

Estudio de pre-factibilidad y diseño de un sistema de captación y transporte de biogás para generación eléctrica en lagunas de estabilización de San José-Lambayeque

Pre-feasibility study and design of a biogas recovery and transport system from the San José (Lambayeque) stabilization ponds towards a power generating station

Juan Palacios¹, José Rachi¹, Oscar Delgado¹

¹Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, Perú

Recibido : 30/05/2017 Aceptado: 14/08/2017

RESUMEN

Con el objetivo de poder reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) producidas por las lagunas anaerobias de la planta de tratamiento de aguas residuales del distrito de San José en Lambayeque y conseguir una fuente de energía renovable que pueda hacer autosustentable a la planta se realizó el Estudio de pre-factibilidad y diseño de un sistema de captación y transporte de biogás para la generación eléctrica; inicialmente se observaron y recopilamos datos del estado actual del sistema y las condiciones de la planta, posteriormente mediante el análisis de datos obtenidos y aplicación de lineamientos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) se buscó estimar las cantidades de GEI emitidas al medio ambiente, siendo estas de 33885,04535 tCO₂e/año; se procedió a realizar propuestas de solución al problema; siendo un sistema de cubierta la propuesta considerada más adecuada, después se procedió a estimar la reducción de emisiones con el Proyecto obteniendo 27620,36 tCO₂/año y el potencial de generación anual. Una vez estimado lo anterior se procedió a la realización del diseño preliminar de la planta de biogás y finalmente se culminó con la evaluación económica para dando un Valor Actual Neto (VAR) y una Tasa Interna de Retorno (TIR) que confirmó la pre-factibilidad del proyecto.

Palabras claves: captación y transporte de biogás, tratamiento de aguas residuales, pre-factibilidad, mecanismos de desarrollo limpio

ABSTRACT

The pre-feasibility study and design of a biogas recovery and transport system for power generation was carried out. The purpose of this study was twofold: to reduce the emissions of greenhouse gases (GHG) produced by the anaerobic lagoons of the San José (Lambayeque) wastewater treatment plant; and to obtain a renewable energy source that could make the plant self-sustaining. Initially, information on the current state of the system and on the plant operating conditions was collected. Then, after analyzing the data obtained and applying the guidelines of the Inter-American Development Bank (IDB) for Clean Development Mechanism (CDM) projects, the amounts of GHG emitted in the environment was estimated to 33,885 t CO₂ / year. Solutions to the problem were then proposed and, among them, a cover system was considered as the most appropriate. This allowed an estimation of the annual generation potential with the project and the reduction of emissions to 27,620.36 t CO₂/year. With the above estimates, a preliminary design of the biogas plant was carried out. Finally, an economic evaluation was completed, giving a Net Present Value (NPV) and an Internal Rate of Return (IRR) that confirmed the pre-feasibility of the project.

Keywords: biogas recovery and transport, wastewater treatment, pre-feasibility, clean development mechanism

* Correspondencia:

E-mail: jdiegopamo@hotmail.com, joserachi_9_2@hotmail.com, edinsondiaz.1695@gmail.com

1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático es un problema mundial, debido a las emisiones de gases contaminantes como el metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), etc. Según el inventario nacional de gases de efecto invernadero cuya última publicación es del 2012 contabilizó que las emisiones de las plantas de tratamiento de aguas residuales estimadas en el Perú son de 43 226,28 Mg de metano, siendo la de la región Lambayeque la generadora de 5,45 Gg de metano [1].

Dentro de los diversos tratamientos de aguas residuales se encuentra el lagunaje siendo el principal sistema de tratamiento de aguas residuales en el Perú [2] por su gran eficiencia y poca inversión. Hoy en día, se conoce que las lagunas anaerobias son las principales productoras de gases de efecto invernadero (GEI) [3] y [4].

Actualmente, la planta de tratamiento del distrito de San José en la región de Lambayeque tiene dicho sistema, es por ello que se plantea el diseño de un sistema de captación y transporte del metano para ser aprovechado en un sistema de generación eléctrica y su estudio de pre-factibilidad.

2. IDENTIFICACIÓN DE UNIDAD DE ANÁLISIS

A. Localización y datos meteorológicos

“El distrito de San José se encuentra ubicado en la provincia de Lambayeque, Departamento de Lambayeque; se encuentra a 11 km de la provincia de Chiclayo, a 7 km de la provincia de Lambayeque, al oeste de la provincia de Lambayeque, aproximadamente entre las coordenadas geográficas 6° 47'54" de latitud sur y 79°59'30" de Longitud Oeste del Meridiano de Greenwich” [19]

“Presenta un clima con escasas precipitaciones en condiciones normales, por ello es clasificado como DESÉRTICO SUBTROPICAL ÁRIDO, su temperatura fluctúa entre los 25,59 °C y 28,27° en verano y una mínima anual de 15,37°C en setiembre, teniendo una media de 21°C” [19]

La planta de tratamiento de aguas residuales del distrito cuenta con un canal de ingreso, sistema de pre-tratamiento de cámara de rejillas, sistema de medición de caudales Parshall, un sistema de lagunaje que consta de 5 lagunas anaerobias y 5 lagunas facultativas, un canal de descarga de aguas tratadas y un canal de riego para los agricultores del Sector Gallito.

3. FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO

Según el último informe de resultados de evaluación de las EPS del año 2015 presentado por el Organismo Técnico de la Administración de Servicios de

Saneamiento (OTASS) se obtuvieron los siguientes resultados [20]:

Tabla I. Indicador De Gestión - Epsel 2013-2015

Indicador de evaluación	2013	2014	2015
Tratamiento de aguas residuales (%)	93,25	93,66	96,6

Este indicador representa el nivel del tratamiento realizado por la empresa durante el periodo del análisis. El cuál está muy por encima de las EPS municipales grandes (58,47%) [20].

Se realizó una visita técnica a la PTAR para la recopilación de datos, observación del tratamiento y entrevista con el responsable del manejo.

3.1 Datos De Aguas Residuales:

Inicio de operación: diciembre del año 1998

Tabla II. Características del afluente

Datos de afluente	
Caudal (m ³ /h)	2880
DBO ₅ (mg/l)	270
Coloides totales (NMO/100ml)	5,40 x 10 ⁷
Color	Gris Oscuro
Olor	Desagradable

Tabla III. Características del efluente

Datos de efluente	
Caudal (m ³ /h)	2880
DBO ₅ (mg/l)	22.3
Coloides totales (NMO/100ml)	1.7 x 10 ⁵
Color	VERDE
Olor	SIN OLOR

Tabla IV. Dimensiones de lagunas

DIMENSIONES DE LAGUNAS		
	Anaerobias	Facultativas
Largo (m)	165	245
Ancho (m)	122	242
Profundidad (m)	3,5	1.8

3.2 Observaciones de la Planta:

Actualmente la planta de tratamiento se encuentra desabastecida de fluido eléctrico debido a que sufrieron del robo del transformador que los alimentaba, de manera que el consumo ha sido nulo, esto también implica que la cámara de rejillas de la que

disponen se debe hacer funcionar manualmente lo que aumenta las tareas de los operarios.

