



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN
INGENIERIA**

FACULTAD DE INGENIERIA

**DESARROLLO METODOLOGICO PARA EL ANALISIS
DE LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO DE
MICROGENERACION**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA

ENERGIA – PROCESOS Y USO EFICIENTE DE LA ENERGIA

P R E S E N T A :

IVAN VERA ROMERO



TUTOR:
ING. AUGUSTO SANCHEZ CIFUENTES

2011



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO

Presidente:	Dr. Cervantes De Gortari Jaime
Secretario:	Ing. Sánchez Cifuentes Augusto
Vocal:	Ing. Buendía Domínguez Eduardo H.
1 ^{er} . Suplente:	Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo
2 ^{do} . Suplente:	Dr. Leon de los Santos Gabriel

Lugar donde se realizó la tesis:
Facultad de Ingeniería de la UNAM
Ciudad Universitaria

TUTOR DE TESIS:

ING. AUGUSTO SANCHEZ CIFUENTES

Agradecimientos

A mi Madre

Por siempre apoyarme en todo momento. Por enseñarme a no rendirme aún cuando no se vea la luz del día. Gracias por sembrar esa lucecita en mi corazón.

A mis Hermanos

Porque siempre me han apoyado de alguna u otra forma. Gracias por que siempre han sido mis hermanos.

A Ana Kin y su Familia

Gracias por apoyarme en dar el último empujón, jamás lo olvidaré.

A mis compañeros de generación, con los que conviví momentos inolvidables: Silvi, Tere, Domi, Ovando, Fer, Patiño, Ángel, Jesús...

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), por la beca que me otorgó.

Y...A todos aquellos que convivieron conmigo esos momentos de dicha, frustración, alegría, pesar y que siempre me vieron con buenos ojos.

A mi Padre +

Gracias por lo que me enseñaste y porque siempre creíste en mi.

A mi amigo Francisco

Por tu apoyo y ayuda en los momentos difíciles.

A Ericka y su Familia

Porque siempre han estado ahí, lejos, pero siempre al pendiente de todos mis pasos. Muchas gracias por su amistad.

Quiero agradecer en especial a la UNAM, la cual es una institución excepcional que me abrió las puertas para formar parte de su legado.

Al Dr. Javier E. Aguillón Martínez

Por su apoyo brindado en un momento que más lo necesite.

AL ING. AUGSUTO SÁNCHEZ CIFUENTES.

Porque siempre me apoyó y me ayudó a que pudiera terminar este trabajo. Por su excelente calidad humana y por ser un excelente profesor e inspiración.

INDICE

LISTA DE TABLAS	6
LISTA DE FIGURAS	7
RESUMEN	9
I INTRODUCCIÓN	10
I.1. NECESIDADES ENERGÉTICAS	11
I.2. COMBUSTIBLES	13
I.3. PROBLEMÁTICA TECNOLÓGICA	18
I.3.1. Disponibilidad tecnológica.....	18
I.4. LA COGENERACIÓN COMO UNA ALTERNATIVA DE AHORRO DE ENERGÍA	19
I.4.1. Motores térmicos más usados en la cogeneración	20
I.4.2. Clasificación de la cogeneración	22
I.4.3. Clasificación por el tipo de aplicación.....	23
I.4.4. Características de los combustibles empleados para la generación eléctrica y térmica	24
I.5. LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	25
II ALTERNATIVAS DE SOLUCIONES TECNOLÓGICAS	31
II.1. TIPOS DE MICROGENERACIÓN Y COSTOS.....	31
II.1.1. Microgeneración con microturbina de gas.....	32
II.1.2. Ventajas y desventajas de las microturbinas de gas	34
II.1.3. Comparación con otras turbinas	35
II.1.4. Comparación con motores reciprocantes	35
II.1.5. Combustibles para la microgeneración.....	36
II.1.6. Microturbina accionada con Biogas.....	38
II.1.7. Análisis de una microturbina.....	38
II.1.8. Simulador microturbina MTG	39
II.1.9. Puntos generales.....	39
II.1.10. Puntos desglosados del análisis en el simulador MTG.....	40
II.1.11. Validación del simulador MTG con gas natural.....	40
II.2. BIOGAS	42
II.2.1. Características del biogas	42
II.2.2. Rendimientos de producción de biogas	43
II.2.3. Primeros usos del biogas	44
II.2.4. Ventajas y desventajas en emplear biogas.....	45
II.2.5. Enfoque favorable para proyectos de biogas en México	46
II.2.6. Evaluación de costos por la utilización de biogas proveniente de una fuente de sustancias orgánicas de desperdicio	47
II.2.7. Marco legal ante la generación de biogas.....	48
II.3. BONOS DE CARBONO	49
II.3.1. Gases Efecto Invernadero (GEI).....	49
II.3.2. Metodología para obtener los beneficios ofrecidos por el mercado de bonos de carbono en México	50
II.3.3. Proyectos bajo el esquema de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE).	51
II.3.4. Requisitos de los proyectos.....	51
III DISEÑO BIODIGESTOR.....	55
III.1. TIPOS GENÉRICOS DE BIODIGESTORES.....	55
III.2. DIMENSIONAMIENTO DE BIODIGESTORES	57

III.3.	DIMENSIONAMIENTO DEL CAPTADOR DE BIOGAS	59
III.4.	TIPOS DE BIODIGESTORES DE TECNOLOGÍA BÁSICA	60
III.5.	DISEÑO DE UN BIODIGESTOR	61
III.5.1.	<i>Equipos requeridos</i>	61
III.6.	PROGRAMA BIOGAS	63
III.6.1.	<i>Evaluación del biogas y biodigestor</i>	64
III.6.2.	<i>Evaluación de bonos de carbono y subvención</i>	64
IV.	ANÁLISIS EXERGOECONÓMICO.....	67
IV.1.	ANÁLISIS DE EXERGIA	67
IV.2.	LEY DE PÉRDIDAS DE EXERGIA	69
IV.3.	COSTO EXERGOECONÓMICO O TERMoeCONÓMICO.....	70
IV.4.	SOLUCIÓN DEL SISTEMA EXERGOECONÓMICO	71
V.	EVALUACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA GENERAL	77
V.1.	EVALUACIÓN GENERAL.....	78
V.2.	POTENCIAL DE GENERACIÓN DE BIOGAS POR CADA 1000 VACAS LECHERAS	79
V.3.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA ESPECÍFICO.....	81
V.3.1.	<i>Ocho casos de solución al problema</i>	83
V.4.	ALTERNATIVA PROPUESTA.....	83
VI.	ANÁLISIS DEL PROBLEMA ESPECÍFICO Y SOLUCIÓN	86
VI.1.	ANÁLISIS GENERAL DE COSTOS	86
VI.1.1.	<i>Costo de biodigestores</i>	87
VI.1.2.	<i>Cotización del biodigestor</i>	88
VI.1.3.	<i>Estimación del costo del biofertilizante</i>	88
VI.1.4.	<i>Costo microturbina, mantenimiento y mano de obra</i>	89
VI.1.5.	<i>Evaluación del costo del gas natural</i>	90
VI.1.6.	<i>Costos de energía eléctrica</i>	91
VI.2.	ANÁLISIS DE BIOGAS	93
VI.2.1.	<i>Nuevas condiciones a analizar</i>	95
VI.2.2.	<i>Evaluación económica equivalente del biogas</i>	96
VI.3.	ANÁLISIS DE MICROGENERACIÓN.....	102
VI.4.	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE MICROGENERACIÓN	103
VI.5.	ANÁLISIS DEL COSTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON GAS NATURAL.....	123
VI.5.1.	<i>Escenario 1, gas natural</i>	123
VI.6.	ANÁLISIS DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON BIOGAS.....	128
VI.6.1.	<i>Escenario 2, biogas</i>	128
VI.7.	ASPECTOS CONSIDERADOS EN CADA CASO	130
VI.8.	SOBRANTES DE BIOGAS	134
VI.9.	ANÁLISIS DE LA MISMA INSTALACIÓN SIN APOYO DE LOS DUEÑOS	135
VII.	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	136
VIII.	CONCLUSIONES.....	138
RECOMENDACIONES	140	
CONTRIBUCIONES DE ESTE TRABAJO.....	143	
REFERENCIAS	144	
ANEXO I.....	147	
ANEXO II	161	

Lista de Tablas

Tabla 1. Crecimiento esperado del consumo de energía. Fuente: SENER	14
Tabla 2. Importaciones de gas natural. Fuente: Prospectiva de Gas Natural 1998-2008.....	17
Tabla 3. Tipos de Energía.....	19
Tabla 4. Características básicas de motores térmicos.....	21
Tabla 5. Rangos para seleccionar tecnología de cogeneración.....	22
Tabla 6. Comparativa de Eficiencias entre turbinas de gas de diferentes escalas.....	22
Tabla 7. Emisiones de una microturbina modelo 330 de la empresa Capstone.....	34
Tabla 8. Comparación de las emisiones (ppm@15% O ₂) de una microturbina con turbinas industriales. Combustible: Gas natural.	35
Tabla 9. Comparación de las emisiones (ppm@15% O ₂) de una microturbina con máquinas reciprocantes....	35
Tabla 10. Equivalencia de Biogas hacia otros energéticos. Adaptación del trabajo de Botero y Preston (1986).	43
Tabla 11. Rendimientos del biogas.....	43
Tabla 12. Rendimientos de producción de biogas con diferentes Temperaturas vs. Tiempos de retención.	44
Tabla 13. Contaminación equivalente. Fuente SENER.	49
Tabla 14. Mercado de bonos de carbono. Fuente Reforma, 2009.	54
Tabla 15. Composición del biogas. Fuente: Biodigestor de bajo costo para la producción de combustible y fertilizante a partir de excretas (Botero y Preston, 1987).	55
Tabla 16. Generadores de estiércol.....	61
Tabla 17. Temperaturas de inflamación Diesel vs. Biogas.....	63
Tabla 18. Concentración de metano en el biogas de acuerdo a las distintas fuentes orgánicas	63
Tabla 19. Ocho casos de estudio	83
Tabla 20. Cotización realizada en Marzo del 2009.	88
Tabla 21. Partidas generales estimadas. Fuente CONUEE.....	89
Tabla 22. Costo Gas Natural. Fuente: Gas Natural México	91
Tabla 23. Equivalencia energética gas LP y gas natural.....	91
Tabla 24. Datos de producción de Biogas generado por 1500kg de estiércol al día.....	93
Tabla 25. Datos de producción de biogas generada por 4500kg de estiércol al día.	95
Tabla 26. Dimensiones del biodigestor.	95
Tabla 27. Cámara de captación de biogas.	95
Tabla 28. Tiempo de recuperación de la inversión del biodigestor sustituyendo gas LP.	100
Tabla 29. Tiempo de recuperación de la inversión del biodigestor sustituyendo gas LP, obteniendo beneficios del biofertilizante y bonos de carbono.....	100
Tabla 30. Beneficios directos e indirectos al utilizar biogas	103
Tabla 31. Resultados por concepto de combustible (gas natural).....	123
Tabla 32. Costos de energía eléctrica sin y con cogeneración, y costos de calor por concepto de combustible.	124
Tabla 33. Costos anuales.	124
Tabla 34. Tiempo de recuperación de la inversión. Generación de energía eléctrica sin cogeneración @ Gas Natural.	125
Tabla 35. Tiempo de recuperación de la inversión. Generación de energía eléctrica con cogeneración @ Gas Natural.	126
Tabla 36. Resultados por concepto de combustible (biogas).....	129
Tabla 37. Costos de inversión, costos de insumos y beneficios anuales.	129
Tabla 38. Sobrantes de biogas que no se consideraron en las estimaciones.	134
Tabla 39. Análisis General	136

Lista de Figuras

Figura 1. Capacidad de generación de energía eléctrica. Fuente: SENER	11
Figura 2. Combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica de algunos países, 2003 (petajoules). Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014, SENER.	12
Figura 3. Combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica de algunos países, 2008. Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017, SENER.	14
Figura 4. Capacidad mundial de generación eléctrica por región 2002-2015 Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014 (GW), SENER.	15
Figura 5. Participación de los combustibles utilizados en la generación eléctrica mundial, 2002-2015 (%). Tomada del de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014, SENER.	16
Figura 6. Estructura del marco regulatorio del sector eléctrico. Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014, SENER.	27
Figura 7. Estructura del marco regulatorio del sector eléctrico mexicano. Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014, SENER.	28
Figura 8. Datos de Simulación vs. Datos técnicos.	41
Figura 9. Elementos para estimar un proyecto	52
Figura 10. Pasos para registrar un Proyecto MDL y obtener CERS. Fuente: CANTORCOe.	53
Figura 11. Trabajo Máximo.	68
Figura 12. Irreversibilidades en un sistema	71
Figura 13. Equipos y flujos del ciclo simple	72
Figura 14. Definición F-P-L del sistema completo.	72
Figura 15. Matriz F del sistema completo.	73
Figura 16. Matriz P del sistema completo.	73
Figura 17. Matriz L del sistema completo.	73
Figura 18. Matriz A del sistema.	73
Figura 19. Ecuaciones complementarias para el análisis de costos exergoeconómicos	75
Figura 20. Fotografías de las condiciones a un costado de la Cuenca Lechera de Tizayuca, Hidalgo. Fuente propia.	79
Figura 21. Potencial de generación de biogas por cada 1000 vacas lecheras. Elaboración propia.	80
Figura 22. Potencial de Generación de Biogas transformado en equivalencia a Gas Natural, por cada 1000 vacas lecheras. Elaboración Propia.	80
Figura 23. Potencial de generación de biogas transformado en equivalencias para diferentes energéticos, por cada 1000 vacas lecheras. Elaboración propia.	81
Figura 24. Hoja técnica Microturbina Capstone C30 Biogas.	84
Figura 25. Esquema de biodigestor y microturbina con cogeneración.	85
Figura 26. Flujos de biogas producido por 50 vacas lecheras.	94
Figura 27. Producción de biogas	98
Figura 28. Estimación de CO ₂ e y beneficios del biofertilizante.	99
Figura 29. Estimación de ahorros totales por instalar un biodigestor.	99
Figura 30. Tiempo de recuperación de la inversión y tasa interna de retorno asignando un precio de venta variable al biogas sin los beneficios de la venta de fertilizante ni bonos de carbono.	101
Figura 31. Tiempo de recuperación de la inversión y tasa interna de retorno asignando un precio de venta variable al biogas con los beneficios de venta del biofertilizante y bonos de carbono.	102
Figura 32. Datos técnicos de entrada para la evaluación del sistema de microgeneración con Gas Natural y Biogas.	105
Figura 33. Evaluación de cogeneración para Gas Natural y Biogas.	106
Figura 34. Supuestos económicos para gas natural.	107
Figura 35. Distribución de costos para el análisis exergoeconómico, para Gas Natural.	108
Figura 36. Análisis del sistema sin cogeneración, primera ley @ Gas natural y Biogas.	109
Figura 37. Análisis del sistema con cogeneración, primera ley @ Gas Natural y Biogas.	110
Figura 38. Análisis del sistema con cogeneración para cada uno de los flujos, exergoeconómico @ Gas Natural.	111

Figura 39. Análisis del sistema con cogeneración para cada uno de los equipos, exergoeconómico @ Gas Natural.....	112
Figura 40. Vectores y balances @ Gas Natural.....	113
Figura 41. Consumo de energía eléctrica por concepto de combustible @ Gas Natural.....	114
Figura 42. Propiedades termodinámicas de los flujos @ Gas Natural y Biogas.....	114
Figura 43. Propiedades de los flujos y costos exergoeconómicos @ Gas Natural.....	115
Figura 44. Supuestos económicos para Biogas.....	116
Figura 45. Distribución de costos para el análisis exergoeconómico, para Biogas.....	117
Figura 46. Análisis del sistema con cogeneración para cada uno de los flujos, exergoeconómico @ Biogas.....	118
Figura 47. Análisis del sistema con cogeneración para cada uno de los equipos, exergoeconómico @ Biogas.....	119
Figura 48. Vectores y balances @ Biogas.....	120
Figura 49. Consumo de energía eléctrica por concepto de combustible @ Biogas.....	121
Figura 50. Propiedades de los flujos y costos exergoeconómicos @ Biogas.....	122
Figura 51. Análisis de tendencia de la rentabilidad para el proyecto de microgeneración utilizando Gas Natural.....	126
Figura 52. Beneficios económicos de acuerdo al caso de interés.....	131
Figura 53. Tasa Interna de Retorno para los diferentes casos propuestos.....	132
Figura 54. Beneficios económicos variando el costo del kWh contemplado venta de fertilizante, cogeneración y bonos de carbono.....	133
Figura 55. Beneficios económicos variando el costo del kWh contemplado cogeneración y bonos de carbono pero no venta de biofertilizante.....	134
Figura 56. Comportamiento cuando la construcción es sin ayuda, contemplado todos los beneficios: electricidad, agua caliente, venta biofertilizante y bonos de carbono.....	135

RESUMEN

En el presente trabajo, se hizo un análisis de la viabilidad de instalar un sistema de microgeneración por medio de una microturbina de gas accionada con biogas en zonas con abundantes residuos orgánicos, principalmente en una granja productora de leche de vaca. Aprovechando el biogas producido *in situ* para satisfacer las necesidades de energía eléctrica y calor para diferentes procesos.

Primeramente, se estudió la opción de solo obtener biogas sustituyendo gas LP en su totalidad, posteriormente, se analizó la microgeneración con gas natural y biogas, comparando los beneficios obtenidos por el uso de biogas. Para el análisis con biogas, se introdujeron beneficios que se pueden derivar de su uso, como lo son: energía eléctrica, agua caliente, bonos de carbono y venta de biofertilizante. Se analizaron ocho diferentes casos para encontrar el más rentable por medio de una evaluación técnico-económica, obteniendo la tasa interna de retorno y el tiempo de recuperación de la inversión para cada caso.

Para la simulación de la microturbina de gas, se construyó un programa para realizar un análisis por primera y segunda ley de la termodinámica. Así como para evaluar los costos de energía eléctrica y agua caliente por concepto de combustible.

I INTRODUCCIÓN

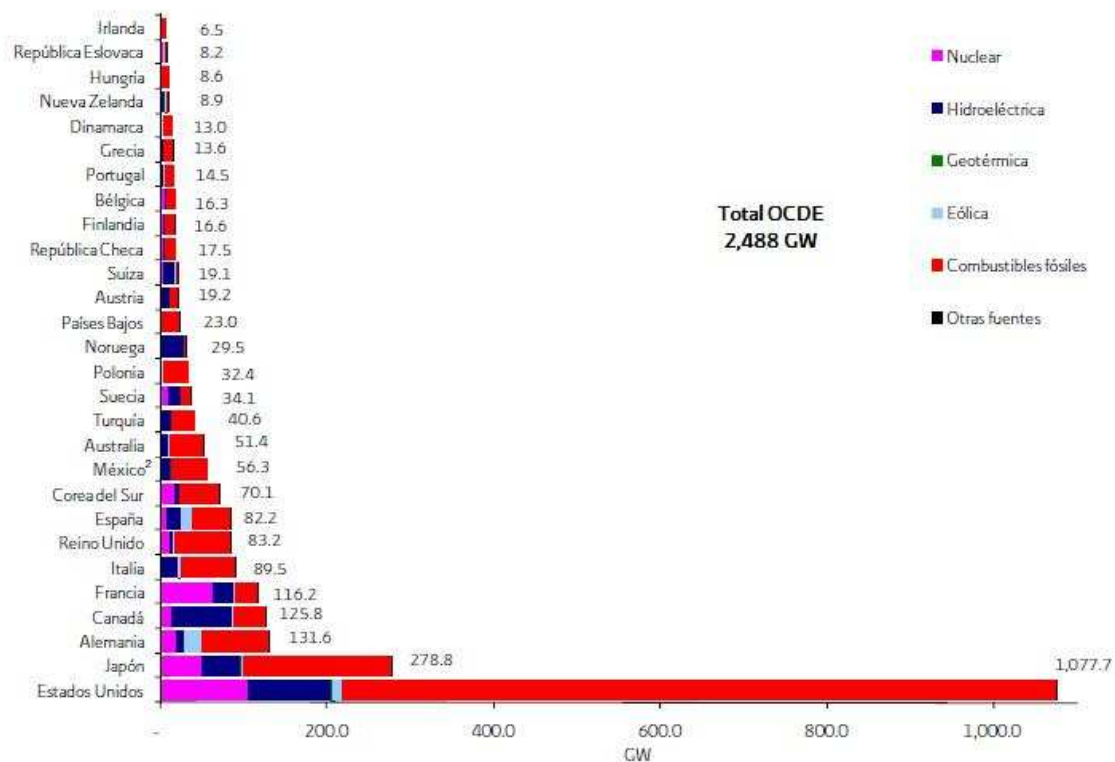
Con el aumento en el costo de las tecnologías para generación eléctrica y la volatilidad de los precios de los diversos energéticos, es necesario la búsqueda de nuevas alternativas tecnológicas así como la utilización de combustibles con costos mas estables, garantizando el suministro de éstos. Al mismo tiempo, se requiere de una mayor participación de fuentes alternativas y energías renovables, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles [1], combatiendo así el cambio climático. Por otro lado, es importante que se cumpla con las necesidades internacionales para la mitigación del cambio climático como lo estipula el Protocolo de Kyoto (1998) [2], el cual se encuentra dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (1992) [3].

De acuerdo a lo reportado por la Secretaría de Energía [4], en México el 73.6% de la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica es proveniente de tecnologías que utilizan combustibles fósiles: gas natural, combustóleo, carbón y diesel. Mientras que el 26.4% restante proviene de fuentes alternas, donde las hidroeléctricas representan un 21.7% del total instalado.

La dependencia de los combustibles fósiles para la generación de electricidad es muy grande, en el caso de los miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) es altamente marcada, como se puede apreciar en la Figura 1. México ocupa el lugar número 10 en generación de electricidad dentro de la OCDE, sin embargo, las fuentes alternativas figuran muy poco en su esquema. Se observa en la Figura 2, que los principales participantes para la generación de energía eléctrica, es el carbón y el gas natural.

El gas natural, es la tercera fuente de energía más utilizada en el planeta, después del petróleo y el carbón. Sin embargo, en México se esta apostando a la utilización de esta fuente primaria a pesar de que existe un gran desabasto nacional y se ha tenido que recurrir a la importación.

Capacidad de generación de energía eléctrica en países miembros de la OCDE, 2006¹ (GW)



¹ Incluye generación centralizada y autogeneración de energía eléctrica. Por simplicidad, no se incluyen Luxemburgo e Islandia.

² Fuente: CFE y CRE.

Fuente: *Electricity Information 2008*, International Energy Agency (IEA).

Figura 1. Capacidad de generación de energía eléctrica. Fuente: SENER

1.1. Necesidades energéticas

En la actualidad, debido a la incertidumbre de la situación energética en nuestro país en relación a las reformas del sector eléctrico y la expectativa de hacer de éste un mercado abierto y/o liberar los costos de la energía eléctrica de forma que los subsidios desaparezcan; la cogeneración no ha podido tener el impulso necesario que requiere el sector energético como un bien estratégico, que brinde un beneficio inherente a la economía del país, así como un ahorro en energía.

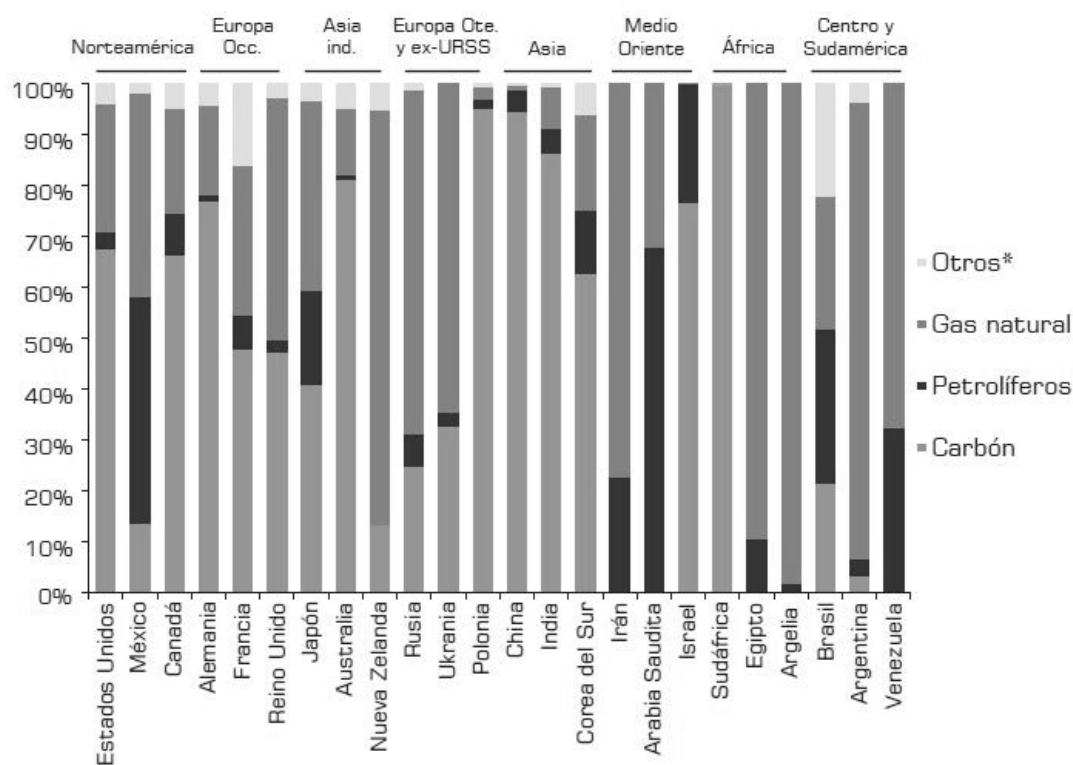
Sin embargo, es casi inconcebible el considerar que la situación energética siga siendo la misma, por ende, las tecnologías de ahorro de energía que hasta ahora se aplican parcialmente en la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el sector industrial tendrán que expandirse en mayor escala, de lo que hasta ahora existen; a todos aquellos puntos que cuenten con potenciales de ahorros de energía para la producción de energía eléctrica y/o calor.

El uso indiscriminado de los energéticos a nivel mundial ha dado como resultado la contaminación de suelos, aire, agua y acelerado el efecto invernadero, siendo ya un problema grave para el comportamiento ambiental mundial, dando origen a una necesidad de mejora en los sistemas, equipos empleados para la transformación de los energéticos así como también el uso de energéticos más limpios.

Las necesidades energéticas a nivel mundial han sido cubiertas principalmente por los hidrocarburos, la dependencia de este energético ha marcado el desarrollo a nivel mundial, siendo los países desarrollados los demandantes a gran escala.

Se estima que en un plazo de 25 años, los países en desarrollo consumirán la misma cantidad de energía que actualmente consumen los países industrializados. Esto último representa un problema de abastecimiento de combustible suficiente que además sea amigable con el ambiente.

La demanda de combustibles para la generación de energía eléctrica esta basada en cuatro principales fuentes energéticas como se puede apreciar en la Figura 2. Por otro lado, México se encuentra entre los países con menor explotación de fuentes alternas para la generación de energía eléctrica, principalmente si se habla de biocombustibles.



*Incluye biomasa, biogás, desechos industriales y municipales.
Fuente: International Energy Agency, *Electricity Information*.

Figura 2. Combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica de algunos países, 2003 (petajoules). Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014, SENER.

1.2. Combustibles

El carbón, es el combustible más empleado para la generación de electricidad en el mundo con una participación muy activa del 54.3%. China, EUA y la India son los principales consumidores de esta fuente primaria de energía, sin embargo, el alto costo de los equipos empleados (filtros) para la captura de los gases contaminantes que se despiden a la atmósfera restringe su uso, dejando pocas oportunidades de emplear esta tecnología a países en desarrollo.

