerando la operación de la planta por 24 horas por día y 350 días por año y un promedio anual del costo de la biomasa de \$25 usd/ton, arroja un costo de generación de electricidad de \$0.217 usd /KWh para el sistema más pequeño y para el mayor de \$0.198 usd/KWh.

4.4 Análisis económico en el proceso de digestión

En el Reino Unido solamente las plantas de aguas residuales producen biogás, sin subsidio económico. La compañía British Biogen en 1997, realizó un estudio económico para comparar el costo de generación eléctrica mediante el proceso de digestión de los desechos agrícolas y con el tratamiento de digestión de las aguas residuales, el cual dio por resultado ser 20 ¢usd/KWh más caro que el proceso de generación por desechos agrícolas. Sin embargo, el costo de la eliminación de los materiales de desecho son altos, tales como el pago del transporte, y tirar los desechos orgánicos a un relleno sanitario, los periodos de remuneración de solo 2-3 años pueden resultar de una inversión en plantas de biogás en el mismo sitio del relleno sanitario.

En Nueva Zelanda se llevó a cabo un estudio, usando biomasa cosechada con propósitos energéticos, para la producción de biogás, y ensilando dicha biomasa para su uso fuera de temporada. Cada 100 hectáreas usadas para la producción de la biomasa, para la planta de biogás, generaría 10 GWh/año de electricidad. El biogás podría producirse en plantas agrícolas aproximadamente por \$3 usd/GJ, pero los costos del transporte de la cosecha, podría agregar otro dólar por Gigajoule. Así que esta opción no es usualmente viable.

En Alemania se hizo un análisis en 20 de plantas de tratamiento tanto de las granjas como de desechos alimenticios orgánicos, y resultaron ser rentables. El gas obtenido, tuvo un precio

comparable con el precio del gas natural, el crédito se debió por la eliminación de los desperdicios y el calor generado por la planta de biogás también fue utilizado. Contrariamente una planta de biogás comunitaria en la India, para alimentar un generador de alimentación dual diésel/gas, produciendo 5 Kw_e, utilizados para alimentación y bombeo de agua, tuvo un costo de generación de 35 ¢usd/KWh, el cual fue mucho mas caro que el costo de electricidad proveniente de la red nacional. Sin embargo, en este caso el factor de la carga fue solamente de 4 horas por día, debido a la disponibilidad limitada del estiércol animal. Pero aumentado el factor de carga a 15 horas por día, los costos de generación eléctrica disminuyeron en un 50%. Así el sistema no solamente comprobó ser más barato, sino más redituable que la electricidad de la red.

El costo de los reactores para producir el biogás y del equipo de generación de electricidad es de aproximadamente \$1,300/KW para una planta de escala mediana de 500 KW_e. El costo del sistema total, operación, mantenimiento es relativamente grande, 6 ¢usd/KWh, así el costo del ciclo de vida es cercano a los 20 ¢usd/KWh. Ha sido evaluado un amplio rango de tamaños de digestores usados para producir biogás de cultivos, que van desde los 100 m³ a los 10,000 m³. Los rangos más pequeños son adecuados para su uso dentro de la misma granja, los cultivos de 800 m³ requieren 100 hectáreas de tierra, mientras que 10,000 m³ necesitarían cerca de 1,400 hectáreas.

Los costos de inversión varían desde \$2,000 usd/KW para escalas pequeñas a \$1,000 usd/KW para las instalaciones de mayor capacidad (Sims, 2002). Los costos de generación del ciclo de vida disminuyen en un 33%, desde los 6 ¢usd/KWh para las instalaciones de menor capacidad a solo 4 ¢usd/KWh para las instalaciones de mayor capacidad 10,000 m³.