3.3 Proyección De La Empresa De Saneamiento:

Durante la visita técnica se le realizó una pequeña entrevista al ingeniero químico Enrique Senmache, jefe de departamento en la planta de tratamiento de agua, encargado de guarnos, quien nos brindó la siguiente información:

- En su opinión el sistema actual está funcionando de manera adecuada en su principal función que es la reducción de carga orgánica y bacteriana de afluente
- La Empresa de saneamiento EPSEL desconoce la producción de metano del sistema utilizado debido a que escapa de sus funciones ya que se ocupa netamente de brindar un efluente de calidad para el regadío.
- La construcción y financiamiento de las planta de tratamiento de EPSEL no los realiza la empresa si no que busca el apoyo de gobierno central a través del Ministerio de Vivienda y entes no gubernamentales; la empresa solo brinda el servicio.
- La construcción de nuevas plantas está en función del costo-beneficio, tecnologías más avanzadas repercutirían en el usuario de manera que se sigue manteniendo a nivel de toda la EPS las proyecciones en el uso de lagunaje como sistema de tratamiento.

4. CÁLCULO DE EMISIONES DE GEI CON ESCENARIO ACTUAL

Según A. Nolasco [6], mediante la siguiente fórmula se pueden calcular las emisiones generadas en un escenario sin proyecto:

$$BE = Q \times CoDd \times MCF \times Bo \times GWPCH_4 \times UF$$

Dónde:

- BE = Emisiones de línea base (tCO₂e/año)
 Q = caudal de aguas residuales que ingresa a la PTAR en (m³/año)
 CODd = DQO degrada por el sistema (t/m³)
 MCF = Factor de corrección de metano
 Bo = capacidad máxima de producción de metano, (kgCH₄/kg DQO)
 GWPCH₄ = Potencial de calentamiento global 3
 UF = factor de corrección por incertidumbre

Mediante la aplicación de esta ecuación se obtuvo una emisión estimada de 33885,04535 tCO₂e/año, cantidad bastante elevada.

De manera que un proyecto de captación del biogás sería muy beneficioso, para se postulan las siguientes alternativas:

- Implementación de un sistema de captura y uso del biogás.
- Reemplazo de las lagunas por un sistema aerobio.
- Uso de un sistema anaerobio con tecnologías modernas como los reactores UASB.

En el informe [2] recomienda que para el diseño mejora o ampliación de una PTAR, se debe considerar la de biogás producido en el tratamiento anaerobio, el cual podría quemarse o aprovecharse, de manera que la alternativa dos, se descarta.

Según [26] “la generación de reactores en el tratamiento anaerobio, no debe entenderse como una secuencia de desarrollos tecnológicos donde los más recientes sustituyen a los más antiguos, los reactores están vigentes y no se sustituyen unos por otros”, esto sumado a la existencia anterior de una propuesta para reemplazar el sistema actual por reactores UASB [13] y a las proyecciones de mantener el sistema actual nos llevaron a elegir primera alternativa como la ideal a estudiar.

5. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON PROYECTO

Según A. Nolasco [6], mediante la siguiente fórmula se pueden calcular el potencial de generación de energía eléctrica en un escenario con la propuesta elegida:

$$GM = \frac{365(Q_0D)(Bo)(MCF)(DBO_d)(1-L)}{DM}$$

$$GE = GM \times ESG$$

Donde:

- QBOD = Carga orgánica específica que recibe el sistema (kg DBO/día).
 Bo = Máxima capacidad de producción de metano del agua residual (0,6 kg CH₄/kg DBO).
 MCF = Factor de corrección de Metano.
 DBOd = Fracción de la DBO degrada por el sistema.
 L = Fracción de biogás generado que se pierde en el sistema de captura, ruteo y utilización.
 DM = Densidad del metano (0,67 kg/Nm³).
 GM = Cantidad de metano generado (m³CH₄/año).
 ESG = Eficiencia del sistema generador (aprox entre 2-3 kWh/m³CH₄).
 GE = Cantidad de energía eléctrica generada (kWh/año).

Llegándose a obtener un potencial de generación de energía eléctrica de 8540137,075 kWh/año

6. REDUCCIÓN DE EMISIONES DEL PROYECTO

Hay que ser conscientes que el sistema de captura reduce las emisiones más no las elimina en su totalidad, de manera que hay que estimar las emisiones con el proyecto y la reducción de emisiones.

A. Emisiones de GEI con el proyecto

Según Nolasco [6]:

$$PE1 = Q \times CoDd \times B_0 \times GWPCH_4 \times (L - EG) \times EF$$

Donde:

PE1 = Emisiones del proyecto (tCO₂e/año)

Datos:

L = Fracción del biogás generado que se pierde en el sistema de captura, ruteo y utilización.

EG = Cantidad de energía excedente = (generación (G) – consumo del proyecto)

EF = Factor de emisión de la red eléctrica (tCO₂e/MWh)

Para hallar este valor primero debemos de obtener la energía generada por el proyecto (G):

$$G = \frac{Q \times CoD_d \times B_0 \times (1 - L) \times ESG}{DM}$$

Mediante la aplicación de esta ecuación se obtuvo una cantidad de 6264,683 tCO₂e/año.

B. Cálculo de la reducción de emisiones (ER):

$$ER = BE - PE$$

Donde:

ER = Reducción de emisiones.

BE = Emisiones base.

PE = Emisiones del proyecto.

Se obtuvo la cantidad de 27620,36 tCO₂/año, lo cual representa un reducción de 81,5 %.

7. EFICIENCIA ENERGÉTICA CON PROYECTO

Se define como la razón entre el potencial que se generaría si todo el gas fuera aprovechado, y el potencial energético que tendría el proyecto debido a pérdidas en el sistema.

De manera que:

$$EFICIENCIA = \frac{GE_{PROYECTO}}{GE_{POTENCIAL}}$$

Se obtuvo una eficiencia energética de 80%.

