

Estudio técnico - económico de generación de energía eléctrica - ciclo Brayton utilizando biogas, para autoabastecimiento de energía y disminuir el consumo de combustible en calderas de la empresa Danper S. A. C. – Trujillo

Technical study - economic power generation - Brayton cycle using biogas for self-sufficiency of energy and reduce the boiler fuel company Danper S. A. C. – Trujillo

Melitón Jomar Nureña Díaz¹ | Teófilo Sifuentes Inostroza² | Felipe de la Rosa Bocanegra³

RESUMEN

El presente estudio, pretende reducir al máximo la dependencia del SEIN, por parte de la empresa DANPER S.A.C, instalando un turbogenerador en ciclo Brayton, el cual aprovechara la energía contenida en la biomasa desechada (previamente acondicionada) por la empresa y a la vez reducir el consumo de petróleo industrial N°6 en las cuatro calderas que posee actualmente la empresa. El consumo promedio anual de E.E. es 4'477,750.00 Kw-h. La energía contenida en los residuos orgánicos agroindustriales es refinada por medio de biodigestores y purificadores. Se calculó el flujo másico de biometano necesario para satisfacer la demanda de E.E. obteniendo un flujo de 0.168 Kg/s, luego se procedió a seleccionar una turbina a gas con una potencia de 2 Mw.; se dimensionó y seleccionó los conductores eléctricos - 1x3x70mm². Luego de realizar el análisis energético en la turbina se procedió al diseño de un precalentador de aire, para aumentar en 80°C la temperatura del aire de admisión a las calderas; se determinó el ahorro de petróleo industrial N°6 y reducción de emisiones de CO₂ y SO₂ que implica la implementación de dicho precalentador. Se dimensionó el tanque de almacenamiento de biometano para una capacidad de 1240.2 pie³, luego se seleccionó el purificador de biometano para un flujo de 460 Nm³/h y posteriormente se determinó el tipo y las dimensiones de las lagunas anaerobias. Finalmente se calculó la inversión, costos por activos fijos y beneficio total neto, ejecutando el análisis financiero con las herramientas VAN y TIR; donde se demostró que el proyecto es viable.

Palabras clave: Central térmica, Ciclo Brayton, Biodigestores, Producción de biogás, Precalentador.

ABSTRACT

The present study aims to minimize dependence Sein by the company DANPER SAC, installing a turbine Brayton cycle, which exploit the energy contained in the (preconditioned) biomass discarded by the company while reducing the industrial oil consumption No. 6 in the four boilers that currently owns the company. The average annual consumption of S.E. is 4'477,750.00 kw-hr. The energy contained in the agro-industrial organic waste is refined through biodigesters and purifiers. Biomethane mass flow needed to meet US demand was calculated. He obtained a flow of 0.168 kg / s, then proceeded to select a gas turbine with a power of 2 MWe; It was sized and selected electrical conductors - 1x3x70mm². After performing energy analysis in the turbine we proceeded to design an air preheater to increase the temperature 80 ° C intake air to the boilers; saving industrial oil No. 6 and reduction of CO₂ and SO₂ which involves the implementation of the preheater it was determined. The biomethane storage tank was dimensioned for a capacity of 1240.2 ft³, then biomethane purifier was selected for a flow of 460 Nm³ / h then the type and dimensions of anaerobic lagoons is determined. Finally, the investment costs for fixed assets and the total net profit is calculated by executing the financial analysis NPV and IRR lar tools; where it was shown that the project is viable.

Keywords: Thermal power station, Brayton cycle, biodigesters, Biogas production, Preheater.

1. INTRODUCCIÓN

El uso más simple del biogás es para la obtención de energía térmica; en aquellos lugares donde se cuenta con residuos orgánicos aprovechables, los sistemas de biogás pueden ser utilizados para generar energía eléctrica, la cual será aprovechada según las necesidades del lugar. La generación de energía eléctrica usando como combustible el biogás es una alternativa rentable y más favorable para el medio ambiente que los tradicionales combustibles fósiles.