De acuerdo con la Secretaria de Energía en su Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017 [1], el gas natural es un combustible que en los últimos 20 años ha crecido en su participación en la generación de energía eléctrica, gracias a sus bondades ambientales. La presencia de este combustible en países como Argelia, Argentina e Irán, contribuyeron al desplazamiento paulatino de los petrolíferos en las últimas dos décadas. Se estima que en países miembros de la OCDE el empleo de los combustibles derivados del petróleo para la generación de electricidad siga declinando.

El crecimiento de la utilización del gas natural como fuente primaria para generar energía eléctrica en el país, ha generado una dependencia sensible estratégicamente hablando para la autonomía y crecimiento del país, contraponiendo la seguridad energética. En la Figura 3, se aprecia claramente este crecimiento en la dependencia al compararla con la Figura 2.

Se estima que en el periodo comprendido entre 2011 y 2015 la tendencia del consumo de energía eléctrica a nivel mundial aumente un 3.1% anual, impulsado principalmente por los países asiáticos en transición y latinoamericanos en desarrollo no pertenecientes a la OCDE. Mientras que Norteamérica tendrá un crecimiento anual promedio de 1.9%, como se puede apreciar en la Tabla 1, sin embargo, México a diferencia de EUA y Canadá ha crecido a un ritmo del 3.9% anual. Por lo que en México seguirá creciendo la infraestructura eléctrica y la generación de electricidad durante los próximos años a una tasa similar.

El recurso clave de EUA es y seguirá siendo el carbón, para Canadá su recurso principal es la hidroelectricidad. En el caso de México, el 73% de la capacidad instalada corresponde a combustibles fósiles, y de estos, el 20.1% corresponden al combustóleo y un 46.7% al gas natural de la generación total de energía eléctrica para el servicio público. Se prevé que en los próximos años la generación de electricidad en México crecerá de forma más acelerada que en Canadá y EUA.

**Utilización de combustibles para generación de electricidad en algunos países, 2006
(participación porcentual)**

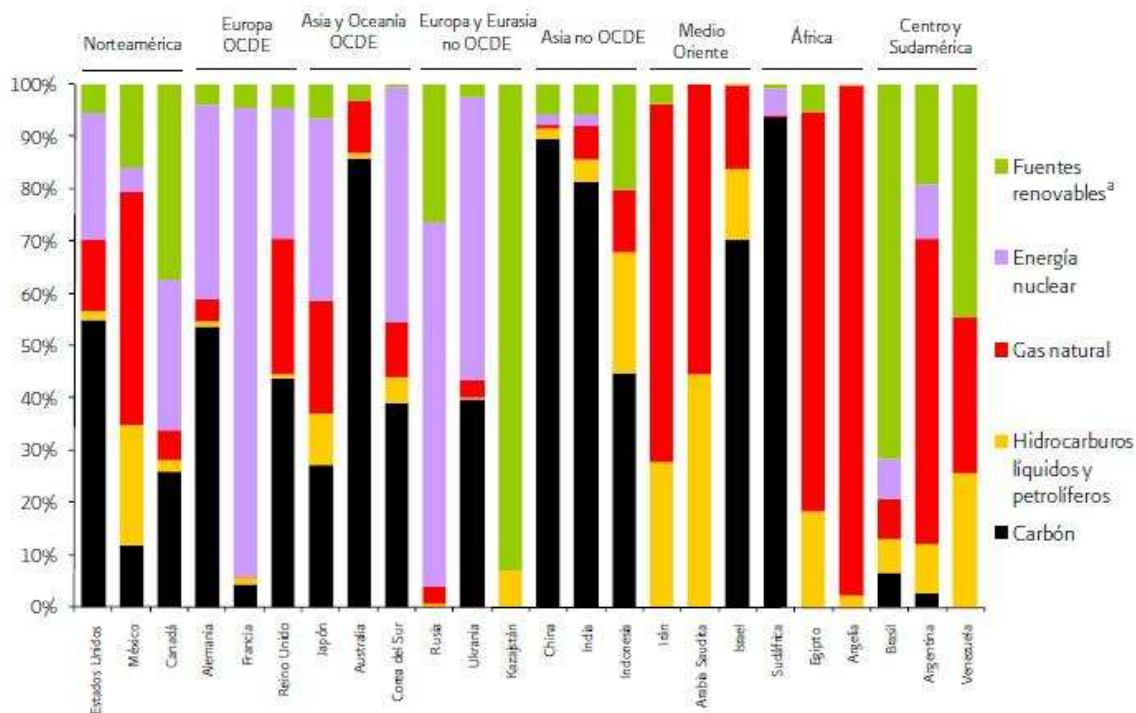


Figura 3. Combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica de algunos países, 2008. Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017, SENER.

Tabla 1. Crecimiento esperado del consumo de energía. Fuente: SENER

Consumo mundial de energía eléctrica, 2004-2015

(TWh)

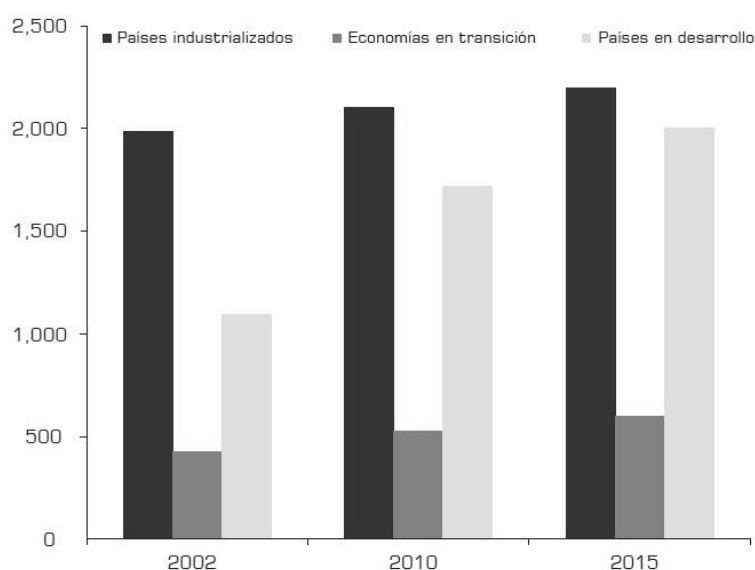
Región	2004	2010	2015	tmca (%) 2004-2015
Mundial	15,431	19,044	21,698	3.1
OCDE	8,978	10,128	10,884	1.8
Norteamérica	4,464	5,036	5,495	1.9
Europa	3,039	3,343	3,519	1.3
Asia	1,475	1,749	1,870	2.2
No OCDE	6,453	8,916	10,814	4.8
Europa y Eurasia	1,364	1,836	2,123	4.1
Asia	3,273	4,713	5,896	5.5
Medio Oriente	527	681	782	3.7
África	470	561	660	3.1
Centro y Sudamérica	820	1,125	1,353	4.7

tmca: Tasa media de crecimiento anual.

Fuente: U. S. Department of Energy e *International Energy Outlook 2006 y 2007*.

México como muchos países desarrollados y en vías de desarrollo, dependen en gran medida de una creciente demanda de gas natural, este genera un problema mundial y principalmente nacional pues a pesar de que México es un país petrolero, no es capaz de satisfacer la demanda total interna.

La generación eléctrica es una de las actividades más intensivas en el consumo de energéticos y como se muestra en la Figura 4, la comparación entre la capacidad del año 2002 al 2015, será casi la misma entre los países industrializados y los países en desarrollo.



Fuente: Energy Information Administration e *International Energy Outlook 2005*.

Figura 4. Capacidad mundial de generación eléctrica por región 2002-2015 Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014 (GW), SENER.

Como se mencionó anteriormente, México es un país en vías en desarrollo que ha ido incrementando el consumo interno de gas natural, sin embargo, esto es una tendencia mundial como se puede apreciar en la Figura 5.

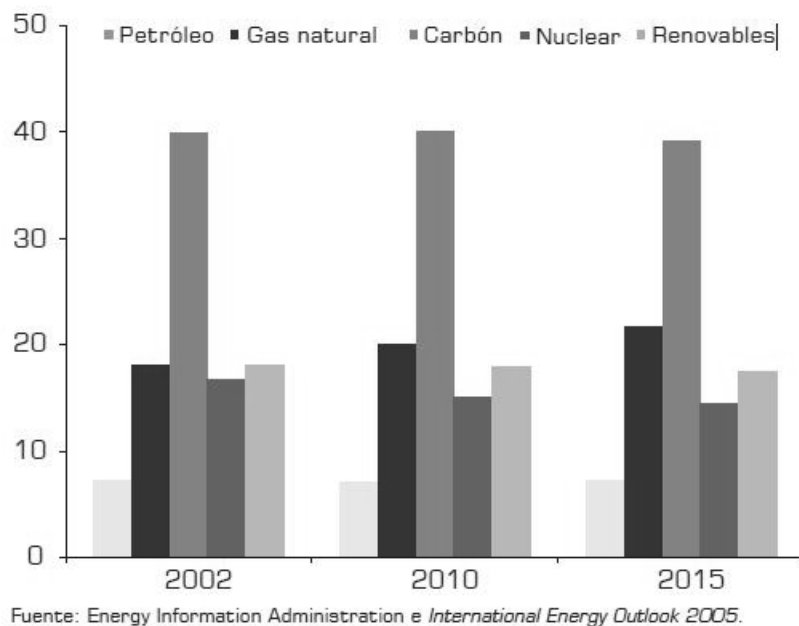


Figura 5. Participación de los combustibles utilizados en la generación eléctrica mundial, 2002-2015 (%). Tomada del de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014, SENER.

De tal manera que el consumo de gas natural va a la alza en un importante porcentaje. Si a esto se le aúna el problema de que México no es autosuficiente en gas natural para la satisfacción de la generación de energía eléctrica, se debe buscar una o varias alternativas para satisfacer las necesidades energéticas a través de fuentes diversas.

Se estima que la tasa de crecimiento de gas natural empleado en la generación eléctrica será la segunda más alta en relación al resto de los combustibles. El motivo por el cual la tendencia mundial está cambiando al uso e incremento del gas natural, se debe a varios factores, los bajos costos de inversión de los equipos y las bondades ecológicas en relación a las emisiones del CO₂ producido. El futuro desarrollo de México hace prever que seguirá siendo un combustible importante en la planeación energética.

La prospectiva de gas natural 2009-2024 de la Secretaría de Energía anuncia que se planean expansiones en infraestructura de gasoductos aunado a una mayor producción de gas seco[4], sin embargo, de acuerdo a esta misma prospectiva, el panorama no es alentador, ya que el suministro no está garantizado. De acuerdo a estos datos reportados, México empezó a importar gas natural licuado desde el año 2006, sin embargo, la Secretaría de Energía no coincide con este dato (Ver Tabla 2)

Tabla 2. Importaciones de gas natural. Fuente: Prospectiva de Gas Natural 1998-2008.

Importaciones de GNL, 1998-2008											
(millones de pies cúbicos diarios)											
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total	10,933.0	12,016.7	13,215.0	13,830.8	14,511.9	16,335.7	17,170.1	18,267.8	20,422.5	21,905.7	21,855.2
1. Japón	6,395.3	6,703.0	6,991.5	7,166.5	7,037.8	7,717.9	7,424.8	7,384.2	7,920.2	8,593.6	8,889.5
2. Corea del Sur	1,383.6	1,695.1	1,898.9	2,112.1	2,327.9	2,537.8	2,884.0	2,946.1	3,303.1	3,327.3	3,526.3
3. España	570.8	692.7	817.3	952.0	1,186.2	1,455.2	1,689.5	2,114.0	2,362.7	2,339.5	2,772.1
4. Francia	948.2	992.7	1,083.6	1,011.1	1,116.5	954.9	736.2	1,241.3	1,342.9	1,254.9	1,214.8
5. Taiwán	454.7	517.6	569.3	609.5	677.3	723.7	880.9	929.8	986.9	1,056.5	1,164.6
6. India	-	-	-	-	-	-	253.8	584.4	773.1	965.6	1041.1
7. Estados Unidos	222.5	442.2	602.1	637.6	627.0	1,388.4	1,782.1	1,729.0	1,602.2	2,111.1	959.1
8. Turquía	348.3	307.7	357.0	467.3	517.6	482.8	412.0	472.2	553.4	581.5	512.4
9. China	-	-	-	-	-	-	-	-	96.8	374.4	428.4
10. México ¹	-	-	-	-	-	-	-	-	90.9	210.0	348.3
11. Portugal	-	-	-	25.2	41.6	82.2	126.4	152.9	190.6	223.5	253.8
12. Bélgica	416.0	390.9	405.3	232.2	319.3	304.8	275.0	288.3	414.1	306.7	240.3
13. Italia	193.5	274.8	461.2	508.0	551.5	534.1	569.3	241.9	299.9	235.1	150.5
14. Reino Unido	-	-	-	-	-	-	-	50.3	344.4	141.3	100.3
15. Grecia	-	-	28.9	48.4	48.4	53.2	53.1	44.5	47.4	78.4	90.7
16. Puerto Rico	-	-	-	61.0	61.0	71.6	65.6	64.8	69.7	71.6	78.2
17. Rep. Dominicana	-	-	-	-	-	29.0	17.4	24.2	24.2	34.8	45.3
18. Argentina	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.6

¹ La cifra para México proviene de la fuente y no coincide con el dato del balance nacional de gas natural 1998-2008.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy, varios años.

Por lo tanto, la demanda de gas natural en México seguirá rebasando la producción nacional, de tal manera que las importaciones crecerán en un 133 por ciento del año 2009 al 2024, pasando de 1,293 millones a 3,020 millones de pies cúbicos al día. La oferta nacional ha crecido en los últimos diez años 4.2 por ciento, mientras que la demanda nacional ha mantenido un crecimiento a la alza de 5.9 por ciento. Dicha tendencia se mantendrá hasta el año 2024, ya que se espera que la oferta del país crezca a 8,668 millones de pies cúbicos al día, con una tasa de crecimiento medio del 2.3 por ciento. Mientras que la demanda superará los 11,000 millones de pies cúbicos al día, lo que implica una tasa de crecimiento medio del 2.8 por ciento.

Las importaciones de gas natural registradas en 1998 significaban el 3.7 por ciento del total nacional, lo que para el año 2008 representaron un 18.6 por ciento. El crecimiento de esta demanda se originó prácticamente por la puesta en marcha de centrales de ciclo combinado para la generación de electricidad. Otro factor que intervino en dicho crecimiento se debió a la sustitución moderada del combustóleo, y en menor medida, el uso de gas natural en los sectores residencial y de servicios a través de distribuidores.

Sin embargo, en la prospectiva de gas natural 2009-2024 de la SENER; se contempla que la producción nacional de gas natural en esos 15 años, se provendrá de los diferentes yacimientos tanto terrestres como marinos, sin embargo, no contempla los posibles cierres de yacimientos por falta de rentabilidad. Otro factor importante, es la estimación estratégica en Burgos, el cual a partir de 2015 su participación en la actividad de explotación comenzará a declinar, de 1,580 millones de pies cúbicos al día pasará a volúmenes menores de 1,000 millones de pies cúbicos al día hacia el 2024. Otro pilar fundamental para la explotación de gas natural, será Chicontepec, llegando a rebasar la producción de Burgos para el año 2020, aportando 611 millones de pies cúbicos al día en el 2024, cuando este en su punto máximo de producción.

Aguas profundas, es otro punto contemplado en esta prospectiva de gas natural, donde se prevé el inicio de producción con el proyecto Lakan en 2013, con una producción inicial promedio de 23 millones de pies cúbicos al día; sumando proyectos como Golfo de México B y Golfo de México Sur, que adicionarán 51 millones de pies cúbicos al día, para una producción total de 450 millones de pies cúbicos al día de gas natural proveniente de aguas profundas.

Conclusión

A pesar de todos estos esfuerzos, el gas natural no será suficiente para cubrir la demanda nacional, aunada al problema de la volatilidad del costo de este energético, por lo que se debe prever alternativas energéticas que puedan suplir o contribuir de alguna forma favorable a este déficit.

1.3. Problemática tecnológica

Los principales motivos por los cuales los países en desarrollo no han podido sobresalir en lo que respecta a un desarrollo con mayor eficiencia energética, aplicación de nuevas tecnologías, así como el uso de combustibles menos perjudiciales para el ambiente entre ellos los biocombustibles, se puede clasificar de la siguiente manera:

- Lucha contra monopolios
- Falta de inversión
- Atrasos tecnológicos
- Disponibilidad de equipos
- Actualización en nuevas tecnologías
- Investigación y desarrollo tecnológico
- Incentivos fiscales para la aplicación de nuevas tecnologías
- Material humano capacitado

Por lo que ahora la búsqueda de nuevas alternativas que den una solución a los problemas energéticos, han encaminado a la mayoría de los países al desarrollo o aplicación de nuevas fórmulas para resolver estos problemas que permitan establecer nuevas reformas estructurales para aprovechar los avances tecnológicos en materia de generación. Lo cual implica la alta participación de la inversión privada, tanto en potenciales altos como en pequeños, y que a su vez permitan introducir una competencia en la generación de energía eléctrica.

1.3.1. Disponibilidad tecnológica

Existen diferentes tipos de tecnologías para la generación de energía eléctrica, sin embargo, poseen diferencias marcadas en cuanto a sus usos, eficiencias, costos y disponibilidad. Se puede empezar por mencionar las tecnologías renovables, las cuales tienen la característica de ser técnicas que consolidan los recursos de la naturaleza para convertir los recursos sostenibles en energía. Estas incluyen las turbinas eólicas, captadores de energía solar (fotovoltaico o térmico), bombas de calor de fuentes tierra/aire, la biomasa, celdas de hidrógeno y las hidroeléctricas. Una característica fundamental de estas tecnologías, es que se consideran limpias, es decir, no producen impactos ambientales en su uso, aunque

realmente no es así, puesto que el costo ambiental en su implementación, y en ocasiones en su uso, generan cambios en los ecosistemas.

Existen ya tecnologías maduras y a costos competitivos en el mercado para ser aprovechadas, a pesar de ello, hasta el momento no pueden compararse con las tecnologías convencionales económicamente hablando y muchas de ellas son intermitentes, es decir, de producción de energía difusa.

Las tecnologías están directamente ligadas con el tipo de energía de la que provienen, esta puede ser de energías renovables, energías renovables no convencionales y energías convencionales en general (Ver Tabla 3).

Tabla 3. Tipos de Energía

Energía Renovable	Energías Convencionales
Energía solar directa	Petróleo (Derivados)
Sistema fotovoltaico	Carbón
Sistema térmico	Energía Nuclear
Del viento o eólica	Gas Natural
Hidráulica	Biomasa
Biomasa	Electricidad
Leña	
Bagazo de caña	
Fermentación-Etanol	
Biometanación-Biogás	
Biogás de rellenos sanitarios	
Geotérmica	
Energía potencial de la humedad y lluvia	
Fotosíntesis	
Oceanos	
Minihidráulica	

Las energías renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana.

Conclusión

En algunos casos, como en la utilización de biogás, biodiesel, bioetanol, gas de síntesis, entre otros, se pueden seguir empleando esquemas que ayudan a elevar la eficiencia global del sistema, como es el caso de la cogeneración.

1.4. La Cogeneración como una alternativa de ahorro de energía

La cogeneración se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria. Hoy día es una alternativa como método de conservación de energía para la industria orientadas al desarrollo sustentable.

Algunas de las energías renovables son imposibles de cogenerar, como por ejemplo: la solar, la eólica, hidráulica y geotérmica, sin embargo, la utilización de bagazo, así como los biocombustibles, pueden ser aprovechados en procesos de cogeneración al igual que se hace con algunas energías convencionales.

La cogeneración no es un proceso nuevo, su aplicación data de los principios del siglo antepasado (XIX), y ésta se puede encontrar en los ingenios azucareros, en las plantas de papel, siderúrgicas, textiles, entre otros. Sin embargo, su aplicación no obedecía, como lo es ahora, a la necesidad de ahorrar energía sino al propósito de asegurar el abasto de la energía eléctrica que en esos años era insuficiente debido a pocas líneas de distribución, centrales cercanas y en su mayoría no era confiable.

Conforme las redes eléctricas se extendieron, subsidiando en no pocas ocasiones el precio de la electricidad, y el suministro de energía eléctrica se hizo más confiable, resultaba más barato abastecerse de este flujo de la red pública. Así, los proyectos de cogeneración poco a poco se fueron abandonando. Más tarde, debido al incremento en el costo de la energía eléctrica, la problemática ambiental y al desarrollo tecnológico de los equipos, la cogeneración vuelve a ser rentable y por ello renace, principalmente, en el ámbito industrial.

Por el lado del desarrollo tecnológico, la cogeneración recibe su impulso tecnológico más importante en los años ochenta, cuando se inicia la aplicación de las turbinas aeroderivadas en la generación de energía eléctrica, es decir, se toman las turbinas utilizadas en la aviación comercial y con pequeñas modificaciones se adaptan a tierra y se acoplan a generadores eléctricos que las transforman, por primera vez, en grupos turbogeneradores industriales.

1.4.1. Motores térmicos más usados en la cogeneración

La cogeneración como tal, se conoce como la generación simultánea de dos o más formas de energía útil en un proceso a partir de una fuente energética primaria en común. Existen soluciones diversas que abarcan el campo amplio de las necesidades de la cogeneración y existe una variedad de acuerdo al tamaño, precio y rendimiento de sistemas de cogeneración. Los motores térmicos más usados en la actualidad son:

- Sistemas de cogeneración con turbinas de vapor.
- Sistemas de cogeneración con turbinas de gas.
- Sistemas de cogeneración con motores de combustión interna.

1. Turbinas de vapor en sus dos variantes principales

a) *Turbinas de vapor a contrapresión*, en las cuales el vapor de escape tiene una presión superior a la atmosférica, se utiliza para aprovechar su energía térmica remanente en procesos. No ofrece flexibilidad en el proceso, por lo que al vapor no utilizado, mientras se encuentran a su máxima capacidad de generación eléctrica, es arrojado a la atmósfera, reduciendo la eficiencia global del ciclo considerablemente.

b) *Turbinas de vapor de condensación*, en las cuales se tienen extracciones de vapor para uso en procesos y el vapor de escape, a una presión inferior a la atmosférica, es llevado a un condensador donde el fluido de trabajo, generalmente agua, pasa de la fase de vapor a la fase líquida. Sin embargo, el calor cedido al ambiente en el condensador no se recupera.

2. Turbina de gas

Con sus dos variantes de aplicación: en ciclo simple con recuperador de calor o en ciclo combinado, con recuperador de calor y turbina de vapor. Son sistemas flexibles con altas eficiencias. En esta categoría, se contemplan las microturbinas, sin embargo, debido a su tamaño, las eficiencias son sensiblemente menores.

3. Motores de combustión interna (MCI)

En arreglo de ciclo simple con intercambiadores de calor o en ciclo combinado usando el llamado “ciclo binario” o “ciclo Rankine de baja entalpía”, donde el fluido de trabajo no es agua sino orgánico (como el pentano) para la operación de una turbina de vapor.

En la Tabla 4, se puede ver un concentrado de los rangos de capacidad y algunas de las características más importantes de los motores térmicos utilizados en los sistemas de cogeneración.

Tabla 4. Características básicas de motores térmicos

Tipo de motor	Motor de Combustión Interna		Turbina de gas	Turbina de vapor	
	Alta Velocidad	Media y Baja Velocidad		De Contrapresión	De Condensación
Tipos de combustible usado	gas, diesel	gas, diesel, gasoleo, combustóleo	gas, diesel	Prácticamente todo tipo de combustibles	
Eficiencia de generación eléctrica (%)	15 a 35	30 a 40	25 a 33	25 a 30	25 a 35
Eficiencias posibles de uso de energía térmica	Aprox. 52	Aprox. 50	Aprox. 50	Aprox. 40	Aprox. 30
Eficiencia total esperada (%)	67 a 87	50 a 90	75 a 83	65 a 70	55 a 65

Las turbinas de gas cuentan con eficiencias aceptables para su confiable aplicación en comparación con los motores de combustión interna, estos cuentan con una eficiencia global menor, y solo podrían ser mejor alternativa los MCI si no se empleara diesel, debido al costo del este combustible. Cabe mencionar que estos motores térmicos proporcionan calor de baja calidad, por lo que solo se emplean los gases de escape para el calentamiento de agua a bajas temperaturas.

Estas alternativas pueden ser implementadas según los requerimientos del proceso de la planta, esta caracterización se da, de acuerdo a la producción de energías (térmica y eléctrica) dada a partir de una relación Electricidad/Calor útil (E/Q), realizada en unidades coherentes y a través de ella se pueden obtener tres grandes grupos de consumidores energéticos:

- 1.- Centro preferentemente consumidor de electricidad: Grandes talleres electromecánicos, centros del sector comercial (hoteles, plazas comerciales, tiendas departamentales, etc.) y centros de servicio (universidades, vías de tránsito, etc.)

- 2.- Centro preferentemente consumidor de calor: Fábricas de cemento, industria cerámica, de vidrio, etc.
- 3.- Centro de consumo equilibrado: factorías de pasta y papel, industria química y alimentaría, textil y algunos centros del sector terciario como grandes hospitales.

Esta relación es de gran importancia para saber que tipo de tecnología se puede aplicar en el sistema de cogeneración. En la Tabla 5, se pueden observar los rangos de la relación de Megawatts térmicos (MW_t) entre Megawatts eléctricos (MW_e) para las diferentes tecnologías, además de la potencia y temperatura disponible. Estas relaciones pueden ajustarse a condiciones de energía requerida en kW si es necesario, como para el caso de microturbinas.

Tabla 5. Rangos para seleccionar tecnología de cogeneración.

TIPO DE SISTEMA	RELACIÓN MW_t/MW_e	RANGOS DE POTENCIAS MW	TEMPERATURA DISPONIBLE ° C	COMBUSTIBLES
CON TURBINA DE VAPOR	4.4-mayores	0.75-1000	120-400	Sólidos líquidos gaseosos
CON TURBINA DE GAS	2.3-4.8	0.5-200	120-500	Líquidos Gaseosos
CON MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA	0.6-1.2	0.00746-47.76	80-120	Líquidos Gaseosos

Con procesos de generación separados se puede llegar a eficiencias globales entre un 30% y un 50%, mientras que con un esquema de cogeneración se pueden lograr eficiencias entre un 45% y 70% (por primera ley), por lo que se pueden alcanzar ahorros de energía que van desde un 20% hasta un 80%. Y mientras mayor sea el precio de los combustibles empleados y de la electricidad, el tiempo de amortización de la inversión será mas corto.

Para las microturbinas de gas, existen disminuciones en las eficiencias en comparación con sus similares, las turbinas de gas (Ver Tabla 6).

Tabla 6. Comparativa de Eficiencias entre turbinas de gas de diferentes escalas

TIPO DE SISTEMA	Eficiencia Eléctrica / [%]	Eficiencia Térmica / [%]
MICROTURBINA DE GAS	24 – 30	45 - 50
TURBINA DE GAS	38	47

1.4.2. Clasificación de la cogeneración

Para que exista un sistema de cogeneración de energía eléctrica (o mecánica) debe realizarse a partir de un ciclo termodinámico, a partir de una fuente energética primaria como algún combustible fósil o biomasa. Las energías: hidráulica, solar, eólica o mareomotriz no son aplicables a la cogeneración.

La clasificación se da de acuerdo a la conversión y utilización de la energía para proceso, en este caso se ha considerado a la energía eléctrica como la parte fundamental de los sistemas de cogeneración, por lo tanto las categorías se establecen de la siguiente manera.