8. USO DEL BIOGÁS

Las opciones que se presentan actualmente para la utilización del biogás son las siguientes:

- Uso Directo – BTU Mediano: Biogás Sucio, con poca concentración de metano (50% aproximadamente), debido a que se utiliza directamente o con poco tratamiento, para calentadores, hornos, secadores, incineradores de basura, etc.
- Uso Directo – BTU Alta: El biogás es purificado a niveles del 97-99 % de metano, removiendo el dióxido de carbono de forma que aumente su poder calorífico. Usado como Gas Natural o Gas Natural Comprimido (GNC).
- Generación de Electricidad:

Dado el entorno de producción, un uso directo mediante la primera alternativa no será considerado, y debido a que para servir como alimentación en automóviles son requeridos controles muy estrictos de calidad se eligió la alternativa tres es decir, ser utilizado como combustible en turbinas y generadores de combustión interna para la generación de energía eléctrica que posteriormente puede ser inyectada al SEIN.

Las ventajas dentro de la Generación de Energía son:

- Autogeneración, de tal forma que al generar su propia energía, el gobierno local pueda disminuir sus costos al pagar energía eléctrica.
- Vender energía a la red o incluso a industrias o cooperativas clasificadas para comprar directamente.

9. DISEÑO PRELIMINAR DE PLANTA DE BIOGÁS

A. Sistema de captación

1) Geomembrana:

Por la naturaleza de las lagunas de estabilización y las condiciones de extensión que deben ser cubiertas, surge el concepto de cubierta flotante.

Dadas las condiciones de área de las lagunas, se decidió por un modelo tipo sumidero definido, cuya estructura será similar a la expuesta en [21]:

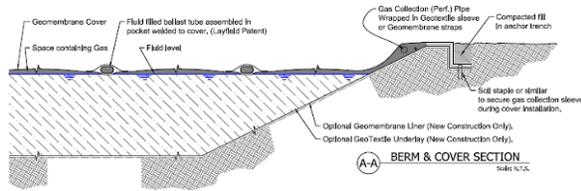


Figura 1. Modelo de cubierta con geomembrana para la laguna [21]

Para la realización de este modelo se considera necesario:

- Tubería flotante con agua para separar compartimientos de acumulación.
- Geomembrana de HDPE.
- Flotadores de poliestireno expandido.
- Tubería de captación de gas.

Se permitirá una ligera presurización interna, de manera que la geomembrana debe ser de un espesor mínimo recomendado de 1.5 mm [28], para calcular el diámetro de tubería que llevará agua, y la flotación requerida se utilizó el principio de Arquímedes y se usó el catálogo JORVEX [8].

$$\rho_{LDPE} \times g \times V_t + \rho_{H_2O} \times g \times V_{int} + \rho_{HDPE} \times g \times V_{geom} = \rho_{H_2O} \times g \times V_{ext} \times n$$

Donde:

- ρ_{HDPE} = densidad de la tubería de polietileno de alta densidad (kg/m^3).
- g = aceleración de la gravedad (m/s^2).
- ρ_{H_2O} = densidad de agua (kg/m^3).
- V_t = Volumen de la tubería sin agua (m^3).
- $V_{int.}$ = Volumen interno de tubería con agua (m^3).
- $V_{ext.}$ = Volumen total de tubería (m^3).
- n = Factor que representa porcentaje de tubería sumergida.
- $V_{geom.}$ = Volumen de geomembrana ubicado encima de tubería.

Mediante hoja de cálculo se buscó la máxima flotación sin incrementar demasiado el diámetro debido al incremento en costos que esto representa. Seleccionando la tubería TPA137 de 8" de 31.29 mm de espesor.

Un proceso similar se aplicó en la tubería central encima del flotador de poliestireno expandido, despreciando deformaciones, mediante:

$$\rho_{HDPE} \times g \times V_t + \rho_{pol} \times g \times V_{flot} + \rho_{HDPE} \times g \times V_{geom} = \rho_{H_2O} \times g \times V_{sum}$$

Donde:

- ρ_{HDPE} = densidad de la tubería de polietileno de alta densidad (kg/m^3).
- g = aceleración de la gravedad (m/s^2).
- ρ_{H_2O} = densidad de agua (kg/m^3).
- ρ_{pol} = densidad de poliestireno (kg/m^3).
- V_t = Volumen de la tubería (m^3).
- $V_{flot.}$ = Volumen de flotador (m^3).
- $V_{geom.}$ = Volumen de geomembrana encima de tubería (m^3).
- V_{sum} = Volumen de poliestireno sumergido (m^3).

Optimizando mediante catálogo y usando un espesor por defecto de 15 cm del flotador se obtuvo una tubería TPD100 DE 2" y flotador de 15 cm x 25 cm x 50 m.

Todos los compartimientos deben encontrarse a la misma presión, de manera que se propuso usar el principio de vasos comunicantes, conectando todos y ubicando una válvula de contrapresión a la salida para que una vez que se alcance la presión establecida, empiece la succión.

Se ha mencionado la acumulación de una presión interna, sin embargo debemos recordar que la presión es proporcional a fuerza entre área, de manera que se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Si la presión se incrementa demasiado, sería necesario ubicar demasiado peso encima de la cubierta, lo ideal sería que solo incremente hasta que alcance un porcentaje del peso de la geomembrana.
- La geomembrana no soporta grandes fuerzas de manera que lo ideal sería que no haya una gran tensión realizando compartimientos grandes.
- Se ha hablado de la cubierta perimetral, sin embargo, se debe considerar que la entrada es mediante canal, y la salida por rebalse y conexión con tubería de manera que es necesario recalcular la entrada y la salida para poder hacer viable el proyecto, existen cubiertas modulares para cubrir solo parte de la geomembrana, sin embargo se realizó la cotización, llegando a ser de 1 millón de dólares cada una, incluso la empresa recomendó el estudio del recálculo de la entrada y salida.

2) *Cálculo de cámara de carga:*

El diseño de la cámara de carga se hará en la entrada y salida de cada laguna con la finalidad de poder cubrir en su totalidad las lagunas. Esto es una modificación que se hace para optar por un buen sistema de recubrimiento de las lagunas mediante geomembranas.

Este tipo de obras deben tener una longitud y un ancho adecuados, sin ser demasiado voluminosos o caros [22].

$$V_T = \frac{0,693 \times Q^2}{A \times i \times g}$$

Donde:

V_T = volumen de la cámara de carga (m^3/s)

A = área del canal de conducción (m^2)

i = pendiente del canal de llegada

g = aceleración de la gravedad (m/s^2)

0.693 es un coeficiente de disminución del volumen.

Una vez calculado el volumen de la cámara de carga, podemos obtener la constante de capacidad de este, para ello tenemos la siguiente tabla:

Tabla V: Constantes de capacidad [31]

Constante de capacidad	
V (cientos de metros cúbicos)	K
<3	2,0
4-6	1,8
7-9	1,5
10-13	1,3
14-16	1,0
>17	0,7

Pre dimensionamiento del tanque:

$$H = \frac{V_T}{300} + K$$

$$B = \sqrt{\frac{V_T}{H}}$$

Donde:

H = Profundidad de la cámara de carga.