La empresa DANPER S. A. C. actualmente se dedica a la agroindustria de producción y exportación de conservas de espárrago, alcachofas, pimiento piquillo, hortalizas en general, frutas y granos. Sus productos están dirigidos al consumo humano en los 5 continentes, destacando por su calidad. DANPER S. A. C. opera en la costa norte y sur, así como en la sierra central y sur de nuestro país.

La empresa DANPER para la alimentación de todas sus máquinas térmicas compra energía eléctrica al SEIN (Servicio Eléctrico Intercomunicado Nacional), siendo Hidrandina el encargado de abastecer de energía eléctrica al departamento de la libertad. Es decir la empresa DANPER es totalmente dependiente del SEIN. La empresa en el periodo 2014 - 2015 (mayo 2014–mayo 2015), tuvo un consumo aproximado de E.E de 4'477,750.00 KW-h, con un costo unitario de energía activa en HP de 0.1991 S/KW-h y FP de 0.1669 S/KW-h, teniendo un costo aproximado anual de 2'000,000.00 N.S/año para obtener una potencia activa en promedio máximo de 1,477.733 KW en la planta Trujillo (conserva y congelado).

La planta térmica tiene cuatro calderos pirotubulares, tres de 400 BHP y una de 300 BHP, produciendo vapor saturado seco a 120 psi. Actualmente Danper S. A. C., tiene un exceso de consumo de combustible petróleo industrial N°6 en sus calderas pirotubulares, en promedio de 400 galones / hora con un tiempo de operación anual de 7300 hora por año, comprando el combustible a un precio unitario de 7.5 S/galón, obteniendo un costo anual de 21'900,000 S/año. Actualmente la empresa está desechando en promedio 126 TM/día¹, de residuos agrícolas/día. El presente estudio analizara la transformación de biomasa en biogás a través de un biodigestor para producir energía eléctrica con turbina en ciclo Brayton con recuperación de calor.

2. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Biogás

El termino biogás incluye una mezcla de gases producidos a lo largo de las múltiples etapas del proceso de descomposición de la materia orgánica y en las que intervienen una población heterogénea de microorganismos. Fundamentalmente el biogás está

compuesto por metano y dióxido de carbono, mezclado en menor proporción con distintas gases².

2.1.1 Características del biogás

A) Composición media del biogás: En general, los residuos orgánicos industriales y la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FARSU) presentan potenciales elevados de producción. El biogás es un combustible formado sustancialmente por los siguientes gases².

Tabla 1. Compuestos de biogás.

COMPUESTOS DEL BIOGÁS (%)	
Metano, CH ₄	50 - 75
Dióxido de carbono, CO ₂	25 - 45
Vapor de agua, H ₂ O	1 - 2
Monóxido de carbono, CO	0 - 0.3
Nitrógeno, N ₂	1 - 5
Hidrógeno, H ₂	0 - 3
Sulfuro de hidrógeno, H ₂ S	0.1 - 0.5
Oxígeno, O ₂	0.1 - 1.0

Fuente: Junta de extremadura (2010)

Tabla 2. Producción del biogás en función del sustrato utilizado

Producción del biogás en función del sustrato utilizado			
Tipo de residuo	Contenido orgánico	Sólidos volátiles (%)	Producción de biogás (m ³ /Tn)
Purines de cerdo	Hidratos de carbono, lípidos y proteínas.	3 - 5	10 - 20
Fangos residuales	Hidratos de carbono, lípidos y proteínas.	3 - 4	17 - 22
Fangos residuales concentrados	Hidratos de carbono, lípidos y proteínas.	15 - 20	85 - 110
FORSU separados en origen	Hidratos de carbono, lípidos y proteínas.	20 - 30	150 - 240

Fuente: Junta de extremadura (2010)

2.1.2 Producción de biogás

Inicialmente la carga (residuos orgánicos previamente recolectados y tratados) se adiciona al digestor por medio de un tanque de carga. La digestión anaerobia tiene lugar en el digestor (tanque sellado) el cual crea las condiciones ideales para que las bacterias fermenten el material orgánico en condiciones libres de oxígeno.

El biogás producido es atrapado en la parte superior del digestor y es removido dejando una tubería por la cual sale el gas colectado³.