- 1.- Sistemas de cogeneración de ciclo superior (“topping cycle”) en los cuales la fuente energética primaria se utiliza en primer lugar para generación eléctrica y la energía residual es aprovechada en forma de calor o de vapor para procesos térmicos. La ventaja de estos sistemas es mayor mientras más bajas sean las presiones y temperaturas de la energía térmica requerida.
- 2.- Sistemas de cogeneración de ciclo inferior (“bottoming cycle”), donde la energía primaria se utiliza en procesos térmicos y la energía residual es utilizada para la generación eléctrica.

Los campos de aplicación de la primera categoría son muy amplios y diversos y por lo mismo, son los sistemas más utilizados. Los sistemas de ciclo inferior se limitan a aplicaciones especiales como en la industria metalúrgica o cementera, donde se requiere energía térmica de alto nivel y la energía residual puede ser aprovechable para generación de electricidad.

1.4.3. Clasificación por el tipo de aplicación

Atendiendo al tipo de aplicación, los sistemas de cogeneración también se clasifican en tres grandes grupos:

a) *Cogeneración para Servicio Público*, donde tanto la energía eléctrica como la térmica, son utilizadas para servicio público. Un ejemplo de este grupo lo constituyen las centrales eléctricas de gran capacidad cuyo calor residual se utiliza para sistemas de calefacción central de tipo municipal en ciudades de climas fríos, o para plantas de desalación de agua de mar, o en forma de vapor para procesos, que se venden a industrias y empresas de servicios.

b) *Cogeneración industrial*, en este caso las energías eléctrica y térmica son generadas para fines de autoabastecimiento. Si el sistema de cogeneración seleccionado tiene una capacidad de generación eléctrica superior a la demanda interna, se pueden vender los excedentes eléctricos a la red pública. La energía térmica generada es utilizada para procesos industriales, en forma de vapor o simplemente de calor (aire o gases calientes).

c) *Cogeneración Comercial y de Servicios*, se les conoce de esta forma a los sistemas de cogeneración con generación eléctrica en pequeña escala y calor residual con valores de temperatura del orden de 350°C o menores. En la mayoría de estos casos, la energía eléctrica solo sirve para autoabastecimiento total o parcial (rara vez se tienen excedentes) y la energía térmica se utiliza para precalentamiento de agua, para producción de vapor de baja presión o directamente en forma de calor (aire o gases) para procesos de bajo nivel térmico.

Una situación interesante de esta clasificación, sin ser limitante, es que en la cogeneración comercial y de servicios pueden lograrse eficiencias globales mayores que en los otros dos grupos. Es esta característica la que hace a estos sistemas rentables, ya que por economías de escala, las inversiones unitarias (\$/kW) son generalmente mayores para capacidades pequeñas.

1.4.4. Características de los combustibles empleados para la generación eléctrica y térmica

El tipo, disponibilidad y precio de la fuente energética primaria, ya sea que se trate de un combustible industrial, un subproducto de algún proceso interno o una fuente alterna como la energía solar o la energía geotérmica, es un factor preponderante para la selección del equipo y su amortización.

El carbón sería el combustible mas barato, sin embargo, su aplicación en plantas de cogeneración no se justifica por su alto costo de inversión en los sistemas de transporte, manejo de carbón, ceniza y la limpieza de los gases. Todas las plantas o sistemas deben de cumplir con los convenios internacionales en cuanto a las emisiones de gases contaminantes arrojados a la atmósfera, y por lo tanto, el uso de este combustible requiere de tecnologías muy caras y poco atractivas.

El combustóleo es altamente utilizado en calderas convencionales. Sin embargo su alto contenido de azufre y vanadio, especialmente el combustóleo mexicano, lo hace fuertemente corrosivo y contaminante, requiriendo de un sistema de limpieza de gases muy costoso para poder cumplir con la ley de protección ambiental generando que en algunos lugares se tenga restringido su uso.

El diesel es un combustible menos contaminante que el combustóleo, pero sumamente caro en comparación a otros energéticos, por lo que únicamente es económicamente rentable como respaldo o en lugares donde esté marginado el abastecimiento de un combustible más económico, por ejemplo, en comunidades de difícil acceso.

El gas natural es un combustible relativamente limpio, que al emplearse con un sistema de combustión adecuado no necesita de limpieza especial. Para turbinas de gas es el combustible ideal y su uso en calderas se ha extendido más. Es necesario para que sea rentable, que la planta se encuentre cerca de un gasoducto con la capacidad suficiente para el sistema de cogeneración. Además de que cuenta con un poder calorífico más alto que el combustóleo.

El biogas es ahora una alternativa para aquellos establecimientos o localidades donde se genere cantidades suficientes de desechos orgánicos, capaces de producir biogas de un costo “cero” y emplearse en los sistemas de cogeneración. La utilización del biogas estará restringida a la cantidad de los residuos orgánicos producidos, por lo que solo se puede echar mano de este biocombustible en zonas agropecuarias, tiraderos urbanos o municipales, captadores de desechos humanos, fosas sépticas o drenajes profundos, entre otros.

Conclusión

La cogeneración es un sistema que debe seguir empleándose y expandiéndose para lograr altos rendimientos en generación de energía eléctrica y calor. Por otro lado, es importante tener en cuenta, que existen sistemas de cogeneración que pueden producir excedentes de energía eléctrica y que éstos, pueden ser vendidos a la red pública. Para lo cual, se requiere

saber las disposiciones gubernamentales al respecto, como lo es, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y lo que se deriva de ella [5] [6]. Para este trabajo en especial, se requiere saber las disposiciones oficiales referentes a la cogeneración, venta de energía eléctrica y lo referente a la utilización de energías renovables.

1.5. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

• Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

El Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos establece que: “Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

Dentro del contexto económico mundial que se ha vivido en los últimos años, México ha tenido que venir modernizando el marco legal, económico y de inversión del sector eléctrico para permitir una cada vez mayor participación del sector privado. Esto ha ocurrido primeramente en la generación de energía eléctrica, donde han surgido las siguientes modificaciones [7]:

• Modificaciones a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

El 23 de diciembre de 1992 se publicó a través del Diario Oficial de la Federación el decreto que reforma, adiciona y deroga varias disposiciones de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Esta Ley fue modificada el 22 de diciembre de 1993 [5]. Entre los principales aspectos de la Ley en relación con lo que no se considera servicio público para la generación de energía eléctrica, se mencionan los siguientes:

- La producción independiente
- El autoabastecimiento
- La cogeneración
- La pequeña producción
- La generación de energía eléctrica destinada a la exportación
- La utilización de energía eléctrica de importación

• Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

El 31 de marzo de 1993 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) [6], el cual fue modificado en mayo de 1993 y julio de 1997. Entre los aspectos relevantes del Reglamento de la LSPEE, relacionados con la cogeneración, es importante mencionar los siguientes:

- Se define la cogeneración con mayor detalle (arts. 103 y 106) y se establecen requisitos especiales adicionales a las de los autoabastecedores (arts.104 y 105).
- Se definen, entre otros conceptos, la despachabilidad, el despacho de carga y el costo total de corto plazo.
- Se establece la posibilidad de transmisión en la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de los permisionarios (Arts. 73 y 154 al 158).
- Se establece la posibilidad de venta de energía eléctrica al SEN (Art. 72) y se prohíbe vender o revender energía eléctrica a terceros (Art. 90).

- Se indica que la entrega de energía eléctrica al SEN, con un máximo de 20 MW, se sujetará a las reglas de despacho (Arts. 135 y 147 al 152).
- Se establece que Comisión Federal de Electricidad (CFE) y, Luz y fuerza del Centro (LFC¹) proporcionarán capacidad de respaldo.

La anterior legislación establecía que era la CFE la responsable del servicio público de energía eléctrica, el cual incluía su generación, transmisión y distribución, y la facultaba para la planeación y operación del sistema eléctrico, limitando la participación de los particulares a algunos programas de autoabastecimiento y cogeneración.

De ésta actual legislación se crea el marco adecuado para que los particulares puedan generar energía eléctrica, ya sea para autoabastecimiento y cogeneración, pequeña producción o para su venta a la CFE, su exportación, importación para necesidades propias o su uso en emergencias; aunque conserva para el estado la prestación del servicio público.

El objetivo de esta actual legislación es el de satisfacer la demanda de energía eléctrica al menor costo para CFE, garantizando la estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, por lo que se mantiene a la CFE como organismo regulador, encargado de la planeación y operación del sistema eléctrico, contando con la supervisión de la Secretaría de Energía (SENER), la cual, verifica las instalaciones de alta tensión, dicta las disposiciones relativas al servicio público de energía eléctrica y aprueba los programas que al respecto someta a su consideración la CFE, y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) quien otorga los permisos a particulares.

La demanda de energía eléctrica la determinan varios factores entre los cuales los mas importantes son: el ritmo de la actividad económica, el crecimiento demográfico, el nivel de desarrollo, las condiciones climáticas y geográficas, la estructura y los niveles tarifarios; además, cambios tecnológicos tales como los avances en la eficiencia con que se utiliza la electricidad en los procesos productivos y en los aparatos eléctricos.

El marco regulatorio del sector eléctrico puede resumirse de forma conceptual de acuerdo a las Figuras 6 y 7.

¹ Desaparecida el 11 de Octubre de 2009, por decreto presidencial.

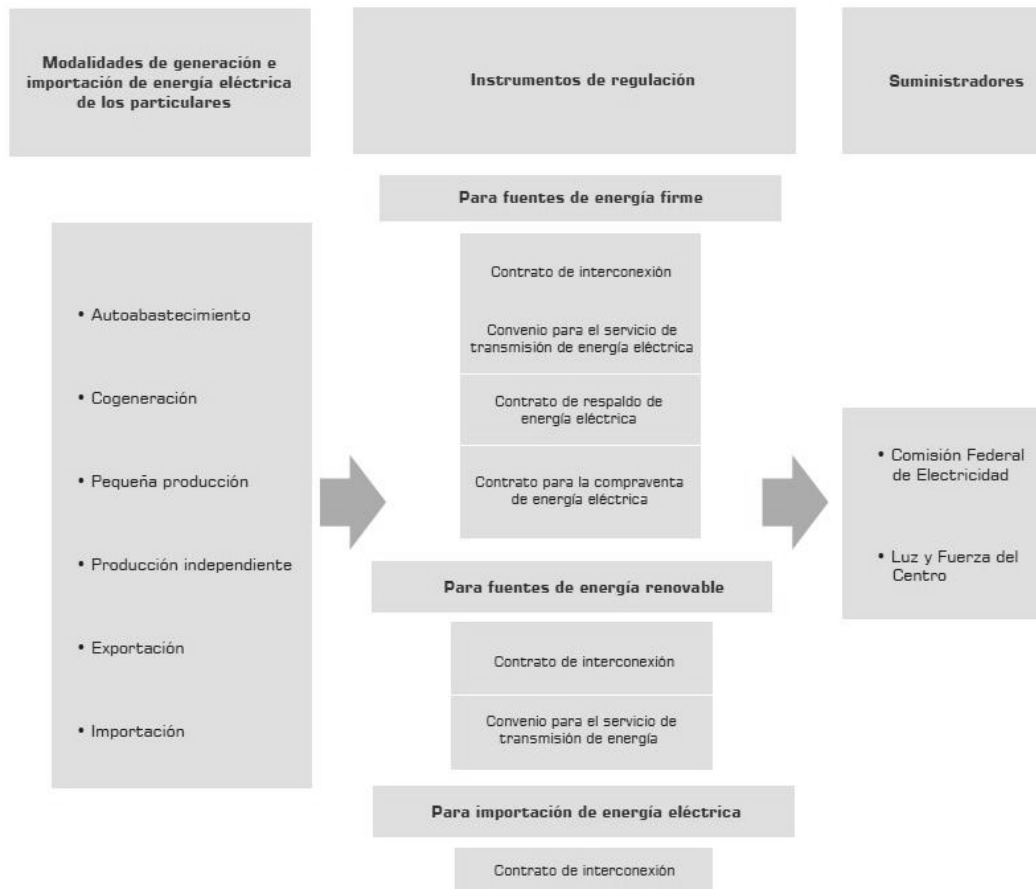


Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Figura 6. Estructura del marco regulatorio del sector eléctrico. Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014, SENER.

Aunado a los ordenamientos jurídicos concentrados en la figura anterior, se puede observar claramente las modalidades e instrumentos a seguir y tomar respectivamente, como estructura general.

Las modalidades de generación de energía eléctrica del sector privado es la correspondiente a la de los particulares. La participación debe cubrir puntos claros definidos por lo denominado como fuentes firmes o fuentes de energía renovables. La transcripción se realizar literalmente tal cual como se ha presentado en la Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014 elaborado por la SENER [8], ésto para evitar ambigüedades.



Fuente: Comisión Reguladora de Energía.

Figura 7. Estructura del marco regulatorio del sector eléctrico mexicano. Tomada de la Prospectiva del sector eléctrico 2005-2014, SENER.

a) Fuentes firmes:

1) Contrato de interconexión. Establece los términos y condiciones para interconectar la central de generación de energía eléctrica con el SEN². Este contrato proporciona al permisionario los elementos necesarios para administrar la demanda de los centros de carga, además de permitirle calcular los pagos por los servicios conexos proporcionados por el suministrador.

2) Contratos de servicio de respaldo de energía eléctrica. Tienen por objeto que el suministrador respalde la central de generación de energía eléctrica en caso de falla, mantenimiento o ambos. Este servicio está determinado en función de las tarifas publicadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

3) Convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica. También conocida como energía económica, establece los procedimientos y condiciones que rigen la entrega de energía eléctrica del permisionario al suministrador de acuerdo con las reglas de despacho

² Sistema Eléctrico Nacional.

del SEN. Este contrato considera que el permisionario pueda realizar entregas de energía económica al suministrador, para lo cual cuenta con tres procedimientos: recepción por subasta, recepción automática notificada y recepción automática no notificada.

4) Convenio de servicio de transmisión de energía eléctrica. Establece que el suministrador recibe la energía eléctrica de la central de generación en el punto de interconexión y la transporta hasta los centros de carga del permisionario de acuerdo con la capacidad de porteo contratada para cada uno de ellos.

b) Fuentes de energía renovable:

5) Contrato de interconexión. Permite llevar a cabo la interconexión necesaria entre el SEN y la fuente de energía renovable y los centros de consumo del permisionario, de manera que dicho contrato sirva de marco para todas las operaciones entre el suministrador y el permisionario.

6) Convenio para el servicio de transmisión de energía eléctrica. Permite transportar la energía eléctrica generada desde la fuente de energía renovable hasta donde se localizan sus centros de consumo.

La regulación para fuentes renovables de energía fue aprobada por la CRE con la finalidad de fomentar el desarrollo de proyectos de generación con fuentes de energía renovable³. Esos instrumentos consideran las características de este tipo de fuentes de energía como es la disponibilidad intermitente del energético primario⁴. Estos instrumentos incluyen conceptos únicamente aplicables a este tipo de fuentes, tales como:

- Energía sobrante.- Cuando un permisionario entrega a sus centros de consumo una cantidad de energía mayor a la correspondiente de su potencia comprometida de porteo o cuando la demanda de los centros de consumo sea menor a la potencia entregada en el punto de interconexión.
- Energía faltante.- Cuando una fuente de energía no satisface la potencia de compromiso de porteo con sus centros de consumo.
- Suministro normal de energía.- Cuando los centros de consumo requieran de energía mayor a la que reciben.

La definición de fuente de energía renovable se modificó en el DOF del 26 de febrero de 2003.

c) Importación de energía eléctrica:

7) Contrato de Interconexión para permisionarios ubicados en el área de control de Baja California, que importan energía eléctrica a través del Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste (Western Electricity Coordinating Council-WECC-), de los Estados Unidos de América, tiene por objeto que la CFE realice la transmisión de energía de importación entre

³ Publicado en el DOF el 7 de septiembre de 2001.

⁴ La definición de fuente de energía renovable se modificó en el DOF del 26 de febrero de 2003.

el punto de interconexión y el punto de carga del permisionario, de manera que este contrato sirva de marco para todas las operaciones entre él y el permisionario.

Conclusión

De la misma manera, será necesario para este trabajo conocer y basar algunas de las decisiones en el decreto por el que se expidió la nueva Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Donde se expresan explícitamente las vías para el aprovechamiento legal de las fuentes renovables⁵.

⁵ Expedida el 28 de Octubre de 2008 a través del Diario Oficial de la Federación (DOF).

II ALTERNATIVAS DE SOLUCIONES TECNOLÓGICAS

Estas pueden ser, dependiendo a la capacidad instalada requerida, costos capital, disponibilidad, y eficiencia; incluyendo tecnologías para la aplicación de energías renovables [33]. Sin embargo, para la microgeneración, las alternativas viables son realmente pocas ya que los costos de equipos para estas capacidades suelen ser más costosos que si se tratara de un proyecto a mediana o gran escala. Para tener una idea de estos costos y sus ventajas y desventajas, se presenta una estimación económica de los costos por KW instalado de tecnología para microgeneración.

Las microturbinas de gas, suelen ser muy versátiles en cuanto al uso de combustible, inclusive éstas, pueden ser accionadas con líquidos. Actualmente se empiezan a construir microturbinas de gas accionadas por biogas, de esta manera su uso se vuelve más versátil. El biogas, a pesar de no contar con un alto poder calorífico puede prácticamente sustituir a cualquier otro energético, siempre y cuando se tenga una fuente de donde provenga dicho biogas. Las microturbinas accionadas con biogas es un área relativamente nueva, puesto que anteriormente eran accionadas principalmente con gas natural, pero en medida que la explotación de la captura de los sistemas que generan biogas se ha ido popularizando, su expansión ha ido en aumento, mostrando resultados altamente confiables.

Sin embargo, es importante conocer cuales son los tipos de microgeneración que existen en el mercado y que pueden competir con las microturbinas de gas a biogas.

II.1. Tipos de microgeneración y costos

De acuerdo a las necesidades de energía eléctrica garantizada, la cual es cada vez más exigida, en donde el área de generación en pequeña escala cuenta con un importante índice que no puede ser despreciado tanto por parte de lo organismos encargados a impulsar la cogeneración, como por aquellos interesados en proyectos de estas magnitudes.

La microgeneración, debe jugar un papel importante para el país, pues los ahorros en combustible, generación de energía eléctrica, y pérdidas por transmisión, son considerablemente importantes para dar una vía de desahogo a la ya preocupante situación que vive el país al no contar con un respaldo definido de capacidad instalada que pueda satisfacer en un futuro la totalidad de la demanda. Por otra parte, el impulso de esta alternativa, haría más eficiente la generación de electricidad y con menores costos de generación, encaminándose a un beneficio múltiple para diversos sectores productivos a nivel nacional.

Cuando se evalúa un proyecto, el costo inicial es un indicador que puede proporcionar una idea de la viabilidad del mismo. Sin embargo, en la evaluación de alternativas es necesario considerar muchos más aspectos. Los costos de operación, que incluyen combustible y mantenimiento, son distribuidos a lo largo de la vida de los equipos, y en muchos casos, constituyen el costo más importante. Además de tomar en cuenta los aspectos del medio ambiente y la confiabilidad del suministro.

Los bajos costos iniciales de los equipos por kW instalado, dependen de grandes volúmenes de producción. Sin embargo, no siempre es así, por ejemplo, las celdas fotovoltaicas fueron introducidas hace unos 35 años con un costo de 30,000 USD/kW, y a pesar del constante crecimiento en el volumen de producción, el costo actual no es menor a unos 4,000 USD/kW.

Las celdas de combustible enfrentan posiblemente un reto aún mayor. Hoy en día, el costo más bajo de una celda de combustible comercial es de unos 4,300 USD/kW. En el caso de las celdas basadas en hidrógeno, la necesidad de establecer una infraestructura para manejarlo, aunque técnicamente posible, crea otra dimensión en costo y reto. Las celdas sólo serían económicamente viables en la medida que la producción de hidrógeno sea más económica.

Comparativamente, las microturbinas de gas (MTG) ofrecen un futuro promisorio. Con un costo inicial de unos 800 USD/kW, en un tiempo relativamente corto los costos han empezado a caer hasta 600 USD/kW y menos.

Las energías renovables como las celdas fotovoltaicas y turbinas eólicas están ganando adeptos y presencia gracias a que no requieren combustible. Sin embargo, tienen serias desventajas en adición a su costo elevado, que es de unos 4000 USD/kW para las celdas y unos 2000 USD/kW para una turbina eólica de 10kW (200 USD/kW). Son plantas de naturaleza difusa, es decir, requieren de espacios físicos mayores que otras plantas generadoras para poder sacar provecho de sus fuentes primarias de energía (sol y viento), así como su producción de energía es intermitente, es decir, no mantienen una producción de energía constante y dependen de las condiciones climatológicas de forma muy estrecha [9].

II.1.1. Microgeneración con microturbina de gas

La microgeneración, es la generación de energía eléctrica mediante equipos de pequeñas capacidades entre ellos las turbinas de gas (30kW y 60kW) [10], denominadas también microturbinas, las cuales tienen la misma función que las turbinas de gas de grandes capacidades pero sin la utilización de flujos de enfriamiento, así como pequeñas relaciones de presiones que por consiguiente da una reducción considerable en la eficiencia global, a pesar de ello, las microturbinas pueden ser de la misma forma aprovechadas en la cogeneración.

En la actualidad, existe un gran número de microempresas que cuentan con demandas de energía no mayores a 1.2 MW que son consideradas como microgeneración de acuerdo a la clasificación estipulada por la Comisión Nacional para el Usos Eficiente de la Energía (CONUEE), anteriormente Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), no obstante, las microturbinas pueden actuar en sistemas interconectados ya sean en serie o paralelo para generaciones como estas.

Las microturbinas han sido utilizadas en complejos donde las capacidades instaladas varían según la capacidad de las microturbinas empleadas y el arreglo que se tenga. Los esquemas conjuntos donde se instalan más de una microturbina se le denomina *Generación Modular*

de Energía, por ejemplo: se han instalado hasta un número de 44 unidades de 60 kW que operan con gas natural para un total de 2.64 MW, y un máximo de 1.5 MW instalados con 50 unidades de 30 kW con biogas [34], realmente la fuente de energía poco importa, lo realmente importante, es la potencia instalada, ya que depende directamente del rendimiento del proyecto y la parte técnicamente factible para llevarse a cabo.

Las microturbinas acopladas a un esquema de cogeneración pueden ser una alternativa que logre disminuir los costos de producción, obtener un aumento en la competitividad, otorgar energía de alta calidad, garantizar continuidad y ofrecer una autosuficiencia en el suministro de energía, con un buen desempeño ambiental. Las microturbinas también cuentan con otras características, muestran flexibilidad en el uso de combustibles, son comercialmente viables, fáciles de instalar y con bajos costos de mantenimiento. Estas también pueden ser utilizadas para generar energía de respaldo o para satisfacer picos de demanda.

El implementar un sistema de microgeneración, no solo beneficia al industrial, sino también acarrea repercusiones favorables para el país, como lo son: a) ahorro de energía eléctrica, b) ahorro en el consumo de combustible, c) reducción de emisiones contaminantes, d) orientación hacia las políticas internacionales para lograr un desarrollo sustentable, e) mejor planeación energética para el futuro.

En el presente trabajo, se pretende analizar de forma objetiva las ventajas que ofrece en la actualidad la aplicación de la microgeneración con microturbina de gas en la pequeña y mediana industria, principalmente en las zonas pecuarias del país. La viabilidad de utilizar las microturbinas como un sistema que ofrezca energía eléctrica, reduciendo sus costos y a su vez, ofrecer calor para cualquier uso en proceso, satisfaciendo parcial o totalmente ambas demandas.

La microgeneración con microturbinas de gas, no es aún un campo muy explorado en nuestro país, sin embargo surge la necesidad de su aplicación para aquellos que cuentan con pequeñas demandas de energía, y que pueden ser abastecidas por ellos mismos, ya sea en forma individual, o en sociedad. Por lo que se hace necesario, elaborar una metodología concreta de los factores que intervienen para llevar a cabo un proyecto de microgeneración y evaluar la factibilidad de su implementación técnica y económica.

Es importante destacar que en México, aproximadamente el 90% de las empresas se encuentran en el rubro de micro, pequeña y mediana empresa, lo cual sus demandas bien cabrían en la clasificación de la microgeneración [11].

Se considera, que estableciendo los factores más relevantes para un proyecto de microgeneración, como son: disponibilidad, tipo de combustible, condiciones ambientales, tipo de sistema (superior o inferior), capacidad y condiciones de energía calorífica; se puede caracterizar en un esquema que brinde los resultados necesarios para la toma de un fallo conveniente, en relación a la selección del tipo de microturbina y características de la recuperación de calor, o en su defecto, optar por otra alternativa de acuerdo a la conveniencia empresarial.

II.1.2. Ventajas y desventajas de las microturbinas de gas

En cuanto a las microturbinas de gas se pueden observar los siguientes aspectos.

1) Características generales

- Rango de generación: de 15 a 100 kW
- Frecuencia de generación: 1600 Hz, para bajar a 50/60 Hz se requiere de electrónica de potencia.
- Mantenimiento Mínimo. El único mantenimiento ha consistido en cambios de filtros de aire.
- Más pequeñas.
- Más ligeras.
- Operan sin vibración.
- Generan menos ruido (@ 70 decibeles).
- Tiempo de operación: 40,000 – 75,000 hrs.
- Combustibles: Gas natural, keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano, biogas, vinazas.

2) Emisiones

De acuerdo a los altos índices de contaminación en los últimos años, a llevado a la consideración de las emisiones de los equipos. Por lo que a continuación se muestran algunas comparativas de las emisiones de los diferentes motores térmicos, en donde podemos ver que las emisiones de las turbinas de gas y microturbinas son las menos contaminantes.

Las consideraciones técnicas que se tomaron para la microturbina en comparativa fue el modelo 330 de la empresa Capstone.

- Las emisiones de NO_x, que es NO + NO₂, son menores a 9 partes por millón (ppm) cuando el combustible empleado es gas natural⁶.
- Las emisiones de CO son menores a 40 ppm.
- Las emisiones de THC (total de hidrocarburos) están por debajo de 9 ppm cuando el combustible es gas natural.

Se resume el perfil de emisiones de una microturbina en la tabla siguiente. Así mismo, se proporcionan los niveles de emisión empleando diferentes métodos de medición.

Tabla 7. Emisiones de una microturbina modelo 330 de la empresa Capstone.

Contaminante	ppmV @ 15% O ₂	gm/kWh	gm/GJ	gm/hp-hr	Lb/kWh	lb/hp-h
NO _x	9	0.223	61.94	0.166	4.91x10 ⁻⁴	3.66x10 ⁻⁴
CO	40	0.603	167.56	0.450	13.3x10 ⁻⁴	9.90x10 ⁻⁴
HC	9	0.078	21.54	0.058	1.71x10 ⁻⁴	1.27x10 ⁻⁴
NO _x + HC		0.301	83.48	0.224	6.61x10 ⁻⁴	4.93x10 ⁻⁴

⁶ El gas natural y el biogas son muy similares, cuando éste último es filtrado y depurado.

II.1.3. Comparación con otras turbinas

Para una correcta comparación de emisiones entre diferentes equipos, las emisiones deberían ser corregidas al mismo nivel de oxígeno en los gases de escape. En adición, el estado de carga durante la prueba (operación con carga parcial o a plena carga) debería ser tomado en cuenta. Las Tablas 8 y 9 comparan los datos de algunas turbinas y máquinas de combustión interna con las microturbinas, a plena carga. Sin embargo, esta información solo se debe utilizar para comparaciones someras, ya que para dar una evaluación más precisa, es recomendable tomar las mismas consideraciones para cada uno de los equipos evaluados.

Tabla 8. Comparación de las emisiones (ppm@15%O₂) de una microturbina con turbinas industriales.
Combustible: Gas natural.

Tecnologías	Rango	NOx	CO	THC
Microturbina (a)	30 kW	9	40	9
Turbinas industriales (b)	0.8 – 11 MW	6 - 140	1-462	6-559

- a) Reportado por el fabricante.
b) Resultados de pruebas reportadas por la EPA (Environmental Protection Agency).

II.1.4. Comparación con motores reciprocantes

En ausencia de dispositivos de “post combustión”, como convertidores catalíticos, las máquinas de combustión interna pueden tener niveles muy altos de emisiones. La Tabla 9 resume los niveles de emisión de un rango amplio de estas máquinas.

Tabla 9. Comparación de las emisiones (ppm@15%O₂) de una microturbina con máquinas reciprocantes.

Tamaño del Motor Reciprocante	NOx	CO	THC (a)
170 kW – 1500 kW (c)	30-3214	325-833	2747
35 kW (c)	31-454	244-378	NR
Microturbina (b)	9	40	9

- a) Los datos de THC sólo están disponibles para la máquina de 1500 kW
b) Alimentada con gas natural c) Fuente: EPA (Environmental Protection Agency)

Se puede observar, en general, que las microturbinas cuentan con índices menores en los diferentes productos de la combustión.

Algunas otras ventajas de las microturbinas de gas sobre los motores de combustión interna o reciprocantes, principalmente lo motores a diesel modificados que se están empleando en algunos proyectos de generación de energía a través de biogas, se pueden resumir en la siguiente lista:

- Los motores a diesel requieren de una cimentación especial.
- La instalación es más costosa que la de las microturbinas.
- Generan mayor ruido (igual o mayor a 75 decibeles).

- A pesar de utilizar biogas, no pueden emplearlo al 100%, por lo que emplean una mezcla biogas/diesel, la cual hace que el proyecto siga dependiendo de un energético caro y sigue contribuyendo a la generación de CO₂ por medio de una fuente fósil.
- La sustitución del biogas se da en un promedio cercano al 65%, energéticamente hablando, siendo el 35% diesel, el cual es un combustible caro.
- El mantenimiento del motor diesel es más caro y requiere de cambios de aceite continuos, así como de filtros y afinaciones.
- Requieren de una adecuación técnica para funcionar con biogas.
- Las microturbinas son de fácil y rápida instalación. Poseen un sistema de control capaz de interactuar a control remoto con una central a través de una computadora.

II.1.5. Combustibles para la microgeneración

Los combustibles para generar energía eléctrica son, principalmente, de origen fósil, es decir, provenientes de los hidrocarburos. En algunos países como E.U. y China, emplean además, el carbón, como otra fuente de combustible, sin embargo, se sabe que tanto los hidrocarburos como el carbón, son altamente contaminantes con excepción del gas natural. Siendo el petróleo, el carbón y el gas natural los energéticos que cubren alrededor del 80% de las necesidades energéticas del planeta. De acuerdo a la Prospectiva Energética Mundial 2008 [12], para el 2030 la demanda energética podría crecer hasta un 50%. De tal manera que el consumo de los hidrocarburos se incrementará descomunalmente, sin embargo, el abasto de éstos es algo que mantiene en constante preocupación a las naciones de alto consumo. En lo que respecta a las energías renovables, estas han representado un crecimiento interesante en las últimas décadas, llegando a tener una participación en el año 2007 del 17%, de acuerdo al crecimiento esperado, se estima que estas se dupliquen para el 2030.

Sin embargo, el crecimiento vaticinado para el 2030, no ha resuelto el como poder suplir los energéticos, si los pozos petroleros van en declive, ya que la producción en los campos maduros en el mundo declinan 6.7% al año. México en particular, tiene un declive de producción del orden del 20% menor que hace 4 años [12].

Actualmente, muchos de los sistemas de generación de energía eléctrica se han mudado al esquema de utilizar gas natural por sus bondades ecológicas y un manejo relativamente fácil, además de utilizar esquemas de cogeneración o ciclos combinados ayudando a mantener mejores costos de producción de energía eléctrica por el mismo costo energético.

A todo esto, el problema de garantizar energía eléctrica a lo largo del país, para industriales de bajo consumo los cuales entran en la categoría de la microgeneración, puede ser tomado y solucionado por los mismos industriales que logren ver el potencial de generar energía eléctrica con sistemas de microgeneración a costos competitivos y de tecnologías probadas.

Un sistema de microgeneración que opere con gas natural en las ciudades urbanizadas y en las zonas rurales, representa una contribución al ahorro de energía por parte del gobierno, así como generar energía eléctrica a pequeños establecimientos dándoles autonomía parcial

o completa. Sin embargo, la operación de microturbinas con gas natural requiere de gasoductos cercanos, por lo que la implementación queda restringida a las redes de distribución existentes de este energético. Otro problema, como ya se ha mencionado con anterioridad, es la escasez de gas natural y su posible aumento en costo. Por otro lado, un combustible que es de uso común y que se puede conseguir en prácticamente cualquier lugar, es el gas LP, este gas es utilizado desde hogares hasta industrias de mediana y gran escala. Pues a pesar de su costo, que es más elevado que el gas natural, es menos volátil y su servicio es confiable, y puede ser abastecido fácilmente.

Existen otros combustibles como la gasolina, que se emplea en generadores de energía de baja escala como microgeneración, y el diesel, el cual se emplea para respaldo de empresas o industrias de pequeña, mediana y gran escala. La desventaja de estos dos combustibles mencionados es que ambos, son caros y últimamente han presentado incrementos en sus tarifas que reducen la factibilidad de generar energía eléctrica a través de ellos en zonas urbanas y por lo tanto su uso se reduce a solo energía de respaldo. No obstante, se emplean demasiado en zonas alejadas donde no se cuenta con red eléctrica del gobierno y resulta más caro no tener energía eléctrica.

Últimamente, se han empleado alternativas para la generación de energía eléctrica como:

- Eólica
- Fototérmica
- Fotoeléctrica
- Biomasa (en los cual se localiza el Biogas)

En donde cada una de ellas presenta ventajas y desventajas, ya que algunos son intermitentes y por lo tanto su generación no es continua, las que no lo son, como la biomasa, se aprovecha regularmente en las zonas donde se focalizan grandes cantidades de residuos orgánicos por lo que su aplicación se ve restringida. Sin embargo, en las zonas agropecuarias estas alternativas son muy abundantes. Mientras que para las zonas donde la biomasa es abundante se emplea como combustible, el cual es combustionado de forma directa:

- Madera
- Residuos orgánicos como hojas, hierbas y/o bagazo de caña
- Estiércol compactado y seco

A pesar de ser un recurso renovable y natural que no requiere de transformación y es aprovechable directamente de la naturaleza sin ningún costo, si presentan desventajas en cuanto a su combustión, ya que producen grandes cantidades de residuos volátiles como cenizas, que no se controlan y por lo tanto son susceptibles a producir enfermedades respiratorias graves.

Por otro lado, el biogas se crea a través de la biomasa de forma natural en ausencia de oxígeno y que tiene propiedades similares a la del gas natural (aunque con menor poder calorífico), por lo que es un gas limpio y se puede capturar de forma relativamente sencilla. El exceso de materia orgánica producido en las zonas agropecuarias, puede ser aprovechada de tal manera que en lugar de ser un costo extra al manejarlo, genera un energético con alto

valor ya que puede sustituir cualquier combustible conocido y asignársele ese valor de sustitución. Por lo que aprovechar los residuos orgánicos acelerando su descomposición de forma anaerobia capturando el biogas producido, al mismo tiempo que se aprovecha el biofertilizante obtenido de forma secundaria, representa una ventaja para todos aquellos que cuenten con grandes cantidades de sólidos orgánicos y tengan una demanda de energía eléctrica considerable, así como demanda de calor para usos varios.

II.1.6. Microturbina accionada con biogas

Debido a que la microturbina que se pretende analizar en este trabajo, es una microturbina de gas accionada con biogas, es necesario conocer acerca de las características, propiedades y todo lo que engloba la implementación y uso del biogas, no solo como un combustible de sustitución económico, sino que además, es un biocombustible limpio. El uso de biogas como energético de sustitución, puede generar diferentes beneficios, estos pueden relacionarse a la posible obtención de bonos de carbono a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio, por otro lado, al provenir de una fuente orgánica en proceso de descomposición, se acelera dicho proceso y se obtiene un subproducto al cual se le denomina biofertilizante, el cual tiene propiedades similares a los fertilizantes de origen químico. De tal manera que el biofertilizante puede sustituir el fertilizante comercial a un costo mucho menor.

II.1.7. Análisis de una microturbina

Las microturbinas funcionan de forma muy similar a las turbinas de gas de medianas y grandes capacidades, como se mencionó anteriormente, la diferencia está en que las primeras no utilizan sistema de enfriamiento como en el caso de las segundas. De tal manera que las microturbinas están constituidas, de igual forma por: un compresor, una cámara de combustión interna y un expansor. Por lo que las ecuaciones de análisis son las mismas.

$$\frac{P_3}{P_4} = \frac{P_2}{P_1} \quad \therefore \quad \frac{P_3}{P_2} = \frac{P_4}{P_1} \quad \text{Consideración 1}$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{T_2}{T_1} \right)^{k/(k-1)} = \frac{P_3}{P_4} = \left(\frac{T_3}{T_4} \right)^{k/(k-1)} \quad \text{Ec. 1}$$

$$\frac{T_3}{T_4} = \frac{T_2}{T_1} \quad \therefore \quad \frac{T_3}{T_2} = \frac{T_4}{T_1} \quad \text{y} \quad \frac{T_3}{T_2} - 1 = \frac{T_4}{T_1} - 1 \quad \text{Consideración 2}$$

$$\eta_{term} = 1 - \frac{1}{(P_2/P_1)^{(k-1)/k}} \quad \text{Ec. 2}$$

$$\eta_{term} = 1 - \frac{C_p (T_4 - T_1)}{C_p (T_3 - T_2)} = 1 - \frac{T_1 [(T_4/T_1) - 1]}{T_2 [(T_3/T_2) - 1]} \quad \text{Ec. 3}$$

II.1.8. Simulador microturbina MTG

Se construyó un simulador para el análisis de la microturbina, primeramente se analizó empleando gas natural, para poder comparar las curvas de comportamiento de la hoja técnica con la simulación y validar los resultados. Posteriormente, el simulador se empleó para ajustar los datos de la turbina de gas accionada con biogas. Es importante mencionar que las turbinas que se accionan con gas natural u otro combustible no son las mismas que las que se emplean para ser accionadas con biogas.

El simulador requiere que se alimente de datos correspondientes a la hoja técnica para poder empezar la simulación, posteriormente se calculan las eficiencias de los equipos. Es indispensable que la primera simulación sea a condiciones ISO, para poder cotejar los resultados. De tal manera que los resultados están orientados a obtener, el flujo de combustible y el flujo de aire, así como la potencia simulada, temperatura a la salida del compresor, a la entrada y salida del expansor, la eficiencia neta y el Heat Rate. Los resultados de esta primera simulación pueden imprimirse en formato PDF directamente.

El sistema también puede ser evaluado como sistema de cogeneración, en el cual se deben alimentar los datos correspondientes al agua de alimentación para calentamiento y datos técnicos de los equipos utilizados. De igual manera, existe un apartado donde se introducen los supuestos económicos para realizar las evaluaciones, tanto económicas como exergicas y exergoeconómicas.

El simulador presenta tres distintos bloques de datos de salida, los cuales comprenden: ciclo Bryton por primera ley, ciclo Brayton con cogeneración, y análisis de ciclo de cogeneración con valores exergoeconómicos. Además de que el programa cuenta con la memoria de cálculo completa sobre todos los flujos y consideraciones empleadas para cada cálculo.

Se incluye el desarrollo metodológico para obtención de los costos exergoeconómicos incluyendo las matrices y ecuaciones complementarias. Así con el esquema del sistema y una tabla final de valores tanto técnicos como económicos de cada punto involucrado en el sistema. Incluye también, un apartado de análisis de valor de dinero en el tiempo para un plazo de 20 años (este puede modificarse).

El código fuente utilizado para la creación de este simulador aparece y se expresa completamente en la parte final de este documento (Anexos I y II). Las carátulas y formas gráficas se presentan al inicio y en la sección final de resultados respectivamente.

II.1.9. Puntos generales

Para la determinación de las variables en la evaluación del proyecto se consideraron puntos que tuvieran una relación directa con la eficiencia del ciclo. Para el funcionamiento del programa se consideró la humedad relativa del lugar, la presión atmosférica, así como la

temperatura ambiente promedio. El poder calorífico se introduce directamente al programa, así como los valores relacionados al equipo de microgeneración: relación de presiones, eficiencias, flujo de gases exhaustos y el Heat Rate.

El análisis del sistema se realiza a través de la aplicación de la primera y segunda ley de la termodinámica, los resultados serán presentados en dos formas finales, la primera constará de datos tabulados de acuerdo a los flujos y equipos existentes y la segunda, presentará un esquema representativo indicando las propiedades de cada uno de los flujos y equipos por separado.

La metodología se basa principalmente en la definición de las corrientes, es decir, cada corriente se debe definir por el concepto de FUEL (F), PRODUCTO (P) o PÉRDIDA (L), esto ayudará a realizar los balances individuales por equipo que conforman el sistema.

II.1.10. Puntos desglosados del análisis en el simulador MTG

El simulador se denominó MTG, el cual significa, microturbina de gas. En breve se indican los cálculos realizados de acuerdo a los pasos a grandes rasgos.

Para la aplicación de la microgeneración (30 kW, 60 kW, 1.5 MW ó 2.64 MW).

- a) Conocer la demanda máxima y mínima de energía eléctrica. En donde estos datos en primera instancia serán tomados de manuales o información técnica de algún equipo de catalogo.
- b) Conocer la demanda máxima y mínima de calor utilizado. Se hará la misma consideración que en el inciso anterior.
- c) Conocer la capacidad instalada y su posible crecimiento necesario a futuro.
- d) Conocer los costos de facturación de la energía eléctrica utilizada. Para este punto, los datos ya serán reales, por lo tanto, los incisos “a” y “b” contarán con valores de algún sistema existente.
- e) Tratamiento de la información e introducción de los datos al simulador MTG.

Puntos analizados con el modelo desarrollado para la microgeneración.

- f) Realización del análisis termodinámico, exérgico y exergoeconómico.
- g) Evaluación económica, cotización y disponibilidad de equipo.
- h) Comparativa entre costos de energía globales antes y después del análisis.
- i) Evaluación de la tecnología existente.

II.1.11. Validación del simulador MTG con gas natural

Fue necesario validar el simulador con datos técnicos para poder seguir con los análisis. Uno de los problemas más comunes en las simulaciones de turbinas de gas, se debe a que son muy sensibles a la temperatura ambiente y presión ambiente, por lo tanto, se vuelven poco predecibles ya que también, todas las turbinas presentan comportamientos diferentes y no se puede simular una turbina con los datos de otra, por lo que se introdujo una variable que se comporta casi sin variación en todos los casos.

Esta variable independiente introducida, ayuda de manera práctica a evaluar la microturbina sin recurrir a la hoja técnica, es decir, el programa se ajusta hasta obtener los datos de la turbina en condiciones ISO y posteriormente se corre en una gama de temperaturas, siempre y cuando sean mayores a 15° C. De esta manera se construye la hoja de comportamiento de la microturbina simulada con características muy similares a las características de diseño y de la hoja técnica.

La variable contemplada, que en posteriormente se fijó como una constante, fue el flujo volumétrico ya que en términos prácticos es constante. De esta manera, se puede iniciar el ajuste de los parámetros de eficiencias y posteriormente correr el programa en la gama de temperaturas. Los resultados de la simulación se pueden apreciar en la Figura 8.

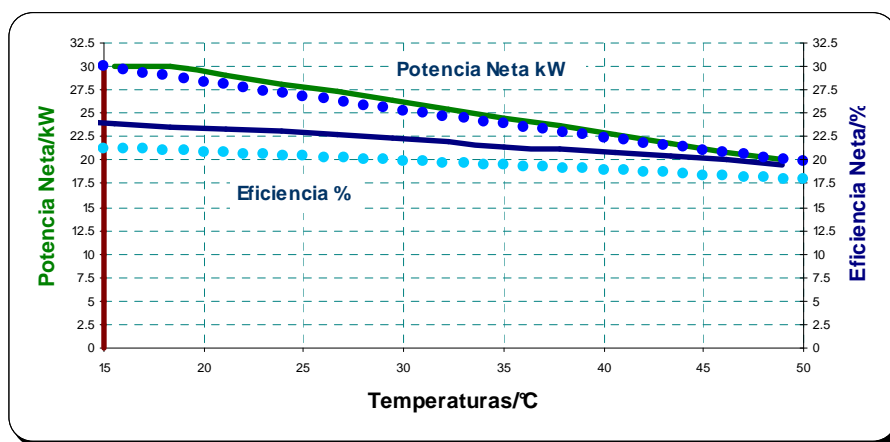


Figura 8. Datos de Simulación vs. Datos técnicos.

- Las líneas continuas corresponden a los datos obtenidos de la hoja técnica.
- Las líneas punteadas corresponden a los datos obtenidos por la simulación.

Como se observa, la simulación es muy cercana a los datos de la hoja técnica. Partiendo de esto, se prosiguió a la evaluación del sistema de microgeneración a las condiciones locales de 25° C y 2200 msnm aproximadamente, los resultados se presentarán en el capítulo correspondiente.

Como dato adicional a la simulación, en la hoja técnica, los datos reportados varían entre sí en relación a que algunos fueron obtenidos con valores de PCS y otros con PCI en otras ocasiones no se especifica que poder calorífico se utilizó. De la misma manera, no se menciona las condiciones de concentración de los gases presentes en el biogas que se empleó para la obtención de los datos reportados. Por esta razón, los datos de eficiencia pueden variar con los datos de la hoja técnica y algunos otros valores como la relación de compresión. De cualquier manera, se hicieron pruebas para hallar la relación de presiones que pudiera acercar los resultados a los datos de la hoja técnica, obteniendo como resultado una relación de presiones de 5.1, conociendo que en las microturbinas este valor oscila entre 2 y 5. Por lo tanto, de forma general se observa que los datos y las tendencias coinciden.

II.2. Biogas

El biogas es un producto proveniente de ciertos fenómenos naturales que pueden darse sin la intervención del hombre. La principal característica para que este gas se produzca, es que debe estar en ausencia de oxígeno. El nombre de biogas, se deriva principalmente porque proviene de la biodegradación de materia orgánica a través de procesos anaerobios, este sistema se lleva a cabo por la interacción de los microorganismos en el interior de la materia orgánica.

Este biogas, esta compuesto principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), y por otros gases en menor proporción. Este gas posee un poder calorífico suficiente como para sustituir otros combustibles. El biogas puede emplearse en la generación de energía eléctrica, calefacción, cocción de alimentos, evaporación de agua, hornos, estufas, secadores, calderas y otros sistemas de combustión.

Otro beneficio de la biodegradación de materia orgánica es que al darse a través de fenómenos controlados y medios o dispositivos puede, no solo, generarse biogas como sustituto de combustibles fósiles, sino que además, se logra una bioremediación natural al ambiente de manera acelerada. La biodegradación produce un residuo orgánico prácticamente inerte, el cual posee características similares a los fertilizantes de origen químico, sin embargo, el biofertilizante obtenido es de cero costo si se considera que es un subproducto.

Con un poder calorífico que va entre 18,000kJ/kg a 25,000kJ/kg, en algunos casos y dependiendo el origen de la materia orgánica, este valor puede aproximarse a los 30,000kJ/kg. Sin embargo, los sistemas de filtrado y eliminación del CO_2 hacen que el poder calorífico aumente y se llegue a tener un gas con alto poder calorífico similar al del gas natural.

II.2.1. Características del biogas

El biogas presenta algunas características que deben ser tomadas muy en cuenta cuando se pretenda sustituir este energético por uno convencional, ya que sus propiedades lo hacen exclusivo en su uso, y deben de tomarse en cuenta las modificaciones a los quemadores y/o motores donde se lleve a cabo la combustión, salvo las microturbinas las cuales están diseñadas para trabajar con biogas.

En cuanto a la sustitución se refiere, se debe tomar en cuenta también, que el biogas es un gas equivalente y solo se puede sustituir comparativamente con el energético a reemplazar, por lo que el biogas no tiene un costo de extracción, transporte y distribución, que pueda comercializarlo (hasta el momento). Este costo tanto económico como energético que tomará el biogas deberá de provenir de un esquema de equivalencias, como se muestra en la Tabla 10.

Tabla 10. Equivalencia de Biogas hacia otros energéticos. Adaptación del trabajo de Botero y Preston (1986).

Equivalencias por cada m ³ de biogas generado	
Alcohol	1.1 litros
Gasolina	0.8 litros
Gas-oil	0.65 litros
Gas Natural	0.76 m ³
Carbón de piedra	1.5 kg
Electricidad	2.2 kW/h
Diesel	0.55 litros
Gas LP	0.488 kg
Gas LP	0.884 lt
Madera	1.3 kg
Estiercol de vaca seco	1.2 kg
Residuos de plantas	1.3 kg

Existen discrepancias entre algunas equivalencias, principalmente en cuanto a la generación de electricidad, ya que este valor depende de las eficiencias de los motores y de la calidad del biogas, sin embargo en la Tabla 11 se muestra una equivalencia con la que se propuso un proyecto en Argentina, para el reciclaje de 1 toneladas de basura al día [13].

Tabla 11. Rendimientos del biogas.

Un metro cúbico de biogas totalmente combustionado es suficiente para:
1 Generar 1.25 kW/h de electricidad.
2 Generar 6 horas de luz equivalente a un bombillo de 60 Watts.
3 Poner a funcionar un refrigerador de 1 m ³ de capacidad durante 1 hora.
4 Hacer funcionar una incubadora de 1 m ³ de capacidad durante 30 minutos.
5 Hacer funcionar un motor de 1 HP durante 2 horas

II.2.2. Rendimientos de producción de biogas

En cuanto a la producción de biogas, se debe tomar en cuenta que la producción depende de variables tales como:

- Temperatura ambiente
- Temperatura interna del biodigestor
- Altura del lugar
- Material de alimentación (sustancia orgánica)
- Relación de sólido/líquido
- Acidez
- Tóxico
- Agitación

De las cuales solo dos de ellas se consideran fáciles de controlar, tales como, la temperatura interna del biodigestor y la relación de sólido/líquido. Por otra parte, las demás variables, difícilmente se pueden cambiar, por lo que se toman como constantes en la evaluación de un sistema de generación de biogas y es el diseño de la planta el que se tiene que adaptar a las variables de su entorno.

Por tal razón, ninguna planta de biogas se puede construirse de la misma manera, y aunque así fuera, los rendimientos en la producción de biogas no pueden ser los mismos para diferentes condiciones.

La variable que hasta el momento se considera la más importante es la temperatura interna del biodigestor, ya que esta define la cantidad de biogas producido y el tiempo de retención de la materia orgánica dentro del biodigestor (Ver Tabla 12). Los tiempos de residencia puede variar entre 10 días y 70 días, haciendo con esto que algunos biodigestores pequeños obtengan las mismas eficiencias que biodigestores mas grandes para la misma cantidad de sólidos orgánicos depositados diariamente.

Tabla 12. Rendimientos de producción de biogas con diferentes Temperaturas vs. Tiempos de retención.

Temperatura	Tiempos de Retención	Eficiencias	Calefacción
°C	Días	m3 biogas/m3 biodigestor	SI/NO
10 - 25	50 - 70	0.01 - 0.30	NO
30 - 40	20 - 30	0.70 - 1.00	SI
40 - 55	10 - 20	1.00 - 2.00	SI

La producción del biogas hasta el momento se ha llevado a cabo mediante residuos orgánicos urbanos así como excretas de animales principalmente de granjas y casas, tales como:

- Vacuno
- Porcino
- Conejos
- Pollos
- Entre otros

Sin embargo, existen pocos estudios donde se involucren la generación de biogas a través de excretas de origen humano. A pesar de ello la generación de biogas de esta forma permitiría disminuir los contaminantes vertidos a los afluentes locales, así como los olores producidos por la descomposición en las tuberías del drenaje.

La generación de biogas a través excretas humanas disminuiría al mismo tiempo los consumos de gas natural o gas LP en zona habitacionales u hoteles. Por lo que no se descarta su aplicación más extensa en un futuro.

El biogas se obtiene a través de un proceso de digestión anaeróbica, la cual se considera la forma más sencilla y segura de dar tratamiento a los excrementos de animales y humanos. Además de ser una fermentación natural que forma parte del ciclo biológico, por lo que los residuos se consideran no contaminantes [14].

II.2.3. Primeros usos del biogas

Los primeros indicios de la utilización de biogas data antes del XX cuando era quemado para dar iluminación en Inglaterra, sin embargo con la explotación del petróleo crudo y sus derivados a gran escala, a partir de los años 1930's el uso del biogas se dejó a un lado por

mucho tiempo. Debido a la crisis de los 1970's el uso del biogas se intensifico y hoy en día representa una forma de sustentabilidad para campesinos y ganaderos en muchas partes del mundo, principalmente en China, India, EU., Holanda, Francia, Gran Bretaña, Suiza, Italia, Filipinas y Alemania.

II.2.4. Ventajas y desventajas en emplear biogas

Los desechos orgánicos generan biogas a diferentes velocidades, esto debido a su concentración de sus componentes. La generación de biogas puede estimarse de dos maneras generalmente:

1. Cuando los desechos orgánicos se encuentran en recipientes y no fluyen, es decir, los desechos se mantienen estáticos hasta agotar el total de la producción de biogas.
2. Cuando los desechos orgánicos fluyen en un circuito abierto, donde los desechos no se mantienen estáticos. La generación de biogas obtenida es cuando los desechos llegan a su máxima producción y empieza a decaer. Otra característica de este punto es, que el flujo de los desechos es continuo y que solo esta en el biodigestor un periodo de acuerdo al contenido de los desechos orgánicos.

De acuerdo a las dos formas de generación de biogas, existen por tanto dos metodologías para su cálculo, sin embargo, en este caso, solo nos interesa la generación de biogas relacionada al punto dos, ya que el primero abarca lo que son fosas de muy alta capacidad de almacenaje como los basureros y rellenos sanitarios. Los cuales dependen de modelamiento diferente donde se involucra un factor de decaimiento de la producción de biogas a través de la vida útil del reservorio de basura.

Debido a que el tiempo de residencia de los desechos orgánicos se define de acuerdo a las características e inclemencias del lugar, se debe tener un conocimiento previo de las capacidades de generación tomando en cuenta no solo los tiempos de residencia, sino también otros factores como ya se ha mencionado.

La ventaja de obtener un gas útil de esta manera, es disminuir los índices de contaminación a la atmósfera además de disminuir la contaminación de los afluentes enviados a los canales y ríos locales. Así como también aprovechar un energético que se esta desperdiciando por el simple hecho de no captarlo. Obteniendo un combustible limpio de bajo costo y autogenerado, proporcionando independencia de los mercados locales del gas natural, gas LP, diesel, gasolina o cualquier energético que se utilice.

Los beneficios finales de utilizar estas fuentes de combustibles son varios y diversos entre sí, como bien se muestran a continuación,

- Disminución de la cantidad de contaminantes a la atmósfera.
- Disminución de la concentración de contaminantes en los ríos y canales locales.
- Disminución de contaminación en los mantos freáticos.
- Autosuficiencia en el consumo de energía eléctrica.
- Autosuficiencia en el consumo de calor.
- Alta rentabilidad en el proyecto.
- Biofertilizante de alto nivel nutrimental para los cultivos.

- Independencia de los mercados de fertilizantes de origen químico.
- Venta de biofertilizante.
- Beneficios por el mercado de bonos de carbono a través de los Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).
- Tiempo de recuperación de la inversión no mayor a 3 años en la mayoría de los casos.
- Tasa interna de retorno muy atractiva para los inversionistas

Entre algunas desventajas que se pueden atañer a esta tecnología, se encuentran las siguientes,

- Modificaciones estructurales *in situ*.
- Disponibilidad de espacio suficiente.
- Falta de educación y resistencia a la tecnología propuesta.
- Falta de leyes y/o reglamentos a nivel nacional o municipal para la introducción de esta tecnología con mayor facilidad.
- Pocos estímulos económicos empresariales y/o gubernamentales para promover estas tecnologías.
- Desconocimiento general de esta tecnología.
- Falta de organismos encargados a difundir, apoyar y llevar a cabo empresas de soporte técnico.
- Alto costo inicial

II.2.5. Enfoque favorable para proyectos de biogas en México

Dado que México es un país en vías de desarrollo el cual cuenta con un potencial en proyectos de transformación de biomasa de acuerdo a su industria, que podría verse beneficiado por el mercado de certificaciones de bonos de carbono antes del 2012, a través de proyectos MDL, los grupos más beneficiados serían los siguientes,

- Rellenos Sanitarios (Ciudades, Delegaciones, Municipios, Privados)
- Tiraderos Municipales (Públicos o Privados)
- De servicios (Hoteles, hospitales, escuelas, mercados, restaurantes, entre otros)
- Granjas (Puercos, Aves, Vacas lecheras, Borregos, Conejos, Ganado, Ganado para Píe de cría, etc.)

Estos últimos lugares o establecimientos, poseen altas cualidades para aprovechar sus recursos de una manera benéfica, ya que en el lugar donde se establecen son lugares que cuentan con espacios, son zonas aisladas, regularmente no cuentan con instalaciones federales que puedan satisfacer sus necesidades energéticas y además producen grandes cantidades de desechos orgánicos.

El biogas en estas instalaciones puede ser una fuente abundante y constante, ya que regularmente se puede producir biogas para las satisfacciones del mismo establecimiento, en algunos otros casos, el potencial de biogas que se puede producir rebasa los insumos energéticos que requieren las instalaciones. Por lo que el biogas puede utilizarse en los motores de los vehículos de carga, lanchas y tractocamiones.

Debido a las potencialidades del biogas en estos establecimientos, las instalaciones de otras alternativas de generación de calor y de electricidad pueden estar demás, tales como:

- Calentadores solares convencionales para calentamiento de agua entre 40° C y 60° C.
- Calentadores solares no convencionales para calentamiento de agua hasta el punto de evaporación para su posterior conversión a energía eléctrica.
- Celdas de combustible, aún demasiado costosas y no se considera como una tecnología madura en el mercado.
- Energía eólica, debido a que requiere de baterías para el almacenamiento de energía para su funcionamiento continuo, resulta ser una tecnología aún costosa.
- Energía fotovoltaica, requiere de baterías costosas y de una vida útil corta (6 años) en relación al equipo de generación que es de 20 años.

La energía eólica y fotovoltaica son tecnologías que requieren de baterías para almacenamiento de la electricidad, esto último eleva de manera considerable los costos, sin contar que las baterías tienen una vida útil aproximada de 6 años y hay que renovarlas en estos periodos. En el caso donde la energía a través de estas dos tecnologías no usen acumuladores y estén conectadas a la red de electricidad de forma directa, se tiene la desventaja de que siguen siendo costosas y su generación es difusa.

Los calentadores solares pueden utilizarse de alguna manera, en un esquema combinado de biodigestor/calentador solar, para cuando las temperaturas son bajas en la zona y los biodigestores requieran estar en temperaturas internas mayores a 18° C para no menguar considerablemente la eficiencia de generación de biogas. Sin embargo, en los casos donde el biogas se utilice para generar energía eléctrica, los gases productos de la combustión sirven para calentar el interior del biodigestor a una temperatura constante durante todo el año. Por lo tanto este último esquema es el más adecuado debido a que es de fácil construcción, es una tecnología comercial y además ha sido probada ya en algunos países de forma muy eficiente y con interesantes resultados.

II.2.6. Evaluación de costos por la utilización de biogas proveniente de una fuente de sustancias orgánicas de desperdicio

Se considera que la evaluación de costos y la comparativa con el energético que el biogas sustituya, es algo que aún no puede evaluarse de forma íntegra y total, ya que los beneficios de sustituir un energético de origen fósil por uno de origen renovable no tiene manera de cuantificarse debido a que los beneficios de sustentabilidad no pueden evaluarse con costos tangibles. De igual manera, los costos de los biofertilizantes obtenidos no pueden equipararse en su totalidad con los fertilizantes de origen químicos ya que los dos presentan en algún punto, beneficios donde uno y el otro no los brinda. Por otro lado, las ventajas del biofertilizante utilizado en las tierras de cultivo, mostrarían a futuro los verdaderos valores reflejados en la producción de las tierras y la calidad de los cultivos obtenidos.

De alguna manera, a los biofertilizantes se les puede dar un valor aproximado, ya que se dice que el biofertilizante brinda mejores características que los fertilizantes de origen químico.

Por otro lado, no se contabiliza una evaluación de sustitución de fuentes energéticas convencionales por el biogas, ya que el biogas proviene de una fuente de sustancia orgánica que de otra forma se descompondría de manera natural, la cual es en sí misma un foco de infección, una fuente de malos olores y su degradación es más tardada al aire libre. Estos beneficios que presenta un biodigestor al digerir sustancias orgánicas no se puede cuantificar, ya que se desconoce cuantas y que tipo de enfermedades produce un foco de infección de este tipo, y además, cuál es la recurrencia de enfermedades en las personas ocasionada por estos focos de infección. El mal olor, de la misma manera, no tiene un valor económico estipulado, siendo que el efluente obtenido (biofertilizante) por un biodigestor es casi inodoro, libre de más del 80% de las sustancias patógenas [14], entre ellas hueva de moscas y otras formas de vida dañina para el ser humano.

Por lo que los análisis de factibilidad de un proyecto de sustitución por medio de biogas no es un análisis total y sin embargo, los resultados, así como se obtienen siguen siendo más favorables para una tecnología renovable de este tipo que seguir utilizando tecnologías convencionales.

II.2.7. Marco legal ante la generación de biogas

Realmente no existe hasta el momento un marco regulatorio que ceda los derechos para aprovechar la producción de biogas mediante una fuentes de sólidos orgánicos, sin embargo, la producción de biogas a mediana o gran escala, como lo pueden ser biodigestores con flujos mayores a 1000kg diarios o tiraderos municipales, tienen producciones considerables, donde lo más viable es aprovechar el biogas en la generación de electricidad principalmente y en un segundo caso, un esquema para calentamiento o evaporación de agua. Sin embargo, se puede utilizar el biogas, siempre y cuando sea suficiente, en la industria más intensiva, energéticamente hablando.

Pero como se menciona anteriormente, uno de los principales usos del biogas, es su combustión para la generación de energía eléctrica, lo cual nos remonta, nuevamente, al marco regulatorio para la generación de energía eléctrica en México [5] [6]. Como menciona en su publicación del 2009 el Instituto Mexicano de la Competitividad, México posee una de las regulaciones más estrictas y poco eficaces para que los privados generen su propia electricidad [12]. Esto hace que los proyectos se vean afectados de alguna manera para su incentivación y llevarlos a cabo.

Sin embargo, aún con todo esto, los proyectos siguen siendo atractivos y viables para su puesta en marcha, principalmente en el sector urbano, ganadero y municipal. Estos tres grupos, poseen un gran potencial de aprovechar los beneficios del biogas, ya que los proyectos suelen ser tan rentables, que en este momento, no se puede decir que los dueños o empresarios ganaderos están esperando a que el mercado de biodigestores se consolide, sino más bien se podría decir que están teniendo una pérdida inherente en la misma espera. Ya que los proyectos que se han realizado a nivel mundial muestran grandes rendimientos y tiempos de retorno de inversión de uno a dos años, que no tienen que ver con los ahorros producidos por el mismo proyecto en sí, sino a una amortización producida por el solo hecho de dejar de generar toneladas de carbono. En algunos proyectos, la inversión se ha recuperar tan solo en el primer año debido a los bonos de carbono [15].

II.3. Bonos de carbono

Los bonos de carbono están ligados a políticas internacionales que obedecen al tratado del protocolo de Kyoto [2]. Como antecedentes sobre la preocupación y medidas que tomaron las naciones ante el cambio climático, se puede enumerar de forma cronológica los siguientes eventos [16]:

- En 1988, se llevó a cabo una conferencia en Montreal sobre el Cambio Climático.
- En 1988, se toman las medidas necesarias y se construye el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático.
- Para el año 1992, se adopta la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- En 1992, entra en vigor la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, la cual hasta el momento ha sido ratificada por 193 partes.
- En 1997, se Adopta el protocolo de Kyoto, donde se compromete a las partes se logren objetivos individuales de reducir sus emisiones de gases efecto invernadero.
- Para el 2007, el Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático expone los resultados de su 4º Informe, reforzando la certidumbre sobre los efectos del hombre en el calentamiento global.

Los efectos del cambio climático se pueden mencionar de la siguiente manera,

- Aumento en la temperatura promedio del planeta
- Mayores incendios
- Aumento de huracanes y tormentas tropicales e inundaciones
- Sequías y desertificación
- Derretimiento de glaciales en los polos
- Cambio en las corrientes y temperatura del mar
- Propagación de enfermedades marinas y terrestres
- Desequilibrio en los ecosistemas terrestres
- Grandes pérdidas económicas

De esta manera se estimula a los países en vías de desarrollo a aplicar tecnologías renovables para la generación y/o sustitución de su energía y así reducir los gases de efecto invernadero. Dichos bonos de carbono, se pueden definir como una subvención económica otorgada a la parte que ayude a mitigar el cambio climático a través de una reducción en CO₂ que pueda ser cuantificada.

II.3.1. Gases Efecto Invernadero (GEI)

Los gases que han tenido una afección directa y verdaderamente significativa dentro del cambio climático, son aquellos que se les ha impuesto un valor económico en cuanto a la reducción en sus toneladas de carbono equivalente (CO₂e) (Ver Tabla 13), por medio de las regulaciones del Protocolo de Kyoto.

Tabla 13. Contaminación equivalente. Fuente SENER.

Gases	Fuentes	Potencial de Calentamiento
Bióxido de carbono CO ₂	Quema de combustibles fósiles (carbón, derivados de petróleo y gas), reacciones químicas en procesos industriales (como la producción de cemento y acero); cambio de uso de suelo (deforestación)	1
Metano CH ₄	Descomposición anaerobia (cultivo de arroz, rellenos sanitarios, estiércol), escape de gas en minas y pozos petroleros	21
Óxido nitroso N ₂ O	Producción y uso de fertilizantes nitrogenados, quema de combustibles fósiles	310
<i>Hidrofluorocarbonos</i> <i>HFCs</i>	Procesos de manufactura; usados como refrigerantes	140-11,700
<i>Perfluorocarbonos</i> <i>PFCs</i>	Procesos de manufactura; usados como refrigerantes	6,500-9,200
<i>Hexafluoruro de Azufre</i> SF ₆	Procesos de manufactura, donde se usa como fluido dieléctrico	23,900

Como se puede apreciar en la Tabla 13, existen niveles de contaminación entre los gases, y así también la forma de producirlos. En cuanto a un proyecto donde se sustituye un combustible como lo puede ser carbón o combustóleo, los cuales son aún ocupados en algunos equipos y sistemas en lugares del mundo, tan solo el simple hecho de cambiarlos por combustibles fósiles, pero más limpios, representa una ayuda en la disminución del calentamiento global.

En los esquemas donde se puede aplicar el biogas, son los siguientes:

- Sustituir parcialmente una cantidad de energético fósil por una cantidad de energía renovable como el biogas.
- Capturar el Metano de las fuentes que lo generen naturalmente y quemarlo sin obtener ningún beneficio por su poder calorífico.
- Sustituir en su totalidad la fuente energética por esta fuente renovable.

II.3.2. Metodología para obtener los beneficios ofrecidos por el mercado de bonos de carbono en México

En uno de los mecanismos conciliados en el protocolo de Kyoto para la disminución de las emisiones de GEI, se puede establecer el siguiente como uno de más interés para los proyectos en los países en desarrollo:

- **Aplicación Conjunta (AC):** Proyectos entre países desarrollados (pertenecientes al Anexo I).
- **Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL):** Permite la ejecución de proyectos de tecnologías limpias en países en vías de desarrollo y permite la generación de Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE o CER's por sus siglas en inglés) que pueden ser contabilizadas por los países del Anexo I.
- **Comercio de Emisiones (CE):** Entre países del Anexo I

II.3.3. Proyectos bajo el esquema de Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y Reducciones Certificadas de Emisiones (RCE).

Para el Dióxido de Carbono (CO₂) equivalente, se incluyen los siguientes esquemas de disminución de emisiones:

- Energías Renovables
- Eficiencia Energética
- Cambio de Combustibles
- Cogeneración
- Secuestro de Carbono

Para el Metano (CH₄), se contemplan otros aspectos:

- Rellenos Sanitarios
- Manejo de Residuos en Granjas
- Minas de Carbón

Óxido Nitroso (N₂O):

- Producción de Acido Nítrico

Perfluorados (PFC):

- Industria del Aluminio
- Semiconductores

Hexafluoruro de azufre (SF₆):

- Magnesio
- Transformadores

Carbuos Hidrofluorados (HFC):

- Industria refrigerante

La única condición que se imputa para obtener los beneficios de los bonos de carbono, es que deben ser proyectos medibles, reales, funcionales y a largo plazo. Por tal razón, la tramitación para la obtención de bonos de carbono deben iniciarse posterior a la puesta en marcha del proyecto.

II.3.4. Requisitos de los proyectos

Para la estimación de la reducción de emisiones de CO₂e se debe definir de la siguiente manera el proyecto (Ver Fig. 9), para poder estimar los ahorros y al mismo tiempo obtener los beneficios de los bonos de carbono,

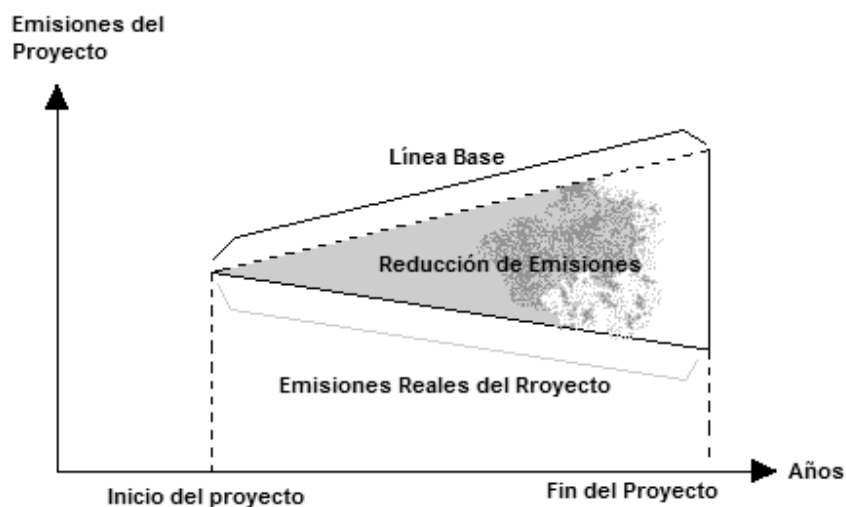


Figura 9. Elementos para estimar un proyecto

Las estimaciones deben de tener un inicio de proyecto, la cantidad de emisiones de carbono disminuidas y los años de vida útil [16].

- Aunado a estos requisitos, se debe demostrar que el proyecto no esta hecho por decreto del país donde se genere el proyecto, es decir, de forma obligada.
- Se debe demostrar y comprobar que las emisiones del proyecto son menores que las emisiones producidas sin la implementación del proyecto.
- Debe demostrarse que el proyecto no se habría implementado sin los beneficios del MDL.
- El proyecto implementado MDL debe contribuir al desarrollo sostenible del país donde se aplique el proyecto.
- Los proyectos deben ser compatibles y cumplir con cualquier requisito legal del país anfitrión.
- Los proyectos que involucre energía nuclear quedan excluidos.
- No se podrán utilizar fondos provenientes de ayuda oficial al desarrollo para financiar proyectos MDL.

En cuanto a la metodología que debe llevarse a cabo en un proyecto MDL, puede englobarse de la siguiente manera⁷.

⁷ Fuente: Presentación por CANTORCOe

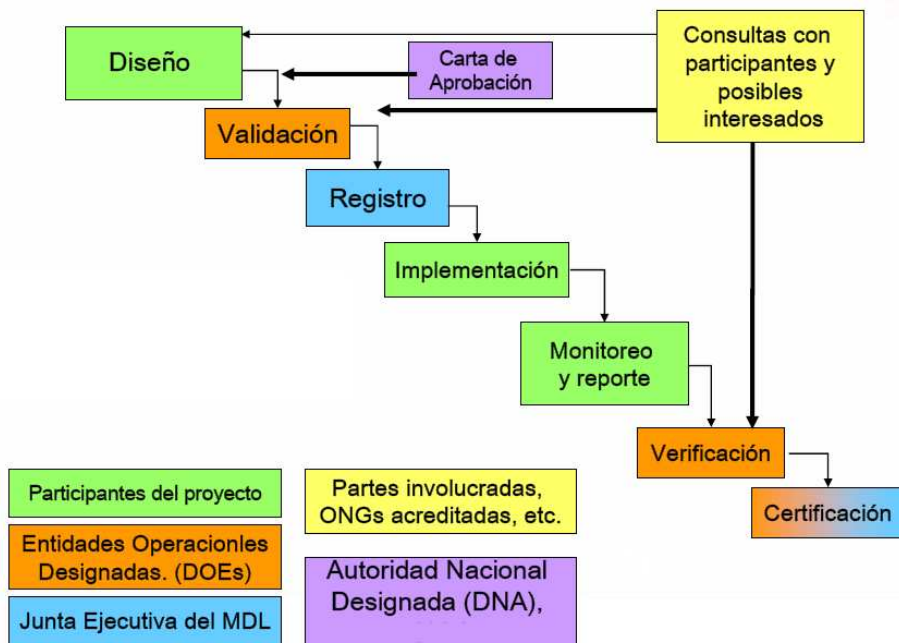


Figura 10. Pasos para registrar un Proyecto MDL y obtener CERs. Fuente: CANTORCOe.

Nota: Se trata de un Diseño PPD⁸, por sus siglas en inglés.

Para acceder al financiamiento de bonos de carbono, las empresas en México deben demostrar ante el organismo gubernamental competente, que en este caso es la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y/o Secretaría de Energía (SENER) de acuerdo a las características del proyecto, que sus proyectos cumplen con la disminución o reducción de emisiones de dióxido de carbono.

En general estos proyectos están relacionados con la generación de electricidad, a través de diversas fuentes renovables convencionales y no convencionales, ya sean eólica, solar, hidráulica o de biomasa, con rellenos sanitarios y manejo de desperdicios orgánicos.

Ante el visto bueno de la SEMARNAT o SENER por medio de una carta de aprobación, las empresas o empresarios desarrolladores del proyecto se vinculan o acuden con alguno de los certificadores mundiales conocidos como Entidades Operacionales Designadas (EOD) para que se establezca el ahorro en toneladas de dióxido de carbono que el proyecto pueda dejar de emitir.

Posterior a esto, las EOD registran y certifican el proyecto que pueda recibir financiamiento de los bonos de carbono ante la Junta Ejecutiva del Marco de las Naciones Unidas. Por cada tonelada de dióxido de carbono que el proyecto ayude a reducir se obtendría un bono que tendrá un valor en el mercado de carbono.

Los valores de los bonos de mercado han tenido fluctuaciones importantes a través del tiempo, a continuación en la Tabla 14, se puede observar dichas fluctuaciones,

⁸ PPD, Project Design Document

Tabla 14. Mercado de bonos de carbono. Fuente Reforma, 2009.

Fecha	Euros	Dolares
25-ene-08	15.56	21.323
01-jul-08	22.11	30.299
01-ago-08	17.25	23.639
04-nov-08	15.43	21.145
27-ene-09	10.5	14.389
11-feb-09	7.55	10.346

Como se observa en la tabla anterior, el precio de los bonos de carbono no se ha mantenido constante o ha mantenido una tendencia predecible, por lo que se hace complejo estimar en un futuro los precios de una manera especulativa, los que si queda claro es que los beneficios son inherentes a los proyectos de este tipo. Sin embargo, existen estimaciones que pueden ser empleadas para algunos cálculos aproximados [17] [18].

El tipo de transacciones se puede dar bajo los siguientes esquemas,

- Mercado Spot
 - Mercado a Futuro
 - Pagos y entre a futuro
- Pago adelantado por una porción o por el total (muy raro)
- Mercados de Opciones en diferentes momentos del proceso de certificación
- Inversión en Proyectos

Conclusión

En cuanto a la obtención de los beneficios de los bonos de carbono es necesario cumplir con los requerimientos estructurados por la SEMARNAT o la SENER, según sea el caso. Es requerimiento que primero se lleve a cabo el proyecto y posterior a esto se proceda a la tramitología para la obtención de los CER´s. Se recomienda asesoramiento para la venta de los certificados a un precio justo en el mercado.

En el siguiente capítulo, se abordará lo relacionado a las características generales que puede tener un biodigestor, sus formas generales y sus usos, así como el diseño en general.

III DISEÑO BIODIGESTOR

Un biodigestor es un sistema que transforma los residuos sólidos orgánicos en gases y biofertilizante, a partir de fenómenos fisicoquímicos complejos, que sin embargo se han podido mantener bajo control. De los gases presentados en la biodigestión se presenta una concentración promedio general (Ver Tabla 15), que es empleada para estimar la generación de biogas en los proyectos de evaluación.

En un biodigestor se dan fenómenos fisicoquímicos tales como la hidrólisis, fermentación, acetogénesis, dehidrogenación y metanogénesis [19]. Las cuales se presentan en distintos rangos de temperatura, sin embargo, no se profundizará más en estos aspectos, ya que cada uno de los fenómenos presentados, son áreas de investigación en la actualidad para mejorar las eficiencias de los biodigestores y son aspectos muy amplios que rebasan la competencia de este estudio.

Lo que si es importante, es el conocer los tipos y cantidades de gases presentes en el denominado biogas, ya que éste es una mezcla de varios gases y que sus concentraciones muchas veces dependen de las sustancias orgánicas, sin embargo, se pueden tener intervalos de ellos en donde se generaliza las distintas fuentes de alimentación.

Tabla 15. Composición del biogas. Fuente: Biodigestor de bajo costo para la producción de combustible y fertilizante a partir de excretas (Botero y Preston, 1987).

COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL BIOGAS		
Componentes	Fórmula Química	Porcentaje
Metano	CH ₄	60-70
Bióxido de Carbono	CO ₂	30-40
Hidrógeno	H ₂	1.0
Nitrógenos	N ₂	0.5
Monóxido de Carbono	CO	0.1
Oxígeno	O ₂	0.1
Ácido Sulfídrico	H ₂ S	0.1

III.1. Tipos Genéricos de biodigestores

Se han fabricado a lo largo del tiempo y del planeta distintos tipos de biodigestores, los cuales presentan pequeñas diferencias entre ellos, en algunos las diferencias se han basado en los materiales de fabricación, en otros, la geometría. Sin embargo, existen 3 tipos principales de biodigestores, los cuales presentan diferencias más marcadas como para considerarse grupos genéricos, de los tres tipos, todos han sido desarrollados en el continente Asiático, por lo cual, los nombres genéricos se refieren al lugar donde fueron desarrollados:

1. Tipo Hindú
2. Tipo Chino
3. Tipo Taiwán

Existen otros diseños en funcionamiento en el mundo, sin embargo, estos tres tipos mencionado los engloban de alguna manera, además de que se debe tomar en cuenta que los 3 diseños mencionados, se han desarrollado en zonas rurales, por lo que los ingenieros y personas lugareñas se han tenido que esforzar para hacer un sistema eficiente de bajo costo.

Los diseños más sofisticados los han desarrollado países de primer mundo, donde sus diseños están basados en los tres primeros, pero con modificaciones de la ingeniería con sistemas controlados que se escapan del alcance de las zonas marginadas o pobres.

Los diseños genéricos, se distinguen por las siguientes características donde se abordara a modo informativo simplemente. A los tipos de biodigestores por sus características también se les conoce como modelos de biodigestores:

Modelo Hindú.- En este tipo consta de una fosa para almacenar la mezcla de líquidos orgánicos la cual esta descubierta en la parte superior, regularmente se construyen de forma cilíndrica, como cilindro vertical. En la parte superior se instala una campana móvil, la cual puede ser fabricada de distintos materiales, desde acero al carbón, acero inoxidable, plástico, pero la más recomendada es que sea de fibra de vidrio para aguantar las inclemencias por un periodo largo, sin tener problemas de oxidación, desgaste, peso excesivo o pérdida de propiedades de dureza y elasticidad.

Además de estos detalles, la campana gasométrica, va sumergida en la parte de la fosa hasta la que la parte interna de la tapa del gasómetro tenga contacto con la mezcla de líquido, esto para que cuando el proceso de generación de biogas empiece (aproximadamente a los 20 días), este sea atrapado por la campana. Al mismo tiempo que la campana se va llenando de gas, también va subiendo sobre el nivel de la mezcla líquida, por lo que a simple vista se puede observar que se esta generando biogas y cuál es su volumen. La campana gasométrica, debe tener una salida de gas en la parte superior, donde el gas es pasado por una trampa de agua, que esta conformada por un tanque, de fibra de vidrio de preferencia, para captar el agua condensada y que esta sea purgada cada determinado tiempo, eliminar el agua ayuda a disminuir los daños en las instalaciones de gas. Una de las posibles desventajas de este modelo, es que la campana a la hora de ir subiendo cuando se esta llenando, requiere de guías externas para que no se vaya de lado cuando llegue a su punto más alto de llenado, por lo que requiere de apuntalamientos por lo menos en dos puntos para guiar la campana de forma vertical. Al mismo tiempo requiere de sobre pesos para ayudar a salir el gas con cierta presión hacia las áreas de cocción, estos pesos suelen ser piedras o bloques de cemento o grava, los cuales hacen que el dueño o beneficiado tenga que poner y quitar estos pesos mínimo una vez por día.

La campana puede atascarse cuando en alguna de sus orillas se introduzca una piedra o se haya vaciado materia orgánica mayor al espesor de la separación entre la campana gasométrica y la pared de la fosa.

Sin embargo, en forma general este equipo no presenta grandes problemas en las zonas rurales y ha probado ser un equipo eficiente.

Modelo Chino.- Este tipo de equipos o sistemas tienen una pequeña variante en cuanto al modelo hindú, el cual se basa en que su campana o área de captación no es móvil sino fija. Se trata de un tanque totalmente hermético con salida de biogas en la parte superior del equipo. Generalmente el remate superior es semiesférico o por lo menos torisférico para ayudar a soportar presiones un poco más altas en su interior. Algunos problemas que se han presentado con este modelo, es precisamente que las paredes no están fabricadas

adecuadamente de tal manera que con la captación del biogas en su interior y su incremento de la presión, llegan a presentar problemas de fisuras en las paredes ocasionadas por la sobre presión o mal diseño. Generalmente llevan en su interior un filtro de grava y gravilla, para atrapar el S₂H y prevenir deterioro en los equipos de cocción. En su modelo más primitivo, la presión se desvía a una fosa contigua conectada al mismo biodigestor conocida como cámara de hidropresión, absorbiendo las presiones excesivas. Estos equipos presentan una alta eficiencia sin reparar en los costos, ya que estos sí pueden ser excesivos en relación a un área o zona rural.

Existen variables como los biodigestores Sicuani y Shangai, pero no dejan de ser derivaciones del modelo Chino.

Modelo Taiwán.- Al ver que los modelos anteriores representaban costos que en algunas partes de Asia, principalmente en las zonas rurales, no se podía cubrir estos gastos, se ideó una nueva tecnología que fuese más práctica y fácil de hacer, así nació el modelo Taiwán, el cual consta de un recipiente de almacenamiento flexible, un tubo flexible de forma horizontal, que fuese al mismo tiempo fosa de mezcla de líquidos y reservorio de biogas. Estos modelos resultaron ser una gran aportación, ya que sus costos de fabricación son muy bajos y su implementación es relativamente más sencilla que los dos modelos anteriores, no requieren de materiales altamente especializados, y solo necesita ser enterrado hasta $\frac{3}{4}$ del diámetro del tubo flexible para darle cuerpo con el subsuelo.

Este último modelo, ha tenido gran aceptación que en Latinoamérica se han hecho ya bastantes aplicaciones de biodigestores de este tipo, de hecho por ser tan flexibles en su construcción pueden diseñarse desde capacidades caseras hasta para capacidades de 30,000kg de mezcla de líquidos diarios, otorgando grandes beneficios.

Realmente los resultados con este último modelo son realmente buenos, y su aplicación es de muy bajo costo, por lo que su difusión va creciendo día a día.

III.2. Dimensionamiento de biodigestores

El dimensionamiento de los biodigestores no solo está ligado a los tiempo de residencia de la cantidad de sustancia orgánica disponible diariamente, también se debe contemplar la relación de sólido/líquido que debe llevar la mezcla líquida. Al igual que en otros puntos, la cantidad de agua en la mezcla es algo que los investigadores y expertos no se han puesto de acuerdo, ya que se manejan distintas relaciones para las mismas sustancias orgánicas a lo largo del mundo, sin embargo, algo muy cierto, es que en todos los casos se produce biogas, por lo que la relación sólido/líquido debe ser tomada como una media entre estos valores experimentales o el porcentaje de masa seca de la sustancia orgánica en la mezcla, es decir, se recomienda que la presencia de materia orgánica seca no sea mayor al 10% en la mezcla con agua y menor al 5%. Por lo que, se recomienda tomar una muestra de sustancia orgánica y pesarla, posteriormente deshidratarla en su totalidad y pesarla, de tal manera que nos dará la relación de humedad contenida en la sustancia orgánica y poder obtener la relación sólido/líquido adecuada.

Con la siguiente expresión se calcula la humedad presente en la sustancia orgánica por biodigerir,

$$\% \text{ humedad} = \frac{\text{peso húmedo (kg)} - \text{peso deshidratado (kg)}}{\text{peso húmedo (kg)}} \times 100 \quad \text{Ec. 4}$$

Si la humedad calculada con la expresión anterior es menor a 90% ó mayor al 95%, se recomienda hacer el ajuste de humedad a través de la siguiente expresión, donde se estima que la humedad ideal es de 92.5% y el coeficiente a , es la cantidad de agua por agregar en kilogramos,

$$a = ? \quad (\text{kg de agua})$$

$$92.5\% = \left\{ \frac{(\text{peso húmedo} + a)[\text{kg}] - (\text{peso deshidratado})[\text{kg}]}{(\text{peso húmedo} + a)[\text{kg}]} \right\} \times 100 \quad \text{Ec. 5}$$

El valor de a , se obtiene de forma iterativa hasta igualar la expresión.

Por lo tanto, la relación de humedad (rh), es decir la cantidad de agua por cada unidad de sólido orgánico, se obtiene de la siguiente expresión,

$$rh = \frac{\text{cantidad de agua}[\text{kg}]}{\text{peso húmedo}[\text{kg}]} \quad \text{Ec. 6}$$

De esta manera, el diseño del biodigestor, en cuanto a su capacidad queda bien definido, ya que la capacidad del biodigestor será la suma de la sustancia orgánica húmeda más la cantidad de agua que requiere la mezcla para producir de forma eficiente biogas. Además, se debe considerar los tiempos de residencia en base a la temperatura estimada que tendrá el biodigestor internamente, de esta forma se podrá dimensionar de manera adecuada el tamaño del biodigestor solo en la parte donde estará la mezcla líquida, lo que quiere decir, que el volumen de captación de biogas no esta contemplado en este calculo. Regularmente y de acuerdo a la experiencia en campo de los ingenieros, los desechos de vaca se puede mezclar una unidad de volumen de estiércol por tres unidades de volumen de agua, por lo que la suma da, cuatro unidades de estiércol equivalente.

Como dato adicional, pero no menos importante, se debe tener la densidad de la sustancia orgánica, ya que esto también podría afectar en el dimensionamiento del biodigestor, debido a que 1 m^3 de desechos orgánicos no equivale a una tonelada de ellos, por lo que el biodigestor debe reajustarse multiplicando este valor diario de sustancia orgánica por la densidad obtenida de la misma sustancia. Una manera práctica y sencilla de obtener la densidad es, en un recipiente de 1 L se toma una muestra de sustancia orgánica en peso húmedo, llevándola posteriormente a una báscula y pesándola en gramos o convirtiéndolo a gramos, el resultado obtenido será la densidad con las siguientes unidades.

$$\text{Densidad} = \frac{\text{ton}}{\text{m}^3}$$

De esta manera, el volumen excavado en el subsuelo o dispuesto para el biodigestor será el adecuado. Por último, se puede mencionar que la densidad aproximada del estiércol de vaca es de 0.85 ton/m^3 .

En el tamaño del biodigestor se debe estimar la cantidad de biogas que se producirá por día, ya que de acuerdo a los trabajos realizados, el volumen de biogas producido diariamente debe corresponder con la campana de captación de biogas, sin embargo esto no siempre sucede así, por lo que se recomienda que el volumen de captación de biogas en el biodigestor se defina de acuerdo a las siguientes variables:

- Tipo de materia con que se fabricará el recipiente de captación de biogas
- Espacio disponible en donde se construirá el biodigestor
- Espacio disponible para volumen de captación, ya sea en el mismo biodigestor o en un espacio distinto.
- Consumo de biogas por día

III.3. Dimensionamiento del captador de biogas

Dimensionar el sistema de captación de biogas, es algo donde muchos diseñadores han errado o por lo menos se han dado cuenta que los cálculos no fueron los adecuados, una manera común de dimensionar el equipo de captación de biogas, que en su gran mayoría es $\frac{1}{4}$ del volumen total de la fosa o cisterna de la mezcla de líquidos, es decir, que de una unidad de volumen total $\frac{1}{4}$ corresponde a la captación de biogas. En algunos casos la biodigestión se lleva a cabo en un reservorio solamente y el almacenamiento se hace en otros reservorios apartados, estos casos son muy raros, sin embargo, se recomienda para cuando el biogas va a ser utilizado para la generación de energía eléctrica, ya que se requiere de sistemas de captación separados debido a que la admisión a los motores no es controlada y puede ocasionarse un problema de ruptura del biodigestor por una presión de vacío.

Sin embargo, la información en cuanto a la generación de biogas por día es muy variable y muchos autores mencionan distintos valores para sistemas similares, por tal motivo se recomienda una media de ellos en la estimación de biogas diaria, por ejemplo, se tienen dos valores que son utilizados de referencia para el diseño de captadores de biogas para dos sustancias orgánicas distintas:

- Generación de biogas para residuos en tiraderos urbanos: 60 Litros de biogas por cada kg, 2m^3 al día por tonelada ó 60m^3 mensuales por 1 tonelada [13].
- Generación de biogas para excremento de vaca: 75 Litros de biogas por cada kg, 2.5m^3 al día por tonelada ó 75m^3 mensuales por 1 tonelada [20].
- Generación de biogas para excremento de vaca: 33.45 litros por cada kilogramo [21].

Con estos valores se puede dar una idea generalizada de los rendimientos de los desechos orgánicos para la producción de biogas.

III.4. Tipos de biodigestores de tecnología básica

Los biodigestores se pueden clasificar principalmente por su uso en tres categorías generales, a pesar de ello, existen biodigestores más complejos donde la obtención del biogas requiere de tecnologías más avanzadas, sin embargo, solo se recomiendan para la industria ya que solo así se puede amortizar o controlar de forma eficiente el sistema, puesto que requieren de automatización y tecnología que difícilmente será aplicada en una granja o tiradero municipal. La clasificación general y que solo se tocará en este trabajo es la siguiente:

1. **Biodigestores discontinuos.-** los cuales reciben carga orgánica durante un periodo y se capta todo el biogas que pueda ser producido por esa carga, cuando la carga se ha agotado, la cual puede variar dependiendo la carga y el tipo de materia orgánica, se abre el biodigestor de manera cuidadosa, para evitar intoxicaciones por el remanente que pueda quedar en su interior y se prosigue a vaciar en su totalidad el biodigestor. Al vaciarlo por completo, se vuelve a cargar con una cantidad similar y se repiten los pasos de cerrado y comprobación de fugas. Así sucesivamente se utiliza este sistema.

En particular este sistema muestra algunas desventajas, ya que el llenado en una sola carga representa un trabajo pesado, el abono que se obtiene debe ser posicionado en algún lugar ya previsto, pero que además, mientras se degrada la cantidad de sólidos orgánicos dentro del biodigestor, se esta rezagando o acumulando una cantidad en algún lado, que puede ser un foco de infección y malos olores hasta el momento de llevarlos dentro del digestor.

2. **Biodigestores continuos.-** en este caso, los biodigestores son alimentados en periodos menos largos y al mismo tiempo que se alimentan por un extremo, por el otro se esta evacuando la sustancia ya digerida en forma de biofertilizante. Estos sistemas son más comunes y son lo más recomendados ya que no representan una carga para su llenado, el llenado puede ser diario, cada tercer día, alternado varios días o por semana. Las ventajas de estos sistemas es que no se almacena sustancia sólida orgánica en lugares donde puedan representar un problema de infección o malos olores.
3. **Biodigestores permanentes.-** Se trata de biodigestores que funcionan una sola vez y después dejan de serlo, un ejemplo de estos, son los rellenos sanitarios, ya que un relleno sanitario es un tiradero de basura sólo que de forma ordena y que va siendo cubierto en estratos donde queda atrapada la materia orgánica entre otros materiales. Los materiales que se quedan atrapados sin dárseles un segundo uso son: vidrio, metales, plásticos, cartón, papel, por esta razón, los biodigestores de este tipo, no son los mas recomendados como para utilizarse en la obtención de biogas, pues muchos de los materiales que se quedan en el relleno sanitario tienen un valor de venta en el mercado que podría aprovecharse como recursos para otras actividades. Además los materiales que se quedan atrapados son material de reciclaje, que poseen un valor ecológico inequívoco. Otra desventaja de este tipo de proyectos se presenta a mediano y largo plazo, ya que el material de relleno pierde volumen y por lo tanto se presentan hundimientos que pueden dañar construcciones realizadas sobre su área.

III.5. Diseño de un biodigestor

El diseño de un biodigestor, como se ha observado más atrás, depende de diversas variables, sin embargo, el diseñador debe contar con información de campo o en su defecto con tablas ya cotejadas de las producciones de estiércol de diferentes fuentes generadoras, así como también si se trata de basura urbana [22], (Ver tabla 16).

Tabla 16. Generadores de estiércol

Clase de materia de fermentación	Cantidad diaria			% del material de fermentación Fresco		C/N
	Estiércol Aprox. [kg]	% peso vivo	Orina % peso en vivo [kg]	% MS	% MOS	
Vacunos	8	5	4	16	13	25
Bufalos	12	5	4	14	12	20
Cerdos	2	2	3	17	14	13
Ovejas	1			30	20	30
Caballos	10			25	15	25
Gallinas	0.08			25	16	5
Humanos	0.5			20	15	8
Paja/Tamo				~80	~80	70
Hojas/Pasto				~80	~80	35
Jacinto de						
Agua	2.5 kg/m ²			7	5	25

Esto es necesario para diseñar y fabricar un biodigestor de dimensiones adecuadas y no caer en los errores recurrentes de aquellos que han diseñado equipos sobredimensionados los cuales dan malos resultados y terminar por ser trabajos obsoletos en muy poco tiempo.

Por otro lado, es de igual importancia, la estimación del biogas que se va a producir, en este aspecto existen datos en los cuales los autores han reportado valores con grandes variaciones entre ellos. Es importante destacar que mucho autores solo han trabajado y reportado datos de trabajos experimentales realizados en laboratorios a condiciones controladas y que sus eficiencias resultan ser mas elevadas que las eficiencias reportadas por expertos en la construcción de biodigestores. Por tal razón, este trabajo hace mención del extremo cuidado que debe tener la persona que decida hacer un biodigestor ya que el diseño puede ser en base a datos elevados que posiblemente nunca se obtengan en campo [23].

III.5.1. Equipos requeridos

- **Filtros**

Se observa que dentro de los gases producidos, aparece el ya tan conocido por sus daños a los materiales de construcción de los equipos de transporte, distribución y generación o transformación, el ácido sulfhídrico, el cual suele ser un problema recurrente.

Las formas de su eliminación en muchos casos es cuidando las temperaturas de rocío, para evitar su condensación, sin embargo, en los casos del biogas, suele tener concentraciones que representan un problema severo, y por lo tanto, se han aplicado algunos filtros

experimentales para su eliminación, el más comúnmente utilizado es el filtro de viruta de hierro, el cual al contacto con el biogas, se transforma en ácido férrico, y de esta manera ya no causa problemas en los equipos de transformación como motores a gasolina, motores a diesel, motores de naftas y tuberías.

Existen otro tipo de filtros probados, de los cuales su rendimiento no es tan bueno a lo largo del tiempo, lo que hace que sean de poca utilidad cuando hay que cambiarlos en un aproximado de 300 minutos [24].

Debido a que los proyectos de este tipo, realizados en la unión europea, se han pagado aproximadamente en un año gracias a los bonos de carbono se recomienda que se utilicen filtros a base de gel, los cuales son caros pero presenta buenos rendimientos y una vida útil mayor a todo aquel filtro convencional utilizado en los proyectos caseros. Otra alternativa es la de inyectar en el interior de los biodigestores oxígeno puro, el cual reduce los problemas de ácido sulfhídrico en el biogas captado [15].

- **Sistemas de calentamiento**

El biogas en algunos casos puede sustituir el 100% de las demandas para la calefacción de invernaderos, granjas de crías de pollo, cerdos, ganado vacuno, casas habitación, etc. Para estos casos, es muy conveniente sustituir el consumo que se tenga de gas natural, gas LP o resistencias. Esta manera de sustitución es bastante eficiente, ya que los costos de insumos de energéticos se pueden sustituir hasta en un 100%.

- **Sistemas de generación de energía eléctrica**

La producción de biogas puede aprovecharse para transformación y obtención de energía eléctrica, esta transformación se da a través de varios motores de combustión interna, estos puede clasificarse de la siguiente manera:

- Motor a gasolina (sustitución completa)
- Motor a Diesel (sustitución parcial)
- Motor a naftas (muy utilizado en la Unión Europea)(sustitución completa)
- Micro turbinas de gas (sustitución completa)

Motor a gasolina.- Estos motores presentan buenos resultados, sin embargo, la potencia generada por estos motores es muy limitada, ya que su capacidad es baja en comparación con los otros excepto el motor de naftas. Las desventajas de este motor, es que al utilizar biogas, los periodos de mantenimiento deben ser más continuos y tener cuidado en su funcionamiento. Además de que la eficiencia es aproximadamente de 22%, una de las más bajas en cuanto a generación de energía eléctrica se refiere.

Motor a Diesel.- Estos motores presentan una ventaja sobre los motores a gasolina, ya que estos motores son de capacidad más grande, pudiendo sustituir la energía eléctrica de medianas instalaciones. Por sus constitución, estos motores tienen un periodo de vida útil más largo, pero al igual que los motores a gasolina, los mantenimientos aumentan durante su vida útil. Además que existe otro factor, en estos motores la sustitución del diesel no se puede dar en un 100%, ya que la temperatura de inflamación del biogas es más alta que la del diesel (Ver Tabla 17), por este motivo, se deja entrar un poco de diesel (65% Biogas -

35% Diesel) para producir la ignición en la cámara de combustión y ayudar al biogas a combustionarse.

Tabla 17. Temperaturas de inflamación Diesel vs. Biogas

Energético	Temperatura de inflamación/° C
Diesel	300
Biogas	700

Microturbinas.- como ya se definió anteriormente, las microturbinas solo trabajan en un intervalo inferior a 100 kW, por lo que su aplicación para granjas o zonas rurales donde la demandas no son mayores a estos 100 kW es una alternativa muy viable, debido a sus bondades para trabajar y a que en sí misma es una tecnología limpia.

Si bien las microturbinas pueden trabajar en paralelo con otras más microturbinas, se puede decir que para esos casos sería conveniente instalar una miniturbina, ya que estas trabajan en intervalos de 100kW a 500kW. A no ser que la demanda de energía eléctrica sea muy dispar y se tengan que sacar de funcionamiento algunos equipos en determinadas horas o periodos largos, de esta manera si es conveniente instalar un sistema en batería de microturbinas (de 30kW y 60kW).

Para las evaluaciones de los distintos equipos de generación de energía eléctrica, donde no se cuente con equipo anterior que este generando la energía eléctrica, se puede simplemente afectar los valores de los consumos de gas natural o gas LP, por las correlaciones que se pueden obtener al saber cuanto puede estar generando de biogas dependiendo la fuente orgánica y solo contemplar la cantidad de CH₄ utilizado en la combustión, de esta manera se puede saber los m³ de biogas requeridos para el funcionamiento del equipo a instalar (Ver Tabla 18).

Tabla 18. Concentración de metano en el biogas de acuerdo a las distintas fuentes orgánicas

El porcentaje de metano depende del material de fermentación	
Materia	Metano/[%]
Estiércol de gallina/pollo	60%
Estiércol de cerdo	67%
Estiércol de establo	55%
Pasto	70%
Desperdicios de cocina	50%

Esta tabla puede servir, si no se cuenta con un analizador de gases, para la evaluación de proyectos en la sustitución de un gas de origen fósil por biogas.

III.6. Programa Biogas

El programa desarrollado para la estimación de biogas, calcula la producción de biogas, el tamaño del biodigestor, la cantidad de CO₂ equivalente y la subvención económica total a

través de bonos de carbono. Contiene un apartado para la evaluación económica del proyecto a 20 años.

III.6.1. Evaluación del biogas y biodigestor

Se alimenta la cantidad diaria de excretas de vaca, el número de vacas, la temperatura promedio y el tiempo correspondiente de retención o residencia que durará la materia orgánica dentro del biodigestor. Es importante introducir la relación de agua/sólido que le corresponda a las excretas utilizadas y la densidad de la misma. El programa por su parte calcula la cantidad de residuos orgánicos a lo largo de todo el año, el volumen requerido solo para los sólidos secos⁹, el volumen requerido de líquido necesario que deberá ser añadido en forma de agua, volumen requerido para la mezcla sólido/líquido.

De acuerdo al volumen de sólido/líquido calculado, se debe estimar el tamaño de la fosa, por lo que el programa pide un alto y ancho recomendado, y a través de una función objetivo, se calcula el largo de la fosa para el almacenaje de la mezcla. De acuerdo a estos resultados el programa calcula el área correspondiente que ocupara el biodigestor en una vista de planta. Se puede alimentar el costo de construcción por m² unitario y de esta manera se obtiene el costo total de la fosa.

Se calcula la producción de biogas diaria promedio por tonelada de materia orgánica, la producción promedio diaria de biogas por cada tonelada, la producción promedio total por día de biogas, con esto datos, el programa arroja también el volumen del reservorio de captación de biogas contemplando un 25% del volumen de la fosa. También calcula la producción de biogas por hora, por mes y por año, al mismo tiempo que calcula la producción de biogas en litros. Calcula la producción de metano contenido en el biogas afectándolo por un 60% directamente.

El programa arroja valores de conversión del biogas calculado, con los diferentes tipos de energéticos a sustituir: litros de gas LP, gas LP en kg, gasolina, gas natural, diesel y electricidad; todos ellos por día, mes y año. De la misma manera se alimenta al programa el costo unitario de cada uno de los energéticos a sustituir, de esta forma, se calcula el costo anual de los ahorro por sustitución, es decir, el biogas sustituirá energéticamente y económicamente hablando la equivalencia que se obtenga con los diferentes energéticos

Para realizar las conversiones de biogas a otros energéticos, se calcula también la densidad del biogas obtenido a las condiciones ambientales donde se esta obteniendo, el biogas es tratado como un gas ideal.

III.6.2. Evaluación de bonos de carbono y subvención

Con los datos de la producción de biogas y su equivalencia al energético que se quiere sustituir, se calcula el número de las toneladas de CO₂ equivalente que se dejaran emitir a la atmósfera, las cuales tendrán un costo económico asignado de acuerdo a los reportes de la

⁹ Se le denomina sólidos secos a la materia orgánica donde todavía no se le ha adicionado agua, a pesar de que las excretas ya poseen una humedad.

Organización de las Naciones Unidas y las perspectivas de los costos. Los datos, tanto de la energía equivalente a sustituir como el costo económico asignado al CO₂ equivalente, se alimentan al programa de forma independiente, sin embargo para este caso de estudio se asignó una energía equivalente de 5.95 kW y un factor de CO₂ de 0.34, y un valor económico por cada tonelada de CO₂ equivalente dejada de emitir entre un 5 USD/ton y 45 USD/ton. De esta manera, se afecta el total de CO₂ equivalente dejado de emitir a la atmósfera por el costo que tiene esta en el mercado de bonos de carbono.

A su vez, el programa calcula la cantidad de biofertilizante obtenido, al cual se le asigna un costo de venta en el mercado como biofertilizante, este valor puede variar y por lo tanto puede ser manipulado en el programa.

De tal manera que el programa arroja valores económicos de ahorro o ganancia correspondientes a un año, el cual puede ser aplicado al total de años de la vida del proyecto, que para este caso han sido 20. Dichos ahorros o ganancias económicas se presentan en el mismo intervalo contemplado entre un mínimo y máximo anteriormente mencionado. De manera rápida, se calcula el tiempo de recuperación de la inversión de forma simple.

Los ahorros se presentan de forma conjunta y desglosada para tener una mejor visión de las ventajas y aportaciones de cada una de las variables consideradas: costo del energético a sustituir, subvención de bonos de carbono y venta o autoconsumo del biofertilizante. El valor económico del biofertilizante utilizado es equiparable en relación 1 a 1, al costo que puede tener el humus de lombriz, sin embargo, este valor puede ser alimentado al programa de forma independiente.

Por último, el programa calcula los tiempos de recuperación de la inversión en diferentes consideraciones:

- Empleando el biogas solo como combustible sustituto.
- Biogas como combustible sustituto y beneficios de la subvención económica tomando en cuenta el valor económico máximo y mínimo de acuerdo al costo del CO₂ equivalente en el mercado.
- Biogas como combustible sustituto, beneficios de la subvención económica tomando en cuenta el valor económico máximo y mínimo de acuerdo al costo del CO₂ equivalente en el mercado y la venta o autoconsumo del biofertilizante asignándole un valor económico.

La evaluación económica también incluye la tasa interna de retorno para cada uno de los casos analizados.

Conclusión

La obtención de subvención a través de los bonos de carbono brinda un gran incentivo para la aplicación de proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio, el cual puede pagar el proyecto hasta en un año. Aunque la tramitología no es sencilla, se puede pedir asesoría a las dependencias de gobierno como la SENER o la SAGARPA, para realizar los trámites de forma que garanticen la subvención.

Para la evaluación del sistema propuesto, se deben sentar las bases del análisis tanto energético como termoeconómico, de tal manera que a continuación, se especifica la metodología para el cálculo de los costos exérgicos y exergoeconómicos.

IV ANÁLISIS EXERGOECONÓMICO

Además de conocer los costos económicos de la generación de energía eléctrica por concepto de combustible, así como el costo de agua caliente para proceso como comúnmente se realiza en estos estudios, se pretende comparar los resultados con los arrojados por el análisis exergoeconómico, el cual arrojará valores más reales y que pueden servir como una guía de toma de decisiones. El costo exergoeconómico involucrará en sí mismo los costos de mantenimiento y mano de obra, así como el costo capital de los equipos y, el costo de algún otra variable que genere costos al proyecto.

Para realizar el análisis exergoeconómico, se deben contemplar los flujos de exergía con el fin de conocer los índices de costos de exergía y sus costos económicos involucrados.

IV.1. Análisis de exergía

Existe controversia entre los expertos en la materia en cómo debe ser llamada esta propiedad, si *exergía* o *exergía*. Este debate ha llevado a los investigadores a sustentar la terminología basándose en las raíces etimológicas de la selección de las palabras de la termodinámica, por ejemplo, un trabajo referente a enmarcar la terminología para la aplicación del método de exergía elaborado por Rivero et. al. [25]; donde se explica claramente y con bases, el porque de *exergía* y no *exergía*, por lo que en el presente trabajo se utilizará el término exergía.

El principal propósito de un análisis de exergía es descubrir o encontrar las causas y estimaciones cuantitativas de la magnitud de la imperfección que pueda tener un proceso químico o térmico. El análisis de exergía conlleva a un mejor entendimiento de las influencia de los fenómenos termodinámicos en los procesos, a la comparación de la importancia de los diferentes factores termodinámicos, y la determinación de los caminos más efectivos para mejorar el proceso considerado [26].

Para el análisis de exergía de un proceso, es necesario realizarlo por partes especificadas, por ejemplo, es necesario conocer la exergía física y si es necesario la exergía química de las corrientes involucradas en el proceso, de igual forma, definir las pérdidas de exergía ya sea por equipo y por planta o sistema total, y definir el potencial de ahorro de exergía.

Dentro del análisis de exergía se realizan balances internos por equipo involucrados, a esto también se le conoce como cambio de exergía térmica (B_{th} o Ex_{th}) entre dos estados,

$$B_{th1} - B_{th2} = -\Delta B_{th} = H_1 - H_2 + Q_0 \quad \text{Ec. 7}$$

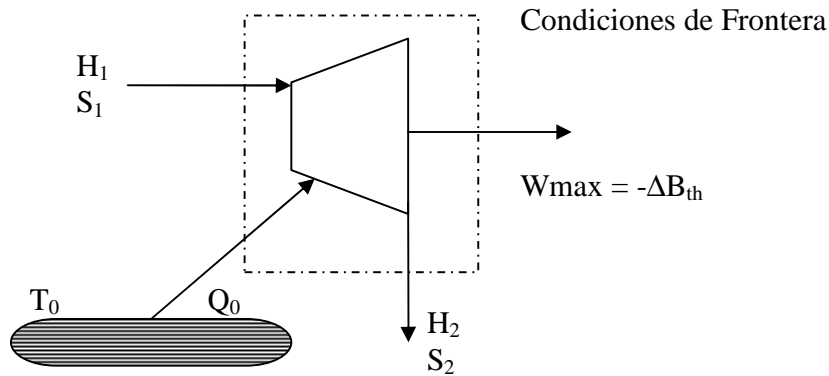


Figura 11. Trabajo Máximo

Como se observa en la Figura 11, el máximo trabajo que puede producir una máquina es el trabajo reversible, donde la diferencia de entropías es igual al calor entre la temperatura ambiente y donde la entropía del punto dos puede bien disminuirse al máximo.

Estas condiciones irreversibilidad conllevan a la siguiente expresión,

$$S_2 - S_1 - \frac{Q_0}{T_0} = 0 \quad \text{Ec. 8}$$

Por lo tanto,

$$Ex_{th1} - Ex_{th2} = -\Delta Ex_{th} = H_1 - H_2 + T_0(S_1 - S_2) \quad \text{Ec. 9}$$

En cuanto a la exergía física específica, se calculan las propiedades del punto 1 el cual es el punto bajo consideración, y se define un estado de referencia, que esta íntimamente ligado con las condiciones del ambiente (T_0 y P_0) y se conocerá como punto cero (0).

La exergía física específica para un gas perfecto se puede definir en función de dos partes una que depende de la temperatura y la otra de la presión. La expresión queda de la siguiente forma,

$$ex_{ph} = c_p \left[(T - T_0) - T_0 \ln \frac{T}{T_0} \right] + RT_0 \ln \frac{P}{P_0} \quad \text{Ec. 10}$$

En cuanto a la exergía química la ecuación cambia un poco, las variables están relacionadas con las concentraciones de los componentes, las entalpías y entropías químicas. El modelo puede variar de acuerdo a si los componentes son prácticamente constantes como en el caso del aire, en donde ya se tiene una ecuación fundamentada en estas variaciones, sin

embargo, cuando se trata de ambientes variantes en su composición, la expresión se torna un poco más compleja. La primera expresión se describe a continuación (Ec. 11),

$$h^o = -\Delta_r H^o \quad \text{Ec. 11}$$

La exergia química específica se expresa de la siguiente manera,

$$e_{ch} = h_0 - \sum z_i \bar{h}_{0i} - T_0 \left(s_0 - \sum_i z_i \bar{s}_{0i} \right) \quad \text{Ec. 12}$$

z_i = Fracción masa de el i_{th} componente (fracción mol, si la exergia específica es relacionada a 1 mol).

$\bar{h}_{0i}, \bar{s}_{0i}$ = Entalpía y entropía específica parcial de las especies de referencia en el ambiente.

Dado que las especies gaseosas de referencia bajo consideración pueden tratarse como gas ideal, la exergia química relacionada a 1 mol, puede ser expresada como,

$$b_{ch} = RT_0 \sum_i y_i \ln \frac{y_i}{y_{0i}} \quad \text{Ec. 13}$$

y_i, y_{0i} = Fracción mol del componente en el fluido bajo consideración y en el ambiente.

Existen para facilitar los cálculos, una serie de tablas de exergias químicas estándar, estas están relacionadas a la sustancia en el estado estándar a una temperatura con la consideración de que la concentración principal o presiones parciales de las especies de referencia en el ambiente han sido tomadas en cuenta ($T_0 = 298.15 \text{ K}$, $P_0 = 101.325 \text{ kPa}$)

Por tanto, la exergia química estándar de las especies gaseosas de referencia puede ser expresadas como,

$$b^o_{ch} = RT_n \ln \frac{P_n}{P_{0n}} \quad \text{Ec. 14}$$

IV.2. Ley de pérdidas de exergia

Como se indicó anteriormente, es necesario conocer las propiedades de las corrientes en cada uno de los puntos donde las condiciones de trabajo sean diferentes. Se requiere de establecer balances de masa, energía y exergia para saber si se han considerado todos los flujos existentes en el sistema.

$$A \times M = 0 \quad \text{Ec. 15}$$

$$A \times E = 0 \quad \text{Ec. 16}$$

$$A \times B = D \text{ (Destruída)} \quad \text{Ec. 17}$$

Las pérdidas de exergía irreversibles pueden ser expresadas considerando el sistema como un acoplamiento (fuente-sumidero, donador-receptor, fuel-producto), obteniendo la diferencia neta entre la exergía que entra (B_{ent}) y la exergía que se produce (B_{sal}) [27].

$$Irr = \sum \Delta B_{fuentes} - \sum \Delta B_{sumideros} = T_0 \Delta S \quad \text{Ec. 18}$$

IV.3. Costo exergoeconómico o termoeconómico

En la división de la exergía consumida y/o costos de productos más comúnmente en los procesos combinados, es siempre necesario conocer el consumo de exergía manejada y el costo de producción. Los costos nos ayudan a tener una noción de un costo de exergía relacionado a un costo económico, en todos los procesos se estima que los equipos cuenten con un valor económico que recaerá directamente en el costo del producto [28].

También ayuda a comparar con otro método de producción de los productos particulares o para la determinación de los posibles precios de venta, pues es un parámetro uniformizado válido en todos los casos, siempre y cuando se analicen procesos que obtengan los mismos productos, también sirve como un indicador de eficacia del proceso.

Se requiere que todos los costos económicos se consideren, es decir el costo capital, el costo de toda la infraestructura, el costo de instalación, los costos de operación y mantenimiento, los costos de las fuentes, e incluso el costo de transportación del producto, etc., todos los costos involucrados para que así el costo del producto pueda incluir en su balance la parte real que le compete.

Como se ha mencionado, la exergía es la mínima cantidad de trabajo útil necesario para constituir un producto final a partir de un ambiente de referencia, por tanto y como se ha notado en la segunda ley de la termodinámica, ningún proceso es reversible y por ende genera entropía, es por eso que el costo exérgico se eleva considerablemente debido a las irreversibilidades de los equipos y a la transformación de la energía.

El costo exérgico unitario del producto se puede definir como el costo exérgico entre la exergía, y se denomina de la siguiente manera (Ec. 19) (Fig. 12),

$$k = \frac{FUEL}{PRODUCTO} = \frac{COSTO Exergico}{Exergia} \quad \text{Ec. 19}$$

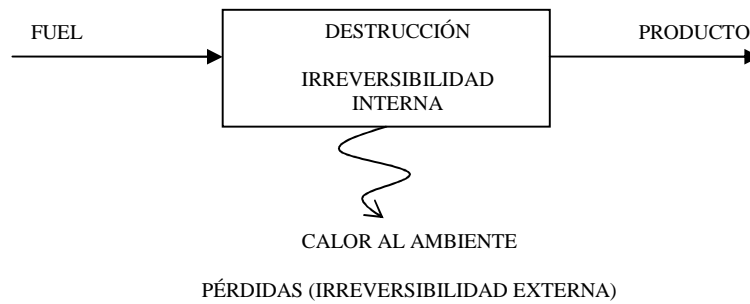


Figura 12. Irreversibilidades en un sistema

Por lo tanto el balance quedará de la siguiente manera,

$$PRODUCTO = FUEL - PÉRDIDAS - DESTRUCCIÓN \quad \text{Ec. 20}$$

De acuerdo a esta convención, el rendimiento exérgico se define como,

$$\eta_b = \frac{PRODUCTO}{FUEL} = 1 - \frac{PÉRDIDAS + DESTRUCCIÓN}{FUEL} \quad \text{Ec. 21}$$

Cumpliendo la condición siguiente, $0 \leq \eta_b \leq 1$.

IV.4. Solución del sistema exergoeconómico

Para la solución del sistema, es necesario definir el nivel de agregación que se presenta, por tanto se creará una matriz formada por las entradas y salidas de las corrientes, la matriz se denominará A. Los flujos se definen de acuerdo al esquema analizado comprendido por los equipos (Ver Figura 13).

Se definirá el conjunto de los equipos y por otra parte, el conjunto de los flujos o corrientes en el sistema (Matriz A), las entradas de las corrientes a los equipos se indicarán con un uno, los flujos que salgan de los equipos se indicarán por un uno con signo negativo. Es necesario crear un vector de flujos para masa (M), energía (E) y exergia (B) respectivamente. Para comprobar si los valores del sistema son correctos, los balances de materia y energía deben cerrar en cero, sin embargo, el balance de exergia dará como resultado la exergia destruida.

$$A \times M = 0$$

$$A \times E = 0$$

$$A \times B = D$$

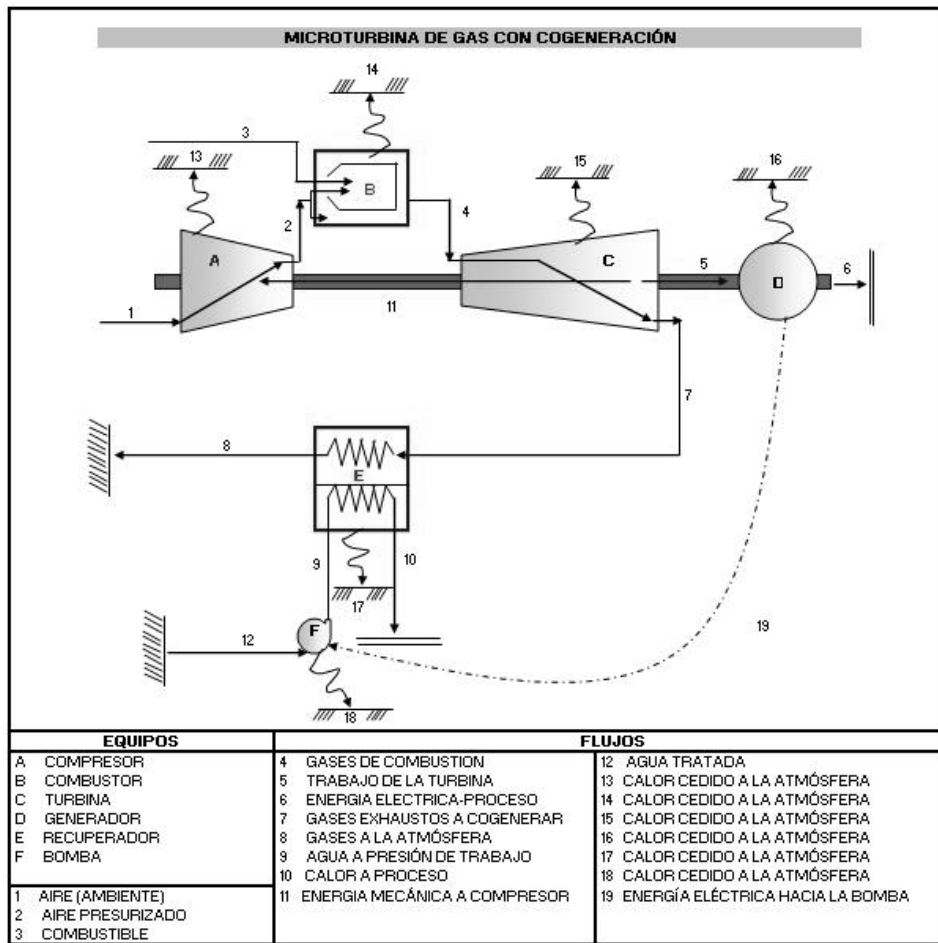


Figura 13. Equipos y flujos del ciclo simple

Posteriormente, se requiere de la definición de F-P-L del sistema analizado y se le conocerá como subsistema genérico (Fig. 14).

Equipos	FUEL		PRODUCTO		PÉRDIDAS	
	I	II	I	II	I	II
A	11		(2-1)		13	
B	3		(4-2)		14	
C	(4-7)		5	11	15	
D	5		6	19	16	
E	(7-8)		(10-9)		17	
F	19		(9-12)		18	

Figura 14. Definición F-P-L del sistema completo.

Partiendo de la definición de las corrientes como se muestra en la tabla anterior, se definen las matrices F, P y L, (Fig. 15, 16, 17 y 18),

Matriz F		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Equipos																				
A		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
B		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
E		0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Planta		0	0	1	1	1	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
Ambiente		0	0	-1	-1	-1	0	0	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1

Figura 15. Matriz F del sistema completo.

Matriz P		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Equipos																				
A		-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B		0	-1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
E		0	0	0	0	0	0	0	0	-1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
Planta		-1	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	1
Ambiente		1	0	0	-1	-1	-1	0	0	0	-1	-1	1	0	0	0	0	0	0	-1

Figura 16. Matriz P del sistema completo.

Matriz L		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Equipos																				
A		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
B		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
C		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
D		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
E		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Planta		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0
Ambiente		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0

Figura 17. Matriz L del sistema completo.

Matriz A (F-P-L)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Equipos																				
A		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0
B		0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
E		0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	-1	1
Planta		1	0	1	0	0	-1	0	-1	0	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Ambiente		-1	0	-1	0	0	1	0	1	0	1	0	-1	1	1	1	1	1	1	0

Figura 18. Matriz A del sistema.

A continuación, se describe las proposiciones que se consideraron para la estimación del costo exérgico [28].

- 1) Se describe el costo exérgico es una propiedad conservativa.
- 2) Para los componentes múltiples del FUEL total de un subsistema, el costo exérgico unitario de los flujos de salida debe ser igual al de los flujos de entrada.

- 3a) Si un subsistema tiene un producto total formado por varios, entonces todas ellas tendrán el mismo costo exérgico unitario.
- 3b) Si un componente del producto tiene varios flujos de salida se les asignará a todos ellos el mismo costo exérgico unitario.
- 4) En ausencia de valoración externa a los flujos de pérdidas debe asignárseles un costo exérgico nulo ya que no tiene utilidad posterior.
- 5) En ausencia de valoración externa, el costo exérgico de los flujos de entrada al sistema es igual a su exergía.

Posteriormente y debido a que el número de flujos (m) es mayor que el número de subsistemas (equipos considerados, n), es necesario volver cuadrada la matriz y resolverla, por tanto, m-n ecuaciones tienen que realizarse para satisfacer el sistema (Ver Figura 19).

$$A \times B^* = 0$$

$$\alpha \times B^* = \omega$$

$\alpha = \text{Ecuaciones Complementarias}$

La estructura que dará solución al sistema encontrando los costos exérgicos se expresa de la siguiente forma,

$$\begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix} \times B^* = \begin{bmatrix} 0 \\ \omega \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 22}$$

Definiendo,

$$A = \begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 23}$$

$$Y = \begin{bmatrix} -Y^* \\ \omega \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 24}$$

donde $-Y^* = 0$, por tanto, el sistema se define de la siguiente manera,

$$Y \times B^* = Y^* \quad \text{Ec. 25}$$

Este costo no solo considera el costo de exergía de un producto, sino que toma en cuenta los distintos costos que pueden presentarse en un problema real de llevar a cabo un proyecto. Los costos no solo son los capitales, sino también se consideran los costos que intervienen como, operación y mantenimiento, combustible y cualquier otro tipo de alimentaciones al sistema.

Número de Flujos		19
Número de Equipos		6
Numero de Ecuaciones Complementarias		13
Equipo C (Expansor)		
$B^*4/B4 - B^*7/B7 = 0$	(G7)	1
Equipo C (Expansor)		
$B^*5/B5 - B^*11/B11 = 0$	(H8)	2
Equipo F (RC)		
$B^*9/B9 - B^*10/B10 = 0$	(I9)	3
Equipo A (Agua)		
$B^*12=B12$	(J10)	4
Equipo B (Compresor)		
$B^*1 = B1$	(K11)	5
Equipo D (combustor)		
$B^*3 = B3$	(L12)	6
Equipo E (RC)		
$B^*8 = 0$	(M13)	7
Equipo E (Compresor)		
$B^*13 = 0$	(N14)	8
Equipo A (Compresor)		
$B^*14 = 0$	(Ñ15)	9
Equipo B (Expansor)		
$B^*15 = 0$	(O16)	10
Equipo C (Generador)		
$B^*16 = 0$	(P17)	11
Equipo D (RC)		
$B^*17 = 0$	(Q18)	12
Equipo E (Bomba)		
$B^*18 = 0$	(R19)	13

Figura 19. Ecuaciones complementarias para el análisis de costos exergoeconómicos

La expresión que plantea el balance de los costos exergoeconómicos se muestra a continuación,

$$\Pi_F + Z = \Pi_P \quad \text{Ec. 26}$$

Donde los vectores Π_F y Π_P son el costo exergoeconómico de los flujos que construyen al FUEL y PRODUCTO del equipo respectivamente, y Z representa el vector de los supuestos económicos y no exérgicos que contribuyen en la producción.

Resultando una ecuación de la siguiente forma,

$$A \times \Pi = -Z \quad \text{Ec. 27}$$

Siguiendo las mismas consideraciones para el costo exérgico, tenemos que,

$$\alpha \times \Pi = \omega_z \quad A \times \Pi = Z \quad A = \begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix} \quad Z = \begin{bmatrix} -Z \\ \omega_z \end{bmatrix}$$

Conclusiones

Los costos exergoeconómicos podrán ser comparados con los costos estimados por concepto de combustible, donde la diferencia entre ambos denotará la implicación de los costos incluidos del: costo capital, mantenimiento y mano de obra.

En el siguiente capítulo, se expone la problemática a resolver, desde un punto de vista general hasta el problema específico que aborda este trabajo.

V EVALUACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA GENERAL

En una problemática más general, en la actualidad este tipo de recurso renovable (biogas) esta siendo poco explotado ya que la difusión es mínima y no se ha consolidado incentivos nacionales suficientes para llevarlos acabo, así como la falta de estudios serios por parte de las dependencias gubernamentales. Otro de los problemas que se une a los ya mencionados, se trata del ya conocido, desconocimiento de la tecnología y resistencia a ella, aunque no es para nada algo nuevo en nuestro país. Sin embargo, la aplicación de esta tecnología a niveles industriales no gubernamentales si es un tema innovador, puesto que sus aplicaciones son mínimas en México. Hasta mediados del 2009 se tenía un registro de proyectos de captura y aprovechamiento de biogas en el país de 200 proyectos donde 150 estaban enfocados a la industria del cerdo¹⁰.

La industria pecuaria en México cuenta con grandes poblaciones de ganado [29], las cuales a su vez generan grandes cantidades de residuos sólidos orgánicos para los que actualmente no se tiene un uso final definido. La materia orgánica generada conlleva algunas problemáticas inherentes como: el mal olor, elementos patógenos, disposición final, entre otras.

En el análisis de este trabajo, solo se contempla la generación de residuos sólidos orgánicos provenientes de vacas de granja productoras de leche, las cuales generan grandes cantidades de excretas al año. Para dimensionar la problemática, se presenta una evaluación de la situación general, tomando como ejemplo, la cuenca lechera de Tizayuca, Hidalgo, donde los residuos son tan abundantes que el ecosistema local se ve afectando de forma importante. Se analiza el supuesto de tratar los desechos orgánicos de 1000 vacas lecheras y los beneficios económicos que se obtendrían en combustibles equivalentes por la obtención de biogas.

Posteriormente se aborda la problemática específica de este trabajo, donde se plantea la construcción de un biodigestor para una granja de vacas productoras de leche, ubicada en el Municipio de Teoloyucan, Estado de México. Donde se proponen los siguientes esquemas de análisis y posibles formas de aprovechar las excretas transformándolas a biogas:

Construcción de un biodigestor y obtención de biogas

- Análisis de biogas y sustitución de gas LP en un 100%
- Evaluación de CO₂ equivalente y obtención de bonos de carbono
- Manejando diferentes precios de gas LP
- Evaluación económica: Tiempo de recuperación de la inversión (TRI) y Tasa interna de retorno (TIR).

Construcción de un biodigestor, obtención de biogas y sistema de microturbina de gas accionada con biogas

- Análisis de biogas y sustitución de gas natural en un 100%
- Generación de energía eléctrica
- Sistema de cogeneración calentando agua para proceso a 85° C

¹⁰ <http://www.sagarpa.gob.mx/Paginas/default.aspx>

- Evaluación de CO₂ equivalente y obtención de bonos de carbono
- Evaluación de ocho casos de estudio combinando: electricidad producida, agua caliente, bonos de carbono y biofertilizante
- Manejando diferentes precios de gas natural
- Evaluación económica: Tiempo de recuperación de la inversión (TRI) y Tasa interna de retorno (TIR) para los ocho casos analizados

V.1. Evaluación general

En la comunidad de la Cuenca Lechera en el municipio de Tizayuca en el Estado de Hidalgo, el problema general es el acomodamiento de estiércol así como el de poseer un olor detectable a varios cientos de metros. Es tal la contaminación del medio ambiente, que el riachuelo que pasa a un costado de esta cuenca se encuentra altamente contaminado con estiércol de vaca, así como también los terrenos aledaños que están al aire libre¹¹. En la Figura 20, se puede apreciar el grado de contaminación ambiental, el cual requiere de medidas de sanidad urgentes. La problemática que aqueja esta cuenca no es un caso aislado, por lo que, considerar el tratamiento de excretas orgánicas de granjas brindaría un beneficio ecológico al devolverlas a la tierra en forma de biofertilizante en un periodo promedio de un mes. Así como también, obtener energía limpia y de bajo costo a través de la implementación de un biodigestor.

¹¹ Visita personal realizada en Agosto del 2009 a la zona lechera de Tizayuca, Hidalgo.



a) Río contiguo



b) Vista panorámica del Río contiguo



c) Vista puente peatonal y vehicula contiguo



d) Vista del campo aledaño 1



e) Vista del campo aledaño 2.

Figura 20. Fotografías de las condiciones a un costado de la Cuenca Lechera de Tizayuca, Hidalgo. Fuente propia.

V.2. Potencial de generación de biogas por cada 1000 vacas lecheras

De acuerdo a lo establecido en el capítulo correspondiente a la generación de biogas, se presenta el potencial de generación de biogas que pudiera ser aprovechado por cada 1000 vacas lecheras (Ver Figuras 21, 22 y 23).

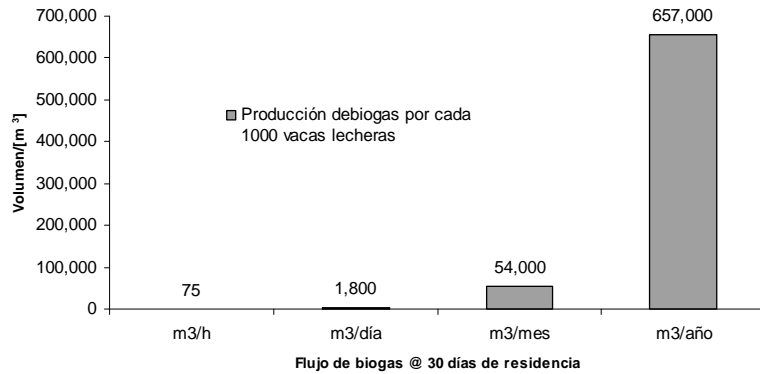


Figura 21. Potencial de generación de biogas por cada 1000 vacas lecheras. Elaboración propia.

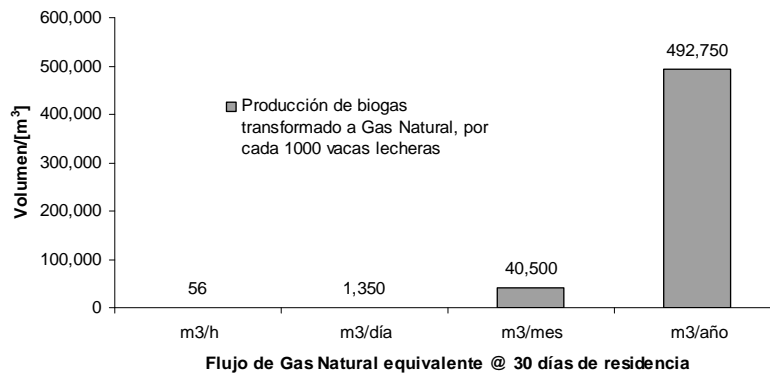


Figura 22. Potencial de Generación de Biogas transformado en equivalencia a Gas Natural, por cada 1000 vacas lecheras. Elaboración Propia.

La importancia de utilizar al biogas como un energético equivalente como es el Gas Natural, se puede enfocar, en que éste último tendrá aumentos constantes y sostenidos a partir del año 2010. Por lo que su uso será cada vez más caro y menos rentable para algunos procesos.

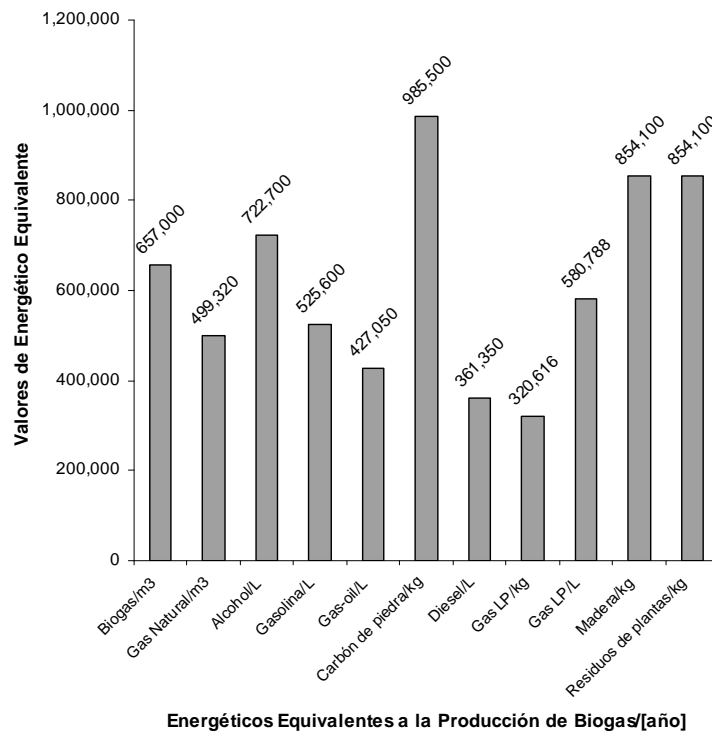


Figura 23. Potencial de generación de biogas transformado en equivalencias para diferentes energéticos, por cada 1000 vacas lecheras. Elaboración propia.

De tal manera, con los datos de valores de generación de energéticos equivalentes, es posible calcular la producción anual promedio nacional de biogas a través de los reportes de cantidad de animales de granja y en este caso de vacas lecheras.

Se estima, de acuerdo a los datos reportados por el INEGI en el 2009, que hay en México una existencia de ganado vacuno alrededor de 23,316,942 cabezas, comprendidas en diferentes edades y tamaños [30]. La generación de biogas emitido por esta cantidad de cabezas de ganado podría estimarse de forma somera en 7,659,615,447 m³, los cuales podrían sustituir 5,361,730,812 m³ de Gas Natural¹² al año.

V.3. Planteamiento del problema específico

Se realizó un estudio de campo, entrevistando a algunos productores de leche de la zona norte del Estado de México, para tener en cuenta los problemas que los aquejan. De la información recopilada, la mayoría de los productores coincidieron en los siguientes puntos:

- Exceso de excretas

¹² Se consideró una generación de biogas al dividir entre 2 el número total de cabeza de ganado de vacas lecheras, debido a que se consideran en este censo animales menores a 1 año y no generan la misma cantidad de estiércol.

- Problemas para ubicarles un destino final
- Quejas de vecinos por los malos olores
- En algunos casos los problemas han pasado a términos legales
- Demandas de desalojo por contaminación del ambiente local
- Costos extras por transporte de las excretas.
- Precios bajos en la venta de leche, aproximadamente a 4.00 pesos por cada litro. Búsqueda constante para disminuir costos de producción.

Los ranchos y/o granjas entrevistados se encuentran localizados específicamente en los municipios de Huehuetoca, Teoloyucan y Zumpango. Dentro de los empresarios entrevistados, el 90% de ellos se vieron interesados en aprovechar su potencial de generación de biogas, aunque argumentaron desconocer la tecnología y carecer de medios económicos para llevarlo a cabo.

Dentro de todos ellos, el principal interesado pidió un estudio de factibilidad de producción de biogas para su rancho, sustituyendo en su totalidad la demanda de gas de las instalaciones y de su casa, así como generar energía eléctrica y analizar si era viable la venta del biogas para vehículos. En general aprovechar al 100% el desperdicio de estiércol en forma de biogas.

El rancho San Jacinto, ubicado en la zona centro de Teoloyucan con domicilio conocido, cuenta con 50 vacas lecheras, que producen alrededor de 1500kg de estiércol por día, representando un problema para su disposición final ya que se tienen que buscar tierras de cultivo que se encuentren en reposo para verter en ellas las excretas de vaca. El tiempo que le lleva al estiércol comúnmente transformarse en un abono orgánico útil para las tierras de cultivo y la adecuada asimilación de los nutrientes por parte de los éstos, es aproximadamente de 1 año, por lo tanto todo este periodo las tierras dejan de producir, mientras que el estiércol genera focos de infección y malos olores. Además de lo anterior, el transporte del estiércol a las tierras de cultivo o terrenos prestados, corre por cuenta del dueño, generando costos extras de manipulación de excretas.

Por otro lado, las demandas de energía eléctrica y calor para calefacción en las instalaciones del rancho así como en la misma casa, son considerablemente elevadas. Con una capacidad de demanda instalada estimada en 11.3kW¹³ aproximadamente y con prospectivas de crecer a corto plazo, ya que el dueño piensa adquirir más vacas lecheras para aumentar su producción.

A todo esto, el objetivo primordial es presentar un estudio de factibilidad para cubrir las necesidades energéticas del rancho completo, así como el aprovechamiento del 100% de los residuos orgánicos. El análisis final presentado deberá mostrar todas las variables posibles para que el interesado dueño del rancho pueda elegir el factor de riesgo y de oportunidad del proyecto.

¹³ Información personal directa de uno de los dueños del Rancho San Jacinto

V.3.1. Ocho casos de solución al problema

Para dicho rancho, se elaboró un abanico de posibles casos de solución al problema, empleando un biodigestor para la generación de biogas, para autoconsumo y venta del mismo. Así como también, se analiza la posibilidad de generar energía eléctrica a través de una microturbina de gas accionada con biogas, y el aprovechamiento de los gases calientes para calentamiento de agua a 85° C para usos varios, principalmente para la elaboración de queso.

El análisis se dividió en ocho posibles casos de solución, los cuales involucran los beneficios de la generación de biogas a través de los residuos orgánicos. Estos ocho casos se pueden apreciar en la Tabla 19.

Tabla 19. Ocho casos de estudio

Aspectos considerados	Casos Analizados							
Concepto	1	2	3	4	5	6	7	8
Electricidad	x	x	x	x	x	x	x	x
Agua Caliente		x		x			x	x
Bonos de Carbono			x	x		x		x
Biofertilizante					x	x	x	x

Como se observa en la tabla anterior, los ocho casos son resultado de la combinación de los cuatro posibles beneficios que se pueden obtener al implementar un biodigestor para la obtención de biogas *in situ*.

V.4. Alternativa propuesta

De acuerdo al análisis de este estudio, se propone instalar un biodigestor para procesar las excretas de vaca y obtener biogas. La obtención de biogas debe satisfacer las necesidades de la granja lo más posible, considerando la demanda de energía eléctrica que se tendrá. De tal manera, que se propone el utilizar una microturbina de gas Capstone C30 Biogas (Ver Figura 24), la cual podrá satisfacer la demanda de energía eléctrica y a través de un sistema de recuperación de calor se podrá calentar agua a 85° C, suficientes para las demandas de elaboración de queso y para otros servicios de calefacción, como obtener agua caliente para bañarse y usos de cocina. Se considera un biodigestor de baja tecnología por la capacidad del mismo.



Capstone Micro Turbine™



**CAPSTONE C30
Biogas**

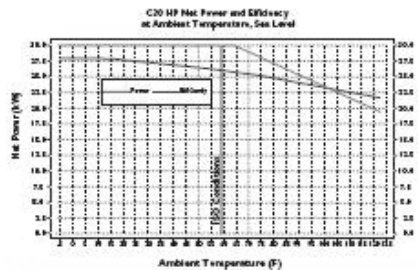
The Product

Features

- Load-following 15-30 kW
- Fuel input as low as 350 Btu/scf
- 360-528 VAC, 50/60 Hz
2-phase, 3- or 4-wire wye
4/48NS phase max. continuous
- Maintenance-free air bearings
- No liquid lubricants
- Sour gas tolerant (up to 70,000 ppm)
- Digital power controller
- Built-in display and user interface
- Built-in protective relays
- Built-in MultiPacking of 2-20-units (attested via grid contract)

Benefits

- Renewable energy from waste
- Greenhouse gas reduction
- Ultra-low emissions
- Minimal maintenance
- DirectGrid™ interconnection
- No fluid storage, changes, disposal
- Uncontaminated exhaust heat for CHP
- Phase-to-phase balance @ 100% on stand-alone units
- Small footprint
- Vibration-free, quiet operation
- Easy indoor/outdoor/rooftop siting
- Zero hardware arraying (up to 600 kW)
- Optional remote monitoring



Compliance

- IEC 61511
- IEC 61801-2
- IEC 61801-3
- IEC 61801-4
- IEC 61801-5
- IEC 61801-6
- IEC 61801-7
- IEC 61801-8
- IEC 61801-9
- IEC 61801-10
- IEC 61801-11
- IEC 61801-12
- IEC 61801-13
- IEC 61801-14
- IEC 61801-15
- IEC 61801-16
- IEC 61801-17
- IEC 61801-18
- IEC 61801-19
- IEC 61801-20
- IEC 61801-21
- IEC 61801-22
- IEC 61801-23
- IEC 61801-24
- IEC 61801-25
- IEC 61801-26
- IEC 61801-27
- IEC 61801-28
- IEC 61801-29
- IEC 61801-30
- IEC 61801-31
- IEC 61801-32
- IEC 61801-33
- IEC 61801-34
- IEC 61801-35
- IEC 61801-36
- IEC 61801-37
- IEC 61801-38
- IEC 61801-39
- IEC 61801-40
- IEC 61801-41
- IEC 61801-42
- IEC 61801-43
- IEC 61801-44
- IEC 61801-45
- IEC 61801-46
- IEC 61801-47
- IEC 61801-48
- IEC 61801-49
- IEC 61801-50
- IEC 61801-51
- IEC 61801-52
- IEC 61801-53
- IEC 61801-54
- IEC 61801-55
- IEC 61801-56
- IEC 61801-57
- IEC 61801-58
- IEC 61801-59
- IEC 61801-60
- IEC 61801-61
- IEC 61801-62
- IEC 61801-63
- IEC 61801-64
- IEC 61801-65
- IEC 61801-66
- IEC 61801-67
- IEC 61801-68
- IEC 61801-69
- IEC 61801-70
- IEC 61801-71
- IEC 61801-72
- IEC 61801-73
- IEC 61801-74
- IEC 61801-75
- IEC 61801-76
- IEC 61801-77
- IEC 61801-78
- IEC 61801-79
- IEC 61801-80
- IEC 61801-81
- IEC 61801-82
- IEC 61801-83
- IEC 61801-84
- IEC 61801-85
- IEC 61801-86
- IEC 61801-87
- IEC 61801-88
- IEC 61801-89
- IEC 61801-90
- IEC 61801-91
- IEC 61801-92
- IEC 61801-93
- IEC 61801-94
- IEC 61801-95
- IEC 61801-96
- IEC 61801-97
- IEC 61801-98
- IEC 61801-99
- IEC 61801-100

Other package sizes also available.

Full Load Specifications @ ISO Conditions (15°C / 59°F @ sea level)

Performance	Power	Efficiency (LHV)	Heat Rate (LHV)								
Landfill or digester gas	30 kW net (+0/-1) 38.2 kW max @ 480 VAC	26% (± 2)	13,800 kJ (13,100 Btu) / kWh								
Emissions:											
NO _x	<9 ppmV @ 15% O ₂ (<0.49 lb/MWh)										
Intake/Exhaust											
Fuel flow (methane-HHV)	457,000 kJ/hr (433,000 Btu/hr)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Pressure Range (psia)</th> <th>ppm</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td><100</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>>100</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>>250</td> <td>75</td> </tr> </tbody> </table>		Pressure Range (psia)	ppm	<100	15	>100	45	>250	75
Pressure Range (psia)	ppm										
<100	15										
>100	45										
>250	75										
Exhaust gas temperature	275°C (530°F)										
Mass flow	0.31 kg/s (0.68 lbs/s)										
Total exhaust energy	327,000 kJ/hr (310,000 Btu/hr)										
Dimensions											
H: 1900mm (74.8")											
W: 714mm (28.1")											
D: 1344mm (52.9")											
Weight											
478 kg (1052 lb)											
Sound											
65dBA @ 10 m (33 ft)											
3dBA @ 15 m (50 ft) with optional shield											
CE L _W 98 compliant											

* See www.capstoneturbine.com/compliance for details
 Test fuel contact: 12.8 to 42.1 MJ/scf (28 to 11.38 Btu/scf) HHV methane.
 The manufacturer reserves the right to change or modify technical data, the design or equipment specifications without notifying the customer in advance. The manufacturer does not warrant the data on this document. Warranted specifications are documented separately.

Argentina: Pto. J. González y Aragón n° 15 - CP: B1802AYA - Ezeiza, Pcia. Bs. As. TE (54 11) 6328 1414 - FAX (54 11) 6328 1490
 Brasil: Rua Luigi Galvani 70 - cj 51-04575-020 - Brooklin Novo, Sao Paulo TE (55 11) 5505 6904 - FAX (55 11) 5507 3387
 www.energiadistribuida.com E-mail: info@pecom.com

CAPSTONE TURBINE CORPORATION

Figura 24. Hoja técnica Microturbina Capstone C30 Biogas.

Sin embargo, el estudio será dividido en varias etapas de análisis las cuales se pueden resumir de forma gráfica en la Figuras 25.

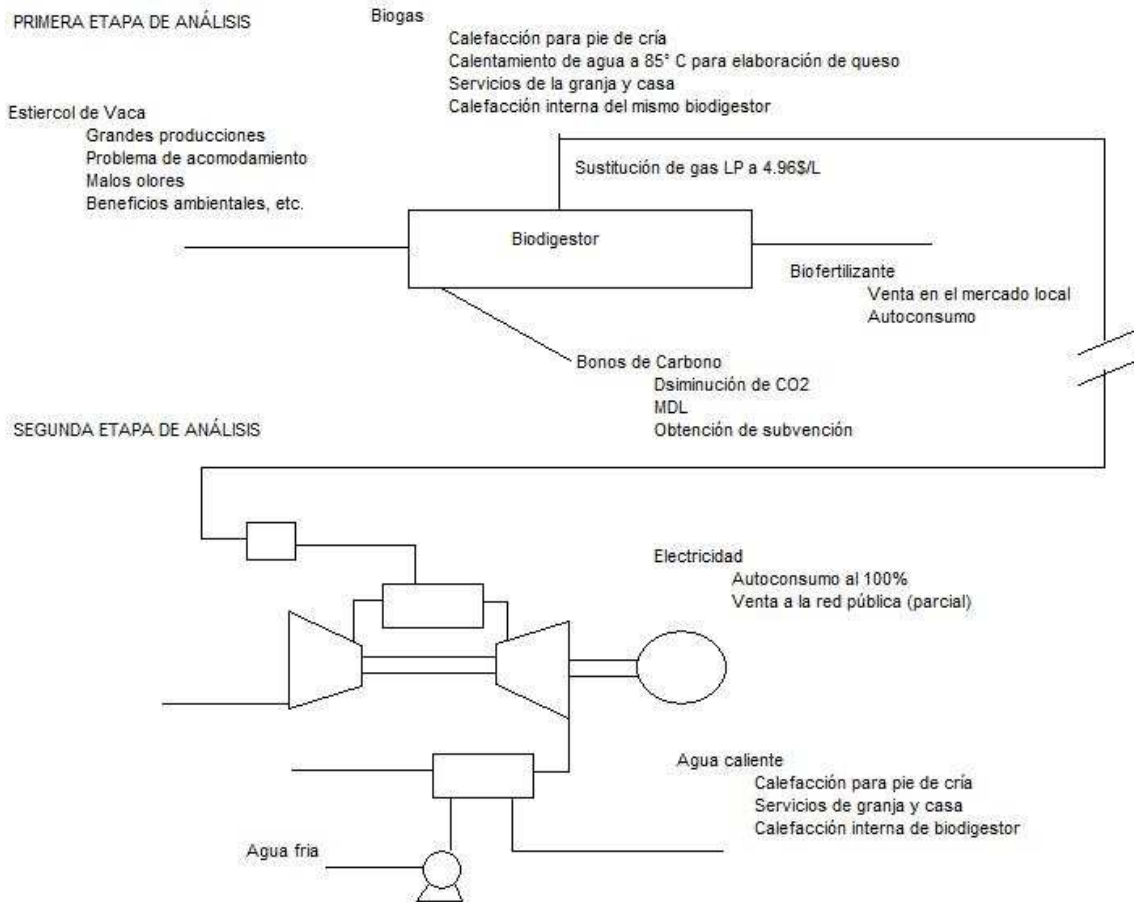


Figura 25. Esquema de biodigestor y microturbina con cogeneración.

VI ANÁLISIS DEL PROBLEMA ESPECÍFICO Y SOLUCIÓN

En la localidad de Teoloyucan Estado de México, se encuentra localizado el Rancho San Jacinto, ubicado en la zona centro del municipio muy cercano a la carretera, principalmente inmerso entre la zona suburbana. Este rancho posee una capacidad de 50 vacas lecheras, de las cuales se extrae aproximadamente 25 litros de leche por vaca al día. El destino de esta leche es para la producción de queso o su venta a la sociedad lechera del lugar. El rancho tiene planeado crecer en un futuro muy próximo multiplicando la cantidad de vacas lecheras para aumentar su rentabilidad.

Uno de los problemas que vive este rancho al igual que muchos otros, es el acomodamiento o destino final del estiércol producido por las mismas vacas, el cual se genera en grandes cantidades por día, con un aproximado a 30kg por cada vaca lechera. Esto último genera grandes cantidades de estiércol que provocan algunos inconvenientes para los mismos productores y vecinos aledaños al lugar.

Algunos de los inconvenientes provocados se mencionan a continuación:

- Contaminación ambiental local (Malos olores)
- Focos de infección para animales y seres humanos
- Grandes cantidades de moscas
- Preservación para organismos patógenos
- Foco de infección para enfermedad del tétanos
- Falta de lugares para el acomodamiento del estiércol
- Largo tiempo de reposo para que el estiércol se pueda utilizar como fertilizante (1 año aproximadamente)

Como se observa, las desventajas son más acentuadas cuando los ranchos o establos están más cerca de una zona urbana, por lo que para resolver este problema se propuso la aplicación de un biodigestor, el cual tiene como objetivo subsanar todos los problemas anteriores brindando beneficios secundarios como la generación de biogas y la transformación del estiércol en un biofertilizante útil en aproximadamente 1 mes. Así también, se resolverían los problemas de abastecimiento de energía eléctrica y gas para calefacción y requerimientos en la vivienda del rancho, así como energía eléctrica para todas las instalaciones y si es posible vender los excedentes a la red nacional de CFE.

Entendiendo los beneficios que representa instalar un biodigestor, como se pudo apreciar en el capítulo relacionado a los biodigestores, la propuesta de instalar uno de éstos en el Rancho San Jacinto solo dependerá del análisis técnico-económico.

VI.1. *Análisis general de costos*

Para la elaboración de las evaluaciones económicas en el tiempo, se emplearon las ecuaciones para: valor presente neto (VPN) y estimación de la tasa interna de retorno.

$$VPN = \sum_{j=0}^n \frac{FNE}{(1+TD)^j (1+INF)^j} \quad \text{Ec. 28}$$

$$FD_{\text{año } j} = \frac{1}{(1+TD)^j(1+INF)^j}$$

Ec. 29

Donde:

FNE es el flujo neto de efectivo, ingresos esperados menos los costos

FD es el factor de descuento

TD es la Tasa de descuento, y

INF es la inflación

En cuanto a los valores de la tasa de descuento y la inflación para las evaluaciones se obtuvieron a través de los datos reportados por Banxico¹⁴. La tasa de descuento promedio utilizada para este estudio es de 7.5%, mientras que para la inflación se consideró un promedio de 4.0% al momento de realizar el estudio, aunque se han reportado valores de hasta un 4.7%. Por lo tanto, los valores pueden variar en el paso del tiempo, tomando en cuenta que se vive un cambio considerable en las reservas del petróleo y la paridad cambiaria del peso frente al dólar.

EL tipo de cambio se consideró en 13.5 pesos por dólar americano, de acuerdo a la situación actual.

VI.1.1. Costo de biodigestores

Los costos para la construcción de biodigestores puede ser variado, ya que como se mencionó en el capítulo competente a estos, depende de los materiales de construcción y del país donde se construyan. Hay países donde a pesar que el costo de un biodigestor sea caro están dispuestos a implementarlos como EU, Canadá y casi toda Europa, mientras que en otros, a pesar de que el costo de los biodigestores sea muy económico aún se resisten a su implementación, como los son, la mayoría de los países asiáticos exceptuando China y Japón, África exceptuando Sudáfrica, Centro América y Sudamérica exceptuando Colombia, Brasil y Argentina.

En el caso de México, este no es un tema nuevo, sin embargo su difusión y aplicación es aún precaria, ya que son escasos los casos reportados de la instalación de estos equipos a lo largo de la República Mexicana¹⁵¹⁶. Sin embargo, últimamente se han reportado proyectos de biodigestores¹⁷ prospectados para el año 2009 y 2010.

En cuanto a los costos de biodigestores, varían de acuerdo al grado de producción de excretas animales o residuos orgánicos urbanos, ya que para estructuras mayores a 110 m³, los costos se aproximan a los 25,000 USD [13]. Sin embargo, existen maneras alternativas

¹⁴ www.banxico.org.mx. En esta página se tomó en cuenta la tasa de interés de los CETES y la inflación promedio hasta la última predicción en el 2011.

¹⁵ Fuente: www.inifab.com.mx. Instituto nacional de investigaciones forestales agrícolas y pecuarias, INIFAB. Información libre en los reportes en línea, Agosto de 2009.

¹⁶ Entrevista directa con Grupo PRODUCE AC. DF. Ubicado en Xochimilco. Agosto de 2009.

¹⁷ Reportes en Internet. www.sagarpa.gob.mx. Agosto 2009.

para reducir los costos de construcción, principalmente en los aislantes, la tubería para calefacción interna y las paredes (ferrocemento).

Así que el costo de construcción de un biodigestor agropecuario debe tener en cuenta estos tres últimos factores. Este costo debe actualizarse debido a que se emplean materiales derivados del petróleo como lo es la geomembrana, así como equipos electrónicos.

VI.1.2. Cotización del biodigestor

Se desglosó la parte de la cotización del biodigestor en las siguientes partidas (Tabla 20).

1. Excavación de la Fosa.
2. Nivelado y aplanado de la Fosa.
3. Construcción de las paredes con ferrocemento.
 - Aislamiento de unicel (tergopol) en las paredes (opcional)
4. Construcción de los registros de entrada y salida de la biomasa.
5. Colocación de la geomembrana y **sistema de calefacción**.
6. Instrumentación.
7. Asesoría y respaldo técnico.

Tabla 20. Cotización realizada en Marzo del 2009.

No. Partida	Costo/ MN
1	80,000.00
2	40,000.00
3	90,000.00
4	25,000.00
5	80,000.00
6	20,000.00
7	29,500.00
Costo Total:	364,500.00

VI.1.3. Estimación del costo del biofertilizante

Sobre el costo que debe dársele al biofertilizante, requiere de las concentraciones que este tenga en su composición final de macro y micromoleculas, que regularmente posee las mismas, pero suele tener variaciones en cuanto al origen del residuo orgánico, en este caso de animales, como en la misma dieta de los animales. Sin embargo, existen estudios más especializados para determinar las concentraciones de los nutrientes y de acuerdo a esto se le da un valor más exacto.

Por otro lado, el biofertilizante puede venderse a precios mínimos para garantizar su venta sin tener que entrar en detalle con el estudio de nutrientes contenidos. En el mercado se pueden comprobar los precios de venta de las tierras de abono, para así asignarle un precio al biofertilizante. La desventaja de un abono orgánico comercial, comúnmente encontrado en invernaderos o secciones de abonos de tiendas de autoservicios, es que este posee las cualidades de que en su descomposición se de una reacción exotérmica, que regularmente si se excede en la cantidad proporcionada a las plantas o cultivos, estos se “queman” por el exceso de calor liberado. Siendo que el biofertilizante obtenido de un biodigestor, puede

aplicarse en un 100% a los cultivos sin necesidad de rebajarlo con tierra, dando ventajas en la recuperación de suelos y alimentación de cultivos. Por tal razón, el precio del biofertilizante puede ser mayor al abono orgánico comercial.

El precio actual de un biofertilizante comercial estriba entre 10 pesos y 100 pesos por cada kilogramo¹⁸, donde las presentaciones se dan en bolsas de 100 gramos, esto último no quiere decir que la venta a mayoreo posea el mismo precio, sin embargo, su disminución no excedería el 50% (50 pesos/kg.). Por tal motivo, un productor de biofertilizante puede ofrecer a costos mínimos su producto y verse beneficiado de este subproducto. En los análisis futuros, el costo del biofertilizante obtenido se le asignará un precio de venta de 1 peso por cada kilogramo, de tal manera que este valor pueda ajustarse al alza y no a la baja, haciendo más rentables los proyectos.

VI.1.4. Costo microturbina, mantenimiento y mano de obra

Para la determinación de evaluación económica del sistema de microturbina con sistema de recuperación de calor, se tuvo que tomar en cuenta diversos factores económicos para poder contemplar y englobar lo más posible variables reales en la instalación de un sistema de esta índole, de acuerdo a lo reportado por la CONUEE (Ver Tabla 21).

Las evaluaciones se dividieron en los siguientes puntos:

- Costo del sistema por kW.
- Costo del sistema por kW instalado: Obra civil, Mano de obra, instalación eléctrica general.
- Costo del sistema de recuperación de calor
- Costo de la instalación del sistema de recuperación de calor.

Componentes auxiliares

- Costo de la bomba de agua de alimentación.
- Costo de instalación de la bomba de agua de alimentación.
- Costo de tuberías y su instalación para combustible y agua caliente.
- Costo de compresor para gas natural o biogas¹⁹.
- Instrumentación y control²⁰.

Tabla 21. Partidas generales estimadas. Fuente CONUEE

USD/kW	Instalación USD/kW	Equipo Recuperador de Calor [USD/kW]	Instalación de RC [USD/kW]	Auxiliares
670 ²¹	200	140	21	20% del costo total del sistema instalado

Los parámetros de los costos operativos mencionados por la Comisión Nacional para el Eficiente de la Energía (CONUEE), no se aplican para casos donde se instalan

¹⁸ Entrevistas personales con los productores y vendedores de humus de lombriz en diferentes ferias, FONAES D.F., Palacio de los Deportes, 2009 y PyMES D.F., 2009.

¹⁹ Para este estudio no se contempló este equipo.

²⁰ Las microturbinas ya cuentan con un sistema de monitoreo remoto.

²¹ Este costo es el asignado a una microturbina de gas accionado por biogas.

microturbinas, ya que el costo correspondiente a la operación y mantenimiento tiene un tope límite inferior que no debe rebasarse, ya que el costo mínimo de esta partida estaría por debajo del salario mínimo estipulado por el Diario Oficial de la Federación. De esta manera la estimación del costo de operación y mantenimiento puede partir de estimar el salario de un técnico calificado al mes y llevarlo a un salario por año. De tal manera que así se determinaría un costo más adecuado para este tipo de sistemas.

Dado que estos sistemas son muy pequeños y que se propone su instalación en zonas semiurbanas y rurales, la operación y mantenimiento puede estar dado por una persona capacitada de casi tiempo completo, que pueda darle el mantenimiento siempre que se necesite o en su defecto por el mismo dueño. De acuerdo a una evaluación que se hizo y al ajuste del salario de un peón de la misma granja que esté en la operación y mantenimiento de la microturbina, se le asignó un salario anual de 100 mil pesos, más 20 mil pesos por mantenimiento mayor cada 5 años al darle mantenimiento mayor al biodigestor.

Otro factor de igual importancia que se debe definir para la evaluación económica, es la vida útil del proyecto la cual puede considerarse entre 15 años y 20 años. Al igual que el factor de planta que estará definido por el tiempo de mantenimiento menor y mayor menos el sobrante del tiempo en un año, se consideró un factor del 80%.

VI.1.5. Evaluación del costo del gas natural

Debido a que los reportes oficiales de los costos del gas natural ofertado en La República Mexicana varía de acuerdo a la empresa que lo distribuya, se hace complicado obtener datos puntuales de los costos de gas natural para usuarios finales. Estos últimos datos carecen de actualización por parte de la Comisión Reguladora de Energía²². Además, siendo el precio del gas natural uno de los valores más sensibles a los fenómenos económicos globales y técnicos, ya que depende de la composición del gas y de la demanda de este en el mercado nacional y extranjero como en el caso de los EE.UU., se deben actualizar día con día.

Debido a esto último, se recurrió a obtener un valor puntual a través de la compañía Gas Natural México. Este valor se ofrece de acuerdo al costo de gas por cada metro cúbico, por lo que se tuvo que recurrir a valores promedios nacionales para estimar el costo del gas natural en unidades de dólares por millones de Btu's.

A continuación se muestra el procedimiento para la obtención del costo del gas natural de acuerdo a los requerimientos del programa desarrollado (Ver Tabla 22).

²² Fuente www.cre.gob.mx, consultada en Agosto de 2009.

Tabla 22. Costo Gas Natural. Fuente: Gas Natural México

Análisis		
Dato Gas Natural Méxcio	5.12	pesos/m ³ GN
Poder Caorífico Promedio	9200	kcal/m ³
PCP	38518.513	kJ/m ³
Tipo de cambio actual	13.5	pesos/USD
Costo por energía	0.000132923	pesos/kJ
Costo por energía	132.92	pesos/GJ
Costo por energía	140.23	pesos/MMBTU
Costo para Simulador	10.39	USD/MMBTU

Se debe tener cuidado al manejar este dato, debido a que los precios del gas natural presentarán un cambio o incremento mensual del 0.7 por ciento constante hasta el año 2012. Además de que puede tener subsidios o disminuciones en el precio de venta a usuarios finales por parte de PEMEX para pequeños consumidores.

De acuerdo a este valor reportado por Gas Natural México²³, se considera que la diferencia entre el costo del gas natural y el gas LP es muy estrecha, siendo que en algunos momentos el gas natural ha estado más caro que el mismo gas LP. En el siguiente análisis se puede ver la diferencia de los costos haciendo las equivalencias correspondientes (Ver Tabla 23).

Tabla 23. Equivalencia energética gas LP y gas natural

Equivalencia Energética/Económica del Gas LP con el Gas Natural		
1 kg de Gas LP -----		1.558 m3 de GN
Precio del Gas LP	8.93	pesos/kg
Costo del Gas LP en m3	5.73	pesos/m3
Beneficio de Consumir Gas Natural sobre Gas LP		
Costo de Gas Natural	5.12	pesos/m3
Diferencia de costos	0.61	pesos/m3

Como se puede observar, las ventajas de usar gas natural sobre el gas LP son muy pocas, pero aún así sigue siendo, económicamente hablando en términos generales y en este momento, mejor el uso del gas natural sobre el gas LP.

VI.1.6. Costos de energía eléctrica

Los costos de energía eléctrica que se presentan en este trabajo se dividen en dos análisis de importancia que deben de definirse de acuerdo a su procedencia, de esta manera se aclarará la diferencia de los costos a pesar de que se trate del mismo flujo analizado:

1. Costos de energía eléctrica a través del vector II

Como se observa en la tabla de resultados de cada uno de los puntos analizados en el sistema correspondiente al análisis exergoeconómico, con respecto al vector de resultados II, el cual arroja los costos de producción de cada uno de los flujos en MX \$/kW. A partir

²³ Gas Natural México. Obtención de datos vía telefónica el 12 de Agosto del 2009.

de este vector se puede analizar los costos de energía eléctrica y los costos de calor aprovechado en el flujo de agua por separado; contemplando el costo capital distribuido en cada uno de los equipos, el mantenimiento y mano de obra.

De tal manera que el resultado de los costos para el flujo de electricidad (flujo 6) ya incluye el costo diferido por concepto de cogeneración e incluido los costos de los equipos. El costo del calor aprovechado también se da directamente por el costo del flujo definido como 10, es decir, ya no se requiere hacer una diferencia de costos del flujo 9 y el flujo 10, ya que el vector Π da los costos puntuales y directos.

Costos a través del vector Π ,

$$[\text{Costo del Flujo 6} * 3600] / E6 = \text{Costo de la Energía a Proceso} \quad \text{Ec. 30}$$

$$[\text{MX \$/s}] * [3