B = Ancho de la cámara de carga.

L = Largo de la cámara de carga.

Se considera, para fines prácticos, que $B = L$

De esta manera, si se tiene un caudal de 0,16 (m^3/s), $i = 0,005$ y un área de canal de 1,5 (m^2), tenemos:

$$V_T = 0,2411 \text{ i}^3$$

$$B = 0,3472 \text{ m}$$

$$H = 0,3472 \text{ m}$$

Ahora se pasará a calcular la altura mínima entre el eje de ingreso a la tubería y el nivel de agua en la cámara [23,24].

$$H_{min} = C \times v \times \sqrt{D}$$

Donde:

H_{min} = Altura mínima de agua sobre el eje de la tubería (m)

v = Velocidad media en la tubería de presión (m/s)

D = Diámetro de la tubería (m)

C = Constante que según autores es 0,5.

Calculando, tenemos

$$H_{min} = 0,224 \text{ m}$$

Se ha seleccionado una Altura mínima de agua sobre el eje de la tubería $H_{min} = 1 \text{ m}$

Al tener la H_{min} ya establecida, con la fórmula de Bernoulli podemos hallar presiones y las pérdidas en la tubería (de 3m de longitud) que comunica la cámara de carga con la laguna. De tal manera que se ha calculado [25]:

$$h_p = 1,746885 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$h_s = 0,0325 \text{ m}$$

$$\text{Presión final en tubería} = 0,092615 \text{ bar}$$

Al ser llenado la laguna, se calculará una cámara de carga a la salida que tendrá las mismas dimensiones que la de entrada. La tubería de salida será una de rebose para mantener la diferencia de alturas calculadas con la primera cámara de carga. Para esto se realizará los siguientes cálculos [25]:

$$h_p = 1,746885 \times 10^{-3} \text{ m}$$

$$h_s = 0,039 \text{ m}$$

$$\Delta h = 0,039523 \text{ m}$$

Nota: En la superficie de la laguna habrá una presión de 12 Pa.

En la cámara de carga de salida se pondrá una tubería para que conecte con las lagunas facultativas y las aguas residuales puedan seguir su tratamiento normal.

B. Sistema de conducción del biogás

Para estimar la producción de metano con base a la cantidad de contaminantes orgánicos removidos se utilizará la fórmula [6].

$$CH_4 = Bo \times MCF \times DQOd$$

Donde:

- Bo = Máxima capacidad de producción de metano del agua residual o lodo (0,25 kg CH₄/kg DQO)
- MCF = Factor de corrección de metano (0,8 para lagunas anaeróbicas)
- DQOd = Demanda química de oxígeno degradada

Obteniendo:

Un flujo másico por laguna de 38.88 kg/h metano. Se obtuvo la densidad del biogás a condiciones normales y posteriormente su flujo volumétrico de biogás el cuál es de 96,71 m³/h.

Estructura propuesta:



Figura 2. Ubicación de las lagunas anaerobias

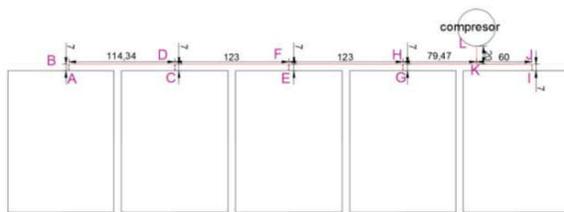


Figura 3. Ubicación de sistema de tuberías

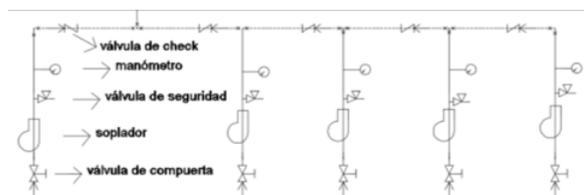


Figura 4. Componentes de sistema de conducción

1) Sopladores

Para la selección de los sopladores se tienen las siguientes consideraciones:

- Presión de succión = 0 Bar man
- Presión de salida = 0.99-1 Bar man
- Temperatura de succión = 28°C

Entonces, se seleccionó el soplador que cubre las necesidades de operación.

- Características:
- Soplador de desplazamiento simple
- Presión máxima = 1,03 Bar
- Rango de caudal = 122,33(?3/?) a 370,4 (?3/?)
- Potencia requerida = 1,3 ?? ? 13,2 ??

2) Tuberías

El gas que sale de la laguna debe ser transportado a los lugares de uso mediante un sistema de tuberías. Los materiales comúnmente usados son: acero galvanizado y plásticos (PE, PVC, CPVC).

Se selecciona la tubería de HDPE de material PE3408 del catálogo JORVEX [8] dado que este material se encuentra en la normativa ASME /ANSI B31.8 la cual según [30] es más usada en plantas de biogás mientras que la ASME/ANSI B31.1 es más estricta y usada comúnmente en centrales de vapor.

Previa realización del dimensionamiento, es necesario aclarar que se utilizará un método tradicional, dado que en el método de prestaciones equivalentes, donde se realizan consideraciones de la presión y deformación ejercida en las tuberías, las cargas por tránsito o por fenómenos tales como terremotos, se requieren análisis exhaustivos del tipo de suelo, composición y son más requeridas para un diseño de detalle; es por ello que se tomarán solo disposiciones generales de la ASME /ANSI B31.8.

Dado el uso de sopladores se usó la misma tubería para todo el sistema de manera que la caída sea mínima, y solo se deba controlar la presión a la salida de estos, se usó:

o Renouard cuadrática [15]:

$$P_1 - P_2 = 48,6 \times d \times L \times Q^{1,82} \times D^{-4,82}$$

Donde:

- PI = Presión absoluta al inicio (1) y al final (2) del tramo (bar)
- d = densidad relativa del gas
- L = longitud (m)
- Q = caudal en m³(n)/h
- D = diámetro interior o de conducción (mm).

o Velocidad en tubería [15]:

$$V = 354 \times \frac{Q}{P \times D_2}$$

V = Velocidad del gas (m/s)

Q = Caudal en m³(n)/h

P = Presión absoluta al final del tramo en bar

D = Diámetro interior de la tubería en mm

Esta se usa al modelar el gas como incompresible, con velocidades menores a 20 m/s, Q/D <150 y caídas menores a 40%. Tubería seleccionada: TPA118 de 6”

Tabla VI. Pérdidas por tramo

TRAMO	DISTANCIA (m)	LONGITUD EQUIVALENTE (m)
AB	7	10.5
BD	114.34	171.51
CD	7	10.5
DF	123	184.5
EF	7	10.5
FH	123	184.5
GH	7	10.5
HK	79.47	119.205
IJ	7	10.5
JK	60	90
KL	20	30