Como se muestra en la figura 1, un sistema de biogás se compone de los siguientes subsistemas:

- Sistema de recolección de residuos
- Digestor
- Sistema de almacenamiento del efluente
- Sistema de conducción del biogás
- Equipos o sistemas de utilización del biogás

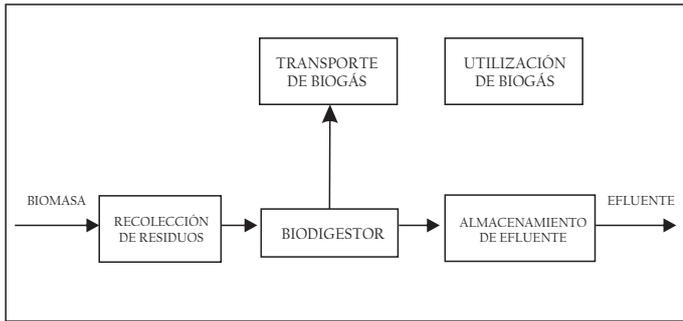


Figura 1. Componentes de un sistema de biogás
Fuente: Elaboración propia.

A) **Biodigestor:** El digestor es el componente del sistema de biogás que optimiza naturalmente el crecimiento y proliferación de un grupo de bacterias anaerobias que descomponen y tratan los residuos dejando como subproducto gas combustible y un efluente líquido rico en nutrientes y materia orgánica estabilizada³.

B) **Características:**

- **Temperatura:** Es uno de los principales factores que afectan al crecimiento de las bacterias responsables de la producción de biogás. La producción de biogás puede ocurrir en cualquier sitio que se encuentre en el rango de temperatura de 4°C a 68°C. a medida que la temperatura aumenta, la tasa de producción de gas también se incrementa, y por ende disminuye el tiempo de retención de la materia orgánica dentro del digestor³.

- **Método de carga:** El no cargar un digestor por una semana puede conducir a una pérdida en la producción de biogás. Más importante aún es el cargar el digestor en intervalos irregulares puede interrumpir el proceso biológico y causa que el sistema trabaje ineficientemente o hasta detenerlo completamente³.

- **Tiempo de retención:** Esta variable depende de la temperatura ambiente y junto con la carga del digestor determinan las dimensiones del sistema. La figura 2 presenta el tiempo de retención en días en función de la temperatura ambiente.

Nótese que el coeficiente de correlación entre la temperatura y el tiempo de retención es de 0.88, el cual aunque no es óptimo, permite obtener tiempos de retención con mayor precisión que con los datos que reporta la literatura de manera independiente en la tabla 3³.

2.1.3 Purificación y almacenamiento de biogás:

A) **Niveles de compresión y diferentes salidas:** El abastecimiento y utilización de biogás se da en diferentes niveles de presión. Por lo tanto, las salidas de la planta deben tener en cuenta los niveles de presión de modo que puedan proporcionar el uso directo, carga de cilindros o incluso la inyección en redes de gas. Fue considerado un

sistema con abastecimiento de biogás y biometano con tres salidas con presión variable de 4 a 90 bar, tal como puede observarse en la figura 3⁴.

Tabla 3. Tiempo de retención en días reportado por varias fuentes

Temperatura °C	BRITISH BIOGEN	EPA	GTZ	IIT	CIPAV	CONICIT
5	ND	ND	ND	ND	ND	ND
10	ND	ND	100	ND	ND	ND
15	ND	ND	ND	ND	ND	ND
20	ND	ND	40	ND	ND	ND
25	ND	ND	ND	ND	50	ND
26	ND	ND	ND	30	ND	ND
30	30	ND	ND	ND	40	30
35	15	20	20	ND	30	20
40	ND	15	ND	ND	ND	ND
45	ND	ND	ND	ND	ND	ND
50	14	ND	8	ND	ND	ND
55	12	ND	ND	ND	ND	ND
60	ND	ND	ND	ND	ND	ND

Fuente: UPME (2003)