Estudios recientes con mayor experiencia, en tratar un amplio rango de productos orgánicos de desperdicio, incluyendo los desperdicios provenientes de jardines y de papel, (comúnmente llamados desechos verdes municipales (DVM), dichos desechos componen el 70% aproximadamente de los desechos sólidos municipales) desperdicios con alto contenido de proteínas, desperdicios con alto contenido de lípidos, y desechos celulósicos, aportarán reducciones en el costo de la planta y los costos de operación, los cuales deberían fomentar el desarrollo de más plantas de biogás . Un análisis indicativo de ciclo de vida de los costos puede resumirse así:

- Desecho de la materia prima: \$0/GJ
- Cosecha de la biomasa: \$5 usd/GJ
- Transporte: \$1 usd/GJ
- Costo de la planta: \$1,000 usd/KW para desperdicios, \$2,500 usd/KW para cultivos
- Operación y mantenimiento: 6 ¢usd/KWh
- Costos de generación eléctrica: 2-5 ¢usd/KWh, 10-18 ¢usd/KWh

La falta de adopción en este tipo de tecnologías para los desperdicios orgánicos se deben a una pobre comprensión, a someterse al riesgo de una falla en el proceso biológico, los altos costos del transporte de la materia prima y la inconveniencia del mantenimiento de la planta de biogás.

4.5 Conclusiones

Dos de los procesos de transformación mayormente económicos por unidad de energía obtenida son: 1) La combustión de los RSM con 8.33×10^{-6} usd/KJ_e con una eficiencia del 12% al 24% y 2) La digestión con un costo de 5.5×10^{-6} usd/KJ_e. Sin embargo, el costo de la digestión solo aplica si se lleva a cabo en reactores controlados, alimentado con lodos residuales y heces animales. El costo de la digestión podría elevarse hasta 5.0×10^{-5} usd/KJ_e, dependiendo de la capacidad del digestor, mientras mayor sea la capacidad del reactor, menor es el costo.

Otro factor que influye en el costo es el transporte de la biomasa, si la biomasa son desechos o aguas residuales el costo es de \$1 usd/GJ entregado y el costo puede subir hasta los \$3usd/GJ. Por

lo general, las distancias de transporte entran en un rango desde los 80 Km-100 Km para que sea redituable el tratamiento. Por otra parte si la digestión es llevada a cabo en relleno sanitario, el costo se sitúa en $\$8.3 \times 10^{-6}$ usd/KJ_e, costo que igualaría al costo que se presenta en el caso de la combustión de los residuos. Sin embargo la eficiencia que presenta la recolección del gas es relativamente baja, menor al 50%.

Las turbinas de gas que se utilizan en la generación de electricidad, varían desde los 250 KW_e a los 250 MW_e, existe un rango muy amplio en los costos de las turbinas, con costos que van desde los \$800 usd/KW para las turbinas de 250 KW_e, hasta los \$200 usd/KW para las turbinas de 250 MW_e.

El segundo proceso termoquímico más económico es la gasificación de los residuos sólidos y residuos agrícolas con un costo de $\$1.0 \times 10^{-5}$ usd/KJ_e y con $\$1.1 \times 10^{-5}$ usd/KJ_e, respectivamente. La eficiencia de producción de gas de los gasificadores oscila entre el 65 y 95%, si la gasificación se realiza con madera y desechos agrícolas. El proceso que se sitúa por arriba de todos los costos es la pirólisis de los desechos agrícolas con $\$6.02 \times 10^{-5}$ usd/KJ_e. Sin embargo la diferencia de costos entre el proceso de pirólisis de los desechos sólidos y gasificación de los desechos sólidos, no es muy significativa.

Tanto la pirólisis como la gasificación elevan su costo debido a que los residuos deben someterse a un acondicionamiento previo. Por ejemplo, como es el seleccionado, secado, inclusive deben separarse los residuos metálicos, para el tratamiento de los residuos en la gasificación. El material debe medir aproximadamente 5 mm para alimentarlo al gasificador. En la pirólisis, la biomasa debe tener un 25% de humedad, para que se pueda producir el aceite pirolítico a condiciones óptimas del 60 al 75% de la materia prima seca puede ser convertida a combustible líquido. El costo de producción del aceite pirolítico es de 2 a 10 veces más costoso que el aceite hecho a base de combustibles fósiles.