Tabla VII. Velocidades y relaciones Q/D

TRAMO	VELOCIDAD (m/s)	Relación Q/D
AD	0.75893229	0.64393705
CD	0.75893229	0.64393705
DF	1.51856921	1.2878741
EF	0.75928461	0.64393705
FH	2.28006934	1.93181115
GH	0.76002311	0.64393705
HK	3.04332413	2.5757482
IK	0.76083103	0.64393705
KL	3.80568446	3.21968525

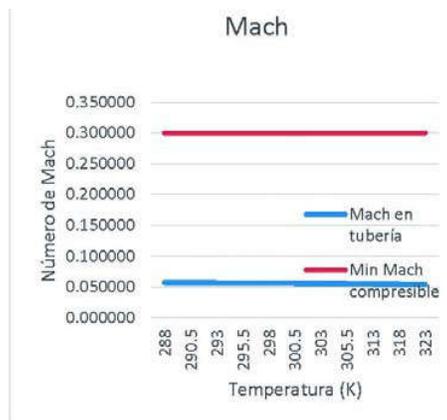


Figura 5. Número de Mach a diferentes temperaturas

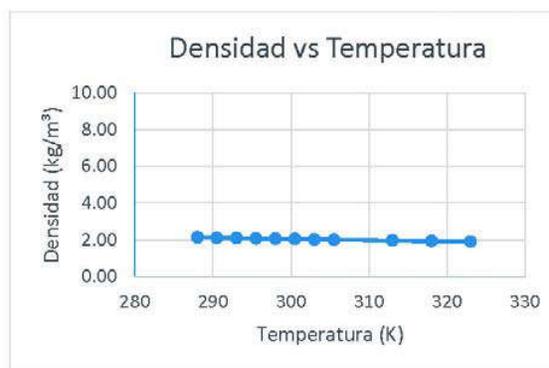


Figura 6. Variación de densidad a diferentes temperaturas

Demostando las condiciones de incompresibilidad, las velocidades menores a 20 m/s la caídas menores a 40% y las relaciones Q/D <150

3) Válvulas

Permiten controlar el flujo de biogás. Se consideran válvulas de contrapresión, de compuerta y de alivio.

Para válvulas de seguridad se halla el área de los orificios estandarizados en el código ASME, sección VII [17]:

$$A = \frac{14.41 \times V \times \sqrt{TZG_v}}{C \times Kd \times P1 \times Kb \times Kc}$$

Dónde:

A = área efectiva de descarga del dispositivo (mm²)

G_v = Gravedad específica del gas con respecto al aire, a condiciones normales, aire =1.29 kg/m³

V = caudal a través de la tubería a condiciones normales (Nm³/min) (1atm – 0 °C)

C = Función de k dada por:

$$C = 0.03948 \times \sqrt{k \times \left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}}$$

- Kd = Coeficiente efectivo de descarga. (para válvulas nuevas se toma 0.62 según API 520 TPI)
- P1 = Es la presión de alivio (presión de operación más sobrepresión más la atmosférica) (kPa)
- Kb = Factor de corrección de contrapresión, para válvulas convencionales el valor es 1.0.
- KC = Factor de corrección para instalaciones con disco de ruptura. En el caso que no haya disco de ruptura el valor es 1.
- T = temperatura del gas a la entrada (K)
- Z = Factor de compresibilidad para la desviación del gas.

Obteniendo un área efectiva de descarga de 91,15 mm², Con este dato de área nos vamos a buscar los tamaños de orificios y conexiones estandarizados para válvulas de alivio en el código ASME, sección VII.

4) Cárcamos o trampas de condensado

Para prevenir la condensación, taponamiento en las tuberías y daños al sistema.

$$C_{POT} = \frac{M_{AGUA}}{M_{BIOGAS}} \times \frac{P_S(T_E)}{P_T - P_S \times (T_E)} - \frac{P_S \times (T_S)}{P_T - P_S \times (T_S)}$$

- C_{POT} = Condensado potencial (kg agua/kg biogás)
- M_{AGUA} = Peso molecular del agua (kg/kmol)
- M_{BIOGAS} = Peso molecular del biogás (kg/kmol)
- PS (T) = Presión de saturación de vapor de agua (mbar)
- T_E = Temperatura de entrada de biogás a ducto colector (°C)
- T_S = Temperatura de entrada de biogás antes del cárcamo de condensado (°C).
- P_T = Presión de aspiración inducida por soplador o compresor (mbar)

Dado que no se dispone de datos de temperatura de succión entonces se procederá a realizar una gráfica donde se ubique en función de ésta.

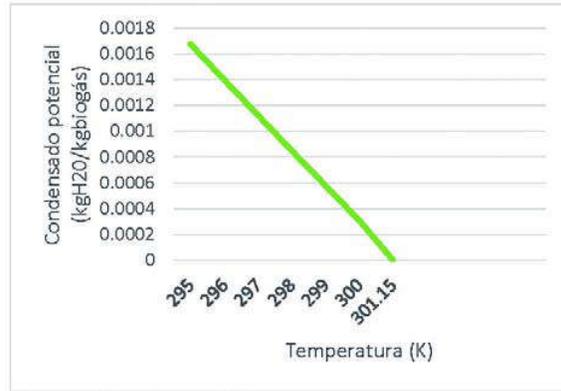


Figura 7. Condensado potencial vs temperatura

5) Compresor

Eleva la presión del biogás obtenido al valor adecuado requerido por el sistema de generación.

Para un caudal elevado y una presión de descarga baja de 5.5barg, se elige un compresor de tornillo de 1 etapa del siguiente gráfico:

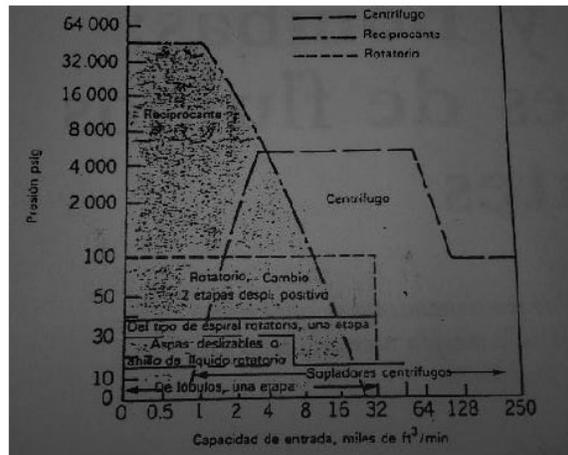


Figura 8 Diagrama para selección de compresor [29]

$$Q = Q_g \times \frac{P_L \times T_S \times Z_S \times 10^6}{T_L \times P_S \times Z_L \times 1440}$$

Dónde:

- Q = Caudal de biogás en la succión (ACFM)
- Q_g = Caudal del biogás en la succión (MMPCSD)
- PL = Presión base (bar).
- PS = Presión de succión (bar)
- TL = Temperatura base (K)
- TS = Temperatura de succión (K)
- ZL = Factor de compresibilidad base
- ZS = Factor de compresibilidad de succión.

Llegando a obtener el siguiente caudal de 245.3939271 m³/h.

Para calcular el caudal a la salida se debe contar con la temperatura de descarga.

$$T_D = T_S \times R_c^{\left(\frac{K-1}{K}\right)}$$

TD = Temperatura de descarga (K)

TS = Temperatura de succión (K)

Rc = Relación de compresión

K = Constante del gas

Entonces el caudal a la salida se calcula con la siguiente fórmula:

$$Q_d = \frac{Q \times P_s \times T_D}{P_D \times T_s}$$

Dónde:

QD = Caudal de descarga

PD = Presión de descarga (bar)

Obteniendo finalmente un caudal de descarga

$$(Q_d) = 99,18128721 \frac{m^3}{h}$$

C) Sistema de purificación del biogás

1) Trampa de sulfuro de hidrógeno (H₂S)

La concentración de sulfuro de hidrógeno en el biogás es dañina para los equipos siendo necesario su remoción mediante el uso de trampas de H₂S.

Se considera la construcción de dos desulfuradores antes del ingreso al compresor, recibirán una cantidad total de biogás de 483.596725 m³/h a condiciones normales de 1atm y 15°C

El 0,5% es H₂S, y con una densidad a condiciones normales de 1.50 kg/m³, la cantidad filtrada en total es de 3,67533511 kg/h

Basado en [13], se sabe que por cada 0,35Kg de S, se requiere 1Kg de Fe para una duración de las columnas de dos meses.

Para un total de 3,67533511 kg de H₂S, hay 3,45850118 kg de S.

Esto se traduce a un consumo de 237,1543666 Kg Fe/d, o 0,030172311 m³ Fe/d, para una densidad del Hierro de 7860kg/m³.

Considerando que la capacidad de las columnas es de dos meses, entonces se requiere un total de 1.81 m³ de Fe.

- Volumen total de la columna:

El volumen de fierro es 60% y el resto aserrín.

$$V_T = V_{Fe} + V_{Aserrín}$$

$$V_T = 3,017231128 m^3$$

- Área transversal:

$$A = Q/V$$

Para una velocidad de flujo de 4,75m/s:

$$A = 2,828051023 m^2$$

$$D = 1,897573819 m$$

Altura de columna:

$$H = \frac{V_T}{A}$$

$$H = 1,066894162 m$$

La cantidad de biogás que ingresa al desulfurador es 511,8894074 kg/h y la cantidad de H₂S retenida es de 3,67533511Kg h.

Entonces el biogás limpio de salida es 511,8894074 Kg/h.

2) Filtro de CO₂

Se eligió la absorción mediante las columnas de relleno, debido a que es el proceso de menor costo, comparada a las membranas sílicas ya que esta tiene una menor capacidad de procesamiento por capital de inversión [27].

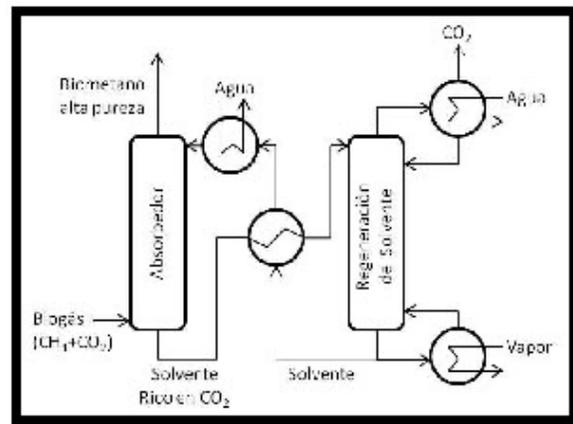


Figura 9. Esquema general de la absorción de CO₂ con aminas (Robertson, 2007) [27]

El equilibrio del sistema binario se representa mediante la Ley de Henry:

$$y \times P = h \times x$$

y : Fracción molar del gas

x : Fracción molar del líquido

h : Constante de Henry

P : Presión (bar).

La siguiente ecuación predice la constante de Henry del sistema CO₂-Agua [27].

$$\ln(h[\text{MPa}]) = -6,8346 + \frac{1,287 \times 10^4}{T} - \frac{3,7668 \times 10^6}{T^2} + \frac{2,997 \times 10^8}{T^3}$$

T= Temperatura de trabajo (K)

La absorción con reacción química con aminas permite trabajar a menores presiones debido a que los agentes estudiados son buenos absorbentes de CO₂.

Los agentes estudiados son monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y diisopropanolamina (DIPA).

Este proceso difiere principalmente del de absorción con agua, en que en este ocurren reacciones químicas, lo que complica su análisis.

D) *Sistemas de generación*

La generación eléctrica es la principal meta del presente proyecto. Para ello, se enumeran las posibles alternativas que se tendrán en cuenta, con el fin de elegir el sistema más adecuado.

- Turbinas de gas.
- Microturbinas.
- Motores de combustión interna.

En el sistema de distribución actual de energía eléctrica con el transporte, se pierde aproximadamente 2/3 de la energía generada, esto, sumado a las estructuras antiguas, no permiten cumplir con la demanda actual de energía segura y confiable que se requiere.

Capstone es una empresa que lleva más de 20 años en el mercado de generación de energía eléctrica centralizada, siendo nuestra principal opción sus microturbinas frente a otras opciones como turbinas de vapor y motores alternativos de combustión interna para la generación de energía mediante el quemado del biogás.

Su elección se debe principalmente a las siguientes características:

- Capstone, cuenta con microturbinas de 30Kw, 65Kw, y 200Kw que pueden ser instalados individualmente o en una configuración de "multipack" en paralelo, obteniendo potencias de 400Kw, 600Kw, 800Kw, y 1000Kw, con o independiente de la red eléctrica local. Esto nos permite mantener un factor de servicio alrededor de 95%, debido a que funcionan de forma independiente.
- Cuenta con un sistema patentado de cojinetes de aire, que no lo posee ninguna turbina de gas o

motor de combustión. Con esto, se elimina por completo el uso de rodamientos, y con ello la fricción. Sumado a que cuenta con una sola pieza móvil, la vibración excesiva ya no es un problema, y se elimina también el uso de lubricantes y refrigerantes.