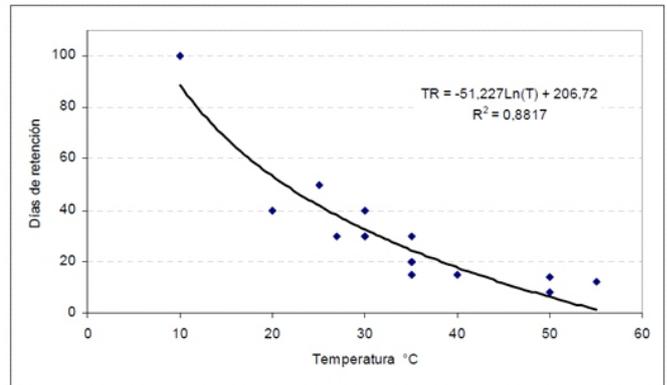


Figura 2. Tiempo de retención en función de la temperatura
Fuente: Elaboración propia.

- **pH:** El pH de la materia prima indica el proceso de digestión se lleva a cabo en condiciones adecuadas. Las bacterias responsables del mecanismo de producción de biogás son altamente sensibles a cambios en el pH, permiten un rango de variación entre 6 y 8 unidades de pH, teniendo como óptimo un pH de 7 a 7.2³.

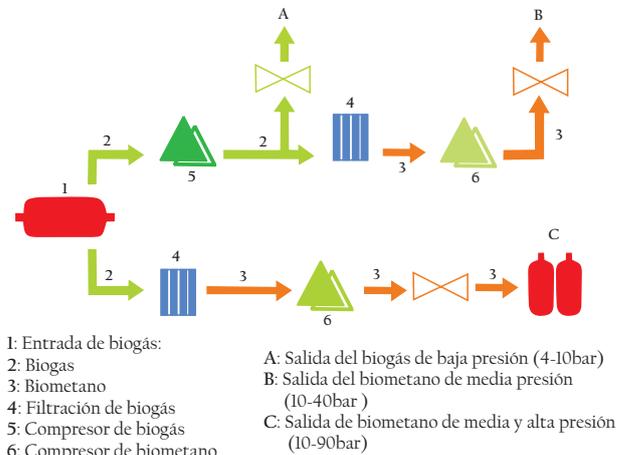


Figura 3. Salida y abastecimiento de gas
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 4. Clasificación de los métodos de depuración de biogás según compuesto a eliminar por tecnologías.

	Tecnología	Ventajas	Inconvenientes
Eliminación de CO ₂	Separación criogénica	El CO ₂ puede ser eliminado como líquido enfriando la mezcla del biogás a levada presión. El biogás producido contiene más de 97% de CH ₄ .	Los elevados costes de inversión y operación limitan su aplicación actual. Aplicación experimental.
	Scrubber (lavado) con agua	La solubilidad del CO ₂ en agua depende de la T, y pH.	Recomendable eliminar primero el H ₂ S. Un 5 – 10% del CO ₂ no se recupera. Costes de operación más elevados que en el lavado con agua.
	Scrubber (lavado) con disolventes orgánicos	Selexol®, Genosorb®, alcanolaminas. Reducción hasta niveles de 0,5 – 1%.	Vertido y consumo de disolventes. Vaciado periódico parcial. Coste operacional elevado. Necesidad de eliminación previa de agua.
	Carbón activo	Diseño operacional simple, mediante PSA. Eficiencias elevadas	Necesidad de altas presiones. Pérdidas de CH ₄ .
	Separación por membranas	Equipos y operación simple.	Necesidad de altas presiones. Pérdidas de CH ₄ .
Eliminación de Agua	Absorción en sílica gel o Al ₂ O ₃	Eliminación de H ₂ O cuando se requiere bajos puntos de rocío	Coste operacional elevado
	Absorción en glicol o sales higroscópicas	Las sales pueden ser recuperadas a elevadas temperaturas.	Coste operacional elevado
	Refrigeración	Método utilizado comúnmente para condensar el agua. Para conseguir elevados puntos de rocío, el gas puede ser comprimido antes del enfriamiento.	Aumenta la eficiencia cuando baja la temperatura, con lo que el coste energético es mayor

Fuente: Proviogas, PSE

C) Almacenamiento: Para las altas presiones la alternativa más viable es el uso de cilindros o tubos de acero inoxidable; los cilindros facilitan el transporte, almacenaje y manipulación⁴.