Tabla 4.1 Resultados comparativos de las tecnologías en sus costos para generación eléctrica

Proceso de transformación	\$ usd/KJ _e	Referencia
Combustión		
Residuos sólidos municipales (R.S.M)	5.5×10^{-6} - 8.3×10^{-6}	(Sims, 2002)
Madera	1.58×10^{-5}	(Sims, 2002)
Gasificación		
Madera y residuos agrícolas	1.1×10^{-5}	(Sims, 2002)
Residuos sólidos municipales (R.S.M)	1.0×10^{-5}	(IEA, 2009a)
Pirólisis		
Pasturas, desechos agrícolas y producto de la silvicultura	6.0×10^{-5} - 5.5×10^{-5}	(Sims, 2002)
Residuos sólidos municipales (R.S.M)	1.1×10^{-5}	(IEA, 2009a)
Digestión		
Heces animales y aguas residuales	5.5×10^{-6} - 5.0×10^{-5}	(Sims, 2002)
Biogás de relleno sanitario	8.3×10^{-6} - 1.6×10^{-5}	(CRE, 2005)

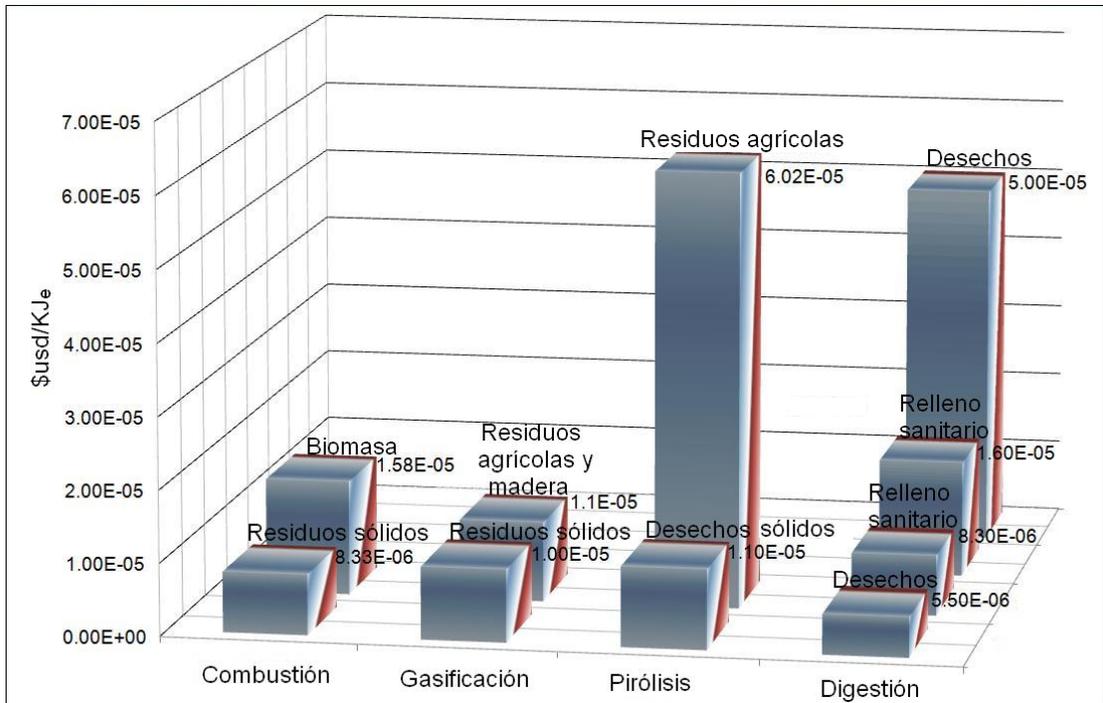


Figura 4.1 Diagrama de barras de los resultados comparativos de las tecnologías en sus costos para generación eléctrica