- Funcionamiento silencioso (60dB a 10 metros).
- Se adapta favorablemente a las condiciones del gas, debido a los materiales usados en su fabricación.
- Bajas emisiones contaminantes a la atmósfera incluso sin tratamiento posterior al escape
- Sistema de control simplificado, permite que los clientes puedan utilizarlo sin tener que ser expertos en energía.
- El producto incluye un calendario de mantenimientos predictivos por parte de la misma empresa Capstone.
- Las microturbinas Capstone nos brindan la posibilidad de desarrollar un proyecto de cogeneración como una segunda etapa aumentando así la eficiencia del sistema. Para este proyecto se deja abierta la posibilidad de aprovechar el calor de salida para recalentar mediante un intercambiador de calor las cámaras de carga de entrada a las lagunas anaeróbicas, obteniendo así un incremento en la producción de biogás, sin fluctuaciones importantes, lo que lo volvería independiente del tiempo o estación del año. Esto nos permitiría obtener incrementos en la eficiencia, llegando hasta valores de 70-80% basados en casos anteriores.

10. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL PROYECTO

1) *Ventajas*

- Aprovechamiento energético de las aguas residuales.
- Implementación de tecnología moderna y limpia que sea eco amigable.
- Beneficio medio ambiental para las comunidades aledañas.
- Promoción de la reutilización de las aguas residuales.
- Reducción de gases de efecto invernadero y contaminantes del aire relacionados
- Empleo de energía renovable que puede reemplazar a los combustibles fósiles

11. ANÁLISIS ECONÓMICO

El proyecto fue evaluado mediante el Flujo Caja para después hallar el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa de Interés de Retorno (TIR).

Al desarrollar el flujo de caja se ha tenido en cuenta los siguientes parámetros, en donde se aproximarán los ingresos y egresos del proyecto.

Además de eso, con ayuda del VAN, se pudo observar que el proyecto es viable.

Como:

- VAN > 0, existen ganancias por encima de la rentabilidad (r). El proyecto puede aceptarse
- VAN < 0, existen pérdidas por debajo de la rentabilidad (r). El proyecto debería rechazarse
- VAN = 0, no hay pérdidas ni ganancias.

$$VAN = \sum_{t=1}^t \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Se considerará que la tasa de interés (k) será 1,8% ya que las utilidades netas no varían mucho en el tiempo.

Para el proyecto el VAN = USD\$3783.71

El TIR puede utilizar como indicador de la rentabilidad de un proyecto.

- TIR ≥ r → se acepta el proyecto
- TIR < r → se rechazará el proyecto

Para el proyecto la TIR = 2%

Se consideraron los siguientes parámetros para realizar el flujo de caja.

Tabla VIII. Antes de entrar en funcionamiento el proyecto

INGRESOS	
VENTAS DE ENERGÍA ?	
VENTAS DE CER	
TOTAL DE INGRESOS	0
EGRESOS	
MANO OBRA	7200
COSTOS INDI FAB	3950
MAQ Y EQUIPO	898422.11
DEPRECIACION	
COSTOS DE FORMALIZACION	300
PAGO DE PLANILLAS	3900
TOTAL DE EGRESOS	913772.11
UTILIDAD NETA	-913772.11

En este cuadro se ve que solo hay egresos, ya que en ese momento aún no se cuentan con ingresos

Tabla IX. Con funcionamiento de proyecto

		ENERO
Efectivo inicial	913772.11	0
INGRESOS		
VENTAS DE ENERGÍA ?		46080
VENTAS DE CER		690.509
TOTAL DE INGRESOS	0	46770.509
EGRESOS		

MANO OBRA	7200	7200
COSTOS INDI FAB	3950	3950
MAQ Y EQUIPO	898422.11	0
DEPRECIACION		7486.850917
COSTOS DE FORMALIZACION	300	0
PAGO DE PLANILLAS	3900	3000
TOTAL DE EGRESOS	913772.11	21636.85092
UTILIDAD NETA	-913772.11	25133.65808

En la parte de ingresos, como se ve en el primer mes (enero) de funcionamiento se detallará lo siguiente:

Tabla X. Potencia de venta

POTENCIA DE VENTA	400	KW
Precio de venta	0.16	(USD\$)/KW

Tabla XI. Reducción de emisiones

Re. Emisiones	tCO2	Precio prom	
Mensual	2301.696667	0.3	USD\$/tCO2

Después de este procedimiento de pre factibilidad se procederá a evaluar los costos y beneficios asociados en cada aspecto del mismo [6].

Básicamente, estos se pueden agrupar de la siguiente forma:

Costos de evaluación y de diseño del proyecto.

Costos de transacción (procesamiento de información a lo largo del ciclo de aprobación de proyecto).

Costos de inversión inicial.

Costos de operación y mantenimiento del nuevo sistema.

Beneficios por la venta del certificado de reducción de emisiones (CER).

Beneficios por ahorro de energía (si el proyecto contempla la generación de energía a partir de biogás).

Beneficios sanitarios, sociales y ambientales.

Se analizará la rentabilidad del proyecto y sobre todo si es viable o no.

Utilizaremos un parámetro que es Valor Actual Neto (VAN). El VAN de un proyecto de inversión es la suma algebraica de los valores equivalentes de todos los flujos de caja parciales, actualizados al inicio del proyecto. Su fórmula es:

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Ecuación [6] "Valor Actual Neto"

Donde:

I = monto de la inversión.

Qn = flujo de caja del año.

R = tasa de interés.

N = número de años de la inversión.

El beneficio por venta de CER será el componente que haga que el VAN pase del negativo a positivo. Si el análisis financiero del proyecto sin considerar el beneficio por venta de CER diera un VAN positivo, entonces es probable que no sea aprobado como MDL por no cumplir con el requisito de adicionalidad [6].

12. CONCLUSIONES

El proyecto es viable ya que el VAN ha salido positivo, eso quiere decir que se generan ganancias por encima de la rentabilidad.

Las geomembranas son la opción más viable para la captación del biogás sin cambiar el sistema actual de forma drástica.

La microturbinas Capstone fueron elegidas para la generación eléctrica, debido a las ventajas que presentan.

RECONOCIMIENTOS

Agradecimiento y reconocimiento por el asesoramiento brindado a:

Ing. Mg. Amado Aguinaga Paz
Ing. Mg. Fredy Hurtado Dávila.

REFERENCIAS

- [1] Organismo Técnico de la Administración de los Servicios de Saneamiento (OTASS). (2016). *Informe final de resultados de evaluación de EPS 2015*. Recuperado de: <http://www.otass.gob.pe/publicaciones/memorias-e-informes2/752-informe-final-de-evaluacion-de-eps-2015/file.html>
- [2] Fuente SUNASS 2014 Superintendencia Nacional de Servicios de Saneamiento (SUNASS). (2015). *Diagnóstico de las plantas de tratamiento de aguas residuales en el ámbito de operación de las entidades prestadoras de servicios de saneamiento*. Recuperado de: www.sunass.gob.pe/doc/Publicaciones/ptar.pdf
- [3] Parra, R., Apaza, G. & Agramont, A.. (2010, Diciembre 5). *Estimación de factores de emisión de gases de efecto invernadero en una planta de tratamiento de aguas residuales*. Revista Boliviana de Química, 27, 81-88. 2017, marzo 18, De Scielo Base de datos.
- [4] Global Methane Initiative. (2013). *El metano de las aguas residuales municipales*. Recuperado de: https://www.globalmethane.org/documents/www_fs_spa.pdf
- [5] Blanco Jara, P. (2014). *Aprovechamiento de lodos residuales para cerrar el ciclo urbano del agua, mejorar la eficiencia energética y reducir los GEI: Caso de la PTAR Nuevo Laredo*. Maestría. El Colegio de la Frontera.
- [6] Nolasco, D., Riquelme, R., Terraza, H., Garzón, C., & Bretas F. (2010). *Desarrollo de proyectos MDL en plantas de tratamiento de aguas residuales* (Banco Interamericano de Desarrollo No. 116). (2006). *Norma técnica de edificación S.090, plantas de tratamiento de aguas residuales*. Lima, Perú: El Peruano
- [7] "Catálogo Jorvex". Web. 18 Apr. 2017.
- [8] González Azpíroz, L., González, E., Llana Herminio, M. (2010, marzo 31). *Estudio de viabilidad de sistemas de purificación y aprovechamiento de biogás*. 2017, marzo 19, De Probiogás Base de datos.
- [9] Philippe Conil. (2000). *El aprovechamiento del biogás de las lagunas de estabilización: perfil del proyecto "Palmeiras" en Tumaco (Colombia)*. PALMAS, 21, 237-240 pp. Diciembre 21, 2016, De FEDEPALMA Base de datos.
- [10] SAGUAPAC. (2011). *Proyecto de Mejoramiento y Reducción de Emisiones*. Enero 5, 2017, de SAGUAPAC Sitio web: <http://www.saguapac.com.bo/aplicacion/vista/search.php?q=quema>
- [11] Saguapac. (2011). *ENERGÍAS RENOVABLES Y DESARROLLO SOSTENIBLE EN BOLIVIA*. 19 octubre, 2016, de Saguapac Sitio web: <http://eerrbolivia.blogspot.pe/2011/06/saguapac-la-esperanza-de-autogeneracion-de.html>
- [12] Chávez, Zaida. "GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE LAS AGUAS RESIDUALES DE CHICLAYO". Licenciatura. Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo, 2008. Print.
- [13] Douglas, W. & Gould-Wells, D.. (2003). *Biogas Production From A Covered Lagoon Digester And Utilization In A Microturbine*. Diciembre 5, 2016, de Build-A-Biogas-Plant Sitio web: <http://www.build-a-biogas-plant.com/PDF/LagoonDigesterMicroturbine2003.PDF>
- [14] Hernandez A.. (Octubre 2008). *Cálculo de instalaciones receptoras. Especificaciones técnicas CONAIF-SEDIGAS para la certificación de instaladores de gas. Materias comunes Tipos A, B y C*, 1, 15-16 pp.
- [15] Mankenberg (2010). *Válvulas*. Recuperado de: <http://www.bvalve.es/en/catalogos/mankenberg-catalogue-2010/>
- [16] Cárdenas, Christian. "Especificaciones Y Cálculos Para El Diseño Del Sistema De Alivio Y Tea De Una Estación Compresora De Gas Natural- Ingeniería Detallada". Licenciatura. Universidad Industrial de Santander, 2009.
- [17] López Arriaza, D. (2016). *Modelo para el diseño de sistemas de captación y aprovechamiento de biogás producido en rellenos sanitarios*. Licenciatura. Universidad de Chile.
- [18] "MDSJ - Municipalidad Distrital De San Jose". munisanjose.gob.pe. N.p., 2017. Web. 12 enero 2017.
- [19] ENTIDAD PRESTADORA DE SERVICIOS DE SANEAMIENTO DE LAMBAYEQUE. *INFORME FINAL DE EVALUACIÓN 2013-2015*. Lambayeque: N.p., 2017. Web. 18 Apr. 2017.
- [20] "Floating Cover - A New Odor Control And Biogas Collection Cover - Layfield". Layfieldgroup.com. N.p., 2017. Web. 16 Apr. 2017. [22] Quintero, K. (2009). "Metodologías de diseño de obras hidráulicas en estudios de pre factibilidad de pequeñas centrales hidroeléctricas". Ingeniero. Universidad Nacional de

- Colombia [23] Silva Burga, J. (2017). "Evaluación y rediseño del sistema de lagunas de estabilización de la Universidad de Piura". Ingeniero. Universidad de Piura. [24] Funtealba, A. (Setiembre 25, 2014). Cámara de carga. Abril 18, 2017, de SlideShare. Sitio web: <https://es.slideshare.net/8angelo/camara-de-carga-central-hidroeléctrica-de-pasada>
- [25] Cengel, A., & Cimbala, M.. (2006). *Mecánica de Fluidos*. México: McGraw-Hill Interamericana.
- [26] Noyola, A., Morgan, J. & Güereca, L.. (2013). *SELECCION DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES MUNICIPALES*. México: UNAM.
- [27] Maldonado, R., Acosta, B., Osorio, J., Soto, D., & Zeppieri, S.. (2014). *SELECCIÓN Y DISEÑO DE UN ESQUEMA DE SEPARACIÓN CH₄-CO₂ DE UNA CORRIENTE DE BIOGÁS*. Revista de la Facultad de Ingeniería U.C.V, 29, 115-126. 2017, abril 27, De Revista de la Facultad de Ingeniería U.C.V Base de datos.
- [28] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales – México, Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación.(2010) *Especificaciones Técnica para el Diseño y Construcción de Biodigestores en México*. FIRCO: México
- [29] Greene, R.. (1993). Selección. En *COMPRESORES, Selección, Uso y Mantenimiento*(4). México: McGRAW-HILL.
- [30] *COMPENDIO DE NORMAS PARA LA CONCEPCIÓN, LA CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN DE P.T.A.S*. Concepción, Chile: AS&D Consultores, 2017. Web. 17 Mar. 2017.
- [31] *METODOLOGÍAS DE DISEÑO DE OBRAS HIDRÁULICAS EN ESTUDIOS DE PRE FACTIBILIDAD DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS*". Licenciatura. Universidad Nacional de Colombia, 2009. Print.