2.2 Central termoelectrica:

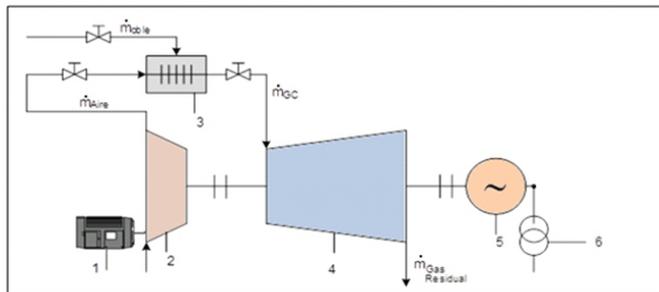


Figura 4. Central termoeléctrica en ciclo Brayton simple
Fuente: Elaboración propia

Donde:

- Motor eléctrico accionamiento de turbocompresor, al arranque.
- Turbocompresor de aire para combustión
- Cámara de combustión
- Turbina a biogás.
- Generador eléctrico trifásico.
- Transformador reductor, para servicio interno.

2.2.1 Turbina a gas:

- **Ciclo real de la turbina a gas:** Los ciclos reales de las turbinas a gas difieren del ciclo Brayton ideal por varias razones. Por un lado, alguna disminución de presión

durante los procesos de adición y rechazo de calor es inevitable. Más importante aún es que la entrada de trabajo real al compresor será mayor y la salida de trabajo real de la turbina será menor debido a irreversibilidades⁵.

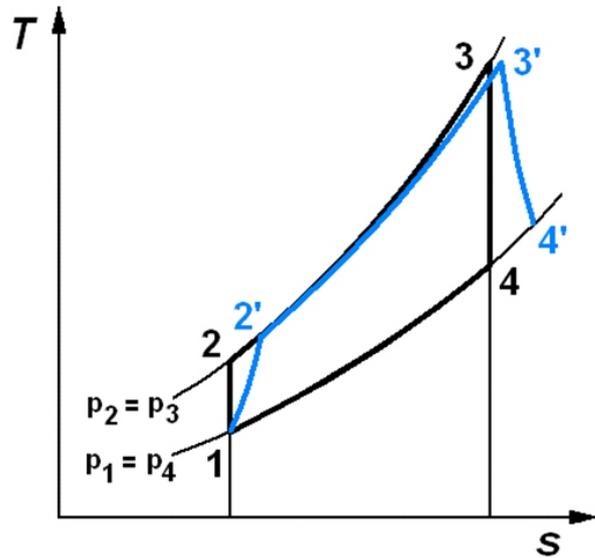


Figura 5. Diagrama T-S real de la turbina a gas

Fuente: <http://descubriendolatrigeración.blogspot.com/2012/03/turbinas-de-gas-ciclo-brayton.html>

a) Compresor de aire: Eleva la presión del aire de combustión (una vez filtrado), en una relación que varía según la turbina, antes que entre en la cámara de combustión.

El control de la entrada de aire para la combustión se realiza variando el ángulo de inclinación de las ruedas iniciales de alabes del compresor⁶.

b) Cámara de combustión: En ella tiene lugar la combustión a presión, del gas combustible junto con el aire. Esta combustión a presión obliga a que el gas sea introducido a un nivel de presión adecuado: 16.5 bar.

Debido a las altas temperaturas que pueden alcanzarse en la combustión y para no reducir demasiado la vida útil de los elementos componentes de la cámara, se trabaja con un exceso de aire alto 300 – 400%, con lo que se consigue por un lado reducir la temperatura de llama y por otro refrigerar las partes más calientes de la cámara⁷.

c) Turbina: En la turbina es donde tiene lugar la conversión de la energía contenida en los gases de combustión, en forma de presión y temperatura elevada (entalpía), a potencia mecánica (en forma de rotación de un eje).

Los gases, que entran a la turbina a una temperatura de 1000 – 1300°C y una presión de 10 a 30 bar, salen a unos 450- 600°C y a una presión ligeramente superior a la atmosférica⁸.

d) Generador eléctrico: Transforma la energía mecánica en eléctrica. Este proceso de conversión de energía se

se realiza permanentemente a una velocidad mecánica constante lo que obliga a un acople directo entre los ejes de la turbina y del generador. Esta particularidad hace que los dos equipos giren a igual velocidad mecánica y que los cambios en la demanda de energía eléctrica, exigen del generador mayor o menor energía eléctrica (según sea el cambio de la demanda) y esto a su vez exige mayor o menor potencia mecánica.

3. RESULTADOS

$$R_{aire-comb} = 42.92$$

$$P_{TC} = 16043.93 * \dot{m}_{comb} \quad (a)$$

$$P_{TC} = 28508.75 * \dot{m}_{comb} \quad (b)$$

De:

$$P_U = (P_{TG} - P_{TC}) * \eta_{total} ; \eta_{mec} = 0.97 , \eta_{elec} = 0.985$$

$$\frac{2000}{0.97 * 0.985} = \dot{m}_{comb} (28508.75) * \dot{m}_{comb} (16043.93)$$

$$\dot{m}_{comb} = 0.168 \frac{Kg}{s}$$

- Turbina a biometano: Se tuvo en cuenta una demanda de 2000 Kw, ya que la planta tendrá ampliaciones.

Tabla 5. Parámetros principales nominales de la turbina a gas

Marca	KAWASAKI
Modelo de la turbina	MIT-13D
Modelo del Generador	GPB30D
Potencia eléctrica nominal	2850 Kw
Relación de compresión	10.5:1
Velocidad de rotación	22000 RPM
Temperatura de gases	534°C

Fuente: Catálogo Kawasaki No. KTK-0001H - 2014

- Se seleccionó conductores tipo N2YSY 8.7/15 Kv (enterrado); 3x1x70mm², con una corriente nominal máxima de 280A.

Tabla 6. Datos técnicos del IC

Numero de tubos	13 x 13
Diámetro nominal de los tubos	2.5 in
Diámetro interior de la coraza	1.3 m
Espesor de la coraza	1/8 in
Longitud del IC	1.3 m
Caída de presión	1.24 KPa
Vida útil de tubos	31 años
Vida útil de coraza	25 años
Espesor del aislamiento	1 in

Fuente: Elaboración propia.

- Dimensionamiento del precalentador de aire: Se dimensionó un precalentador con flujos en contracorriente, materiales ASTM A192 (tubos) y SAE 1045 (coraza). Para elevar la temperatura del aire en 80°C (de 20°C a 100°C), el aislante térmico considerado en el cálculo fue lana mineral de roca.

- Cálculo de la reducción de consumo de combustible en calderas:

Con el aire de admisión a 100°C

$$\Delta \dot{m}_{comb} = \frac{\dot{Q}_{U-aire}}{R_{aire-comb} * C_{p,aire} * T_{aire} + (C_{p,comb} * T_{comb} + PCI)}$$

$$\Delta \dot{m}_{comb} = \frac{871.5}{26.9 * 1.009 * 100 + (3.75 * 60 + 40353.28)}$$

$$\Delta \dot{m}_{comb} = 0.0201 \frac{Kg}{s}$$

- Dimensionamiento del tanque de almacenamiento de biometano.

Tabla 7. Datos técnicos del tanque de almacenamiento

Material	Acero al carbón SA-285C
Volumen	1240.2 pie ³
Diámetro	7.6 pie
Longitud	24.8 pie
Espesor	3/16 in
Presión de diseño	44.5 psi
Altura interior de tapas	1.9 pie
Vida útil	25 años
Material aislante	Poliuretano
Espesor del aislante	2 in

Fuente: Elaboración propia.

- Selección de purificador de biometano: Se seleccionó teniendo en cuenta el flujo másico de gas que requerirá la planta (460 Nm³/h)

Tabla 8. Datos técnicos del purificador.

Marca	XEBEC
Modelo	M - 3100
Flujo másico de gas	
Máximo	3000 $\frac{Nm^3}{h}$
Mínimo	300 $\frac{Nm^3}{h}$
Presión de operación	
Máxima	16 bar @
Mínima	6 bar @

Fuente: <http://pdf.directindustry.es/pdf-en/xebec-adsorption/biogas-purification-systems-bgx-solutions/22858-98713.html>

- Lagunas anaerobias

Tabla 9. Datos del biodigestor

Tipo	Laguna anaerobia – flujo continuo
Material de recubrimiento	Geomembrana
Volumen por laguna (requerido)	4103.24 m ³
Número de lagunas	12
Dimensiones por laguna	B= 30*16; b=30*8; h=8
Tiempo de retención	51 días
Presión interna	1.6 Bar @

Fuente: Elaboración propia.

- Reducción de emisiones

Tabla 10: Reducción de emisiones de CO₂ Y SO₂

Para el dióxido de carbono	
R _{CO2-Cmbl}	3.12:1
Flujo másico no liberado	0.0627 Kg/s
Para el dióxido de azufre	
R _{SO2-Cmbl}	0.06:1
Flujo másico no liberado	0.00121 Kg/s

Fuente: Elaboración propia.

- Costos de inversión y activos fijos

a) La inversión calculada para llevar a cabo este proyecto asciende a la suma de S/.4'985,768.2 - Cuatro millones novecientos ochenta y cinco mil setecientos sesenta y ocho con 20/100 Nuevos soles.

b) El costo total anual por mantener y operar el sistema de biogás asciende a la suma de S/.378,318.56 – Trecientos setenta y ocho mil trescientos dieciocho con 56/100 Nuevos soles anuales.

- Costo unitario de generación de E.E.

$$C_{umi} = \frac{378318.56}{4477750} \frac{NS}{KW-h}$$

$$C_{umi} = 0.085 \frac{NS}{KW-h}$$

Al compararlo con el precio de compra (al SEIN), en promedio 0.183 $\frac{NS}{KW-h}$, se aprecia que el ahorro es 0.098 $\frac{NS}{KW-h}$.

- Beneficio neto:

a) Beneficio en generación de E.E.

$$B_{anual} = 0.098 \frac{NS}{KW-h} * 4477750 \frac{KW-h}{Año}$$

$$B_{anual} = 438,819.5 \frac{NS}{Año}$$

b) Beneficio en ahorro de combustible

Nota: Cada galón de combustible pesa 3.347 Kg

$$C_{ahorro} = \Delta_{cable} [gal/h] \times T_{po} \left[\frac{h}{año} \right] \times C_{unitario\ cable} [NS/gal]$$

$$C_{ahorro} = 21,62 \frac{gal}{h} \times 7300 \frac{h}{año} \times 7.5 \frac{NS}{gal}$$

$$C_{ahorro} = 1'183,695 \frac{NS}{año}$$

c) Beneficio neto total

$$B_{nt} = 438819.5 \frac{NS}{Año} + 1183695 \frac{NS}{Año}$$

$$B_{nt} = 1622514.5 \frac{NS}{Año}$$

- Retorno operacional de la inversión

$$ROI = \frac{INVERSION}{BENEFICIO}$$

$$ROI = \frac{4985768.2 \text{ NS}}{1622514.5 \frac{NS}{Año}}$$

$$ROI = 3.073 \text{ años} \approx 3 \text{ años y } 1 \text{ mes}$$

- Valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR): Para el presente cálculo se considera un periodo de 10 años con 10% de interés anual según la Superintendencia de banca, seguros y AFP (www.sbs.gob.pe)

$$VAN = 8000622.7 \text{ NS}$$

$$TIR = 20\% \quad ; \quad 20\% > 10\% \Rightarrow \text{se acepta el proyecto}$$

4. CONCLUSIONES

1. Se realizó el estudio técnico – económico de generación de energía eléctrica en ciclo Brayton utilizando biogás, y se demostró que la empresa DANPER puede autoabastecerse de energía y disminuir el consumo de combustible en calderas en más de 2l galones por hora.

2. Se determinó que el flujo másico de biometano necesario para satisfacer la demanda de energía eléctrica es 604.8 $\frac{Kg}{h}$.

3. Se seleccionó una turbina a gas marca KAWASAKI y modelo MIT-13D con una potencia nominal de 2850 Kw, y se seleccionó conductores eléctricos tipo N2YSY 8.7/15 Kw (enterrado) 3x1x70 mm² con I_{nom}=280^a.

4- Se diseñó un precalentador de aire para aumentar en 80°C

la temperatura del aire de admisión a la caldera; sus dimensiones principales son: $D_{int}=1.3$ m, $e=1/8$ in, $L=1.3$ m y con una vida útil promedio de 28 años; también se calculó que la reducción de consumo de petróleo industrial N°6 es 21.62 gal/h.

5- Se dimensionó los tanque de almacenamiento de biometano, de acero al carbón SA-285C, con un volumen de almacenamiento de 1240.2 pie³, presión de 44.5 PSI, y una vida promedio de 25 años, también se seleccionó un purificador para un flujo de 460 Nm³/h de biogás.

6- Se dimensionó un biodigestor de flujo continuo (laguna anaerobia), cuyo tiempo de retención es 51 días; debido al gran volumen requerido se determinó usar 12 lagunas con un volumen de 4103.24m³ cada una, recubiertas con geomembrana y con una presión interna de 1.6 bar@.

7- Se calculó que la reducción de dióxido de carbono (CO₂) es 1647.76 toneladas anuales y la dióxido de azufre (SO₂) es 31.8 toneladas anuales.

8- La inversión total para ejecutar el proyecto es S/. 4985768.2 y el costo por activos fijos es S/. 378318.56 nuevos soles anuales.

9- Se concluye que el costo unitario de generación de E.E. con biometano es 0.085NS/KW-h, menor que el promedio actual de 0.183 KW-h.

10- El beneficio total neto es de S/. 1622514.50 nuevos soles anuales.

11- Se concluye que el Retorno Operacional de la Inversión (ROI) es 3 años y 1 mes; el Valor Actual Neto (VAN) igual a S/. 8000622.7 y una tasa interna de retorno (TIR) de 20%, lo que indica que el proyecto es viable.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Guerrero E. Factibilidad de convertir broza de espárrago a biogás en biodigestores para disminuir el consumo de combustible residual 6-R6 en calderas en la empresa DANPER-Trujillo. Universidad César Vallejo. Facultad de Ingeniería. Escuela Académico Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica; 2013.
- [2] Altercexa. Informe complementario sobre el estudio de soluciones viables para el aprovechamiento del biogás en Extremadura, en el marco del proyecto de cooperación transfronteriza España-Portugal, para el apoyo al cambio climático a través del fomento de las energías renovables en Extremadura, Alentejo y centro. Unión europea; 2010.
- [3] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Guía para la implementación de sistemas de producción de biogás. En: Formulación de un programa básico de normalización para aplicaciones de energía alternativas. [Monografía en internet]. Bogotá, Colombia; 2003. [Consultado 03 de mayo 2015]. Disponible en: http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/documentacion/energias_alternativas/normalizacion/GUIA_DE_ESPECIFICACIONES_DE_SISTEMAS_FOTOVOLTAICOS_PARA_LA_E.pdf
- [4] Souza J , Schaeffer L. Sistema de Compresión de Biogás y Biometano. Inf. tecnol. [Revista en línea]. 2013 [Consultado 28 de mayo 2015]; 24. Disponible en: <http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642013000600002>.
- [5] Cengel Y, Boles M. Termodinámica. 6a ed. México: Mc Graw-Hill/Interamericana Editores; 2009, p.1007.
- [6] Renovetec [<http://www.renovetec.com/>]. Madrid; c2009. Disponible en: <http://www.plantasdeco generacion.com/index.php/principales elementos>
- [7] Renovetec [<http://www.renovetec.com/>]. Madrid; c2009. Disponible en: <http://www.cicloscombinados.com/turbinasgas.html>
- [8] Fraile D. Escuela de Organización Industrial (EOI). [Revista en línea]. 2015 [Consultado 10 de Mayo 2015]. Disponible en: http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45276/componente45275.pdf
- [9] Ortiz R. Pequeñas centrales hidroeléctricas. Bogotá-Colombia; 2011, p. 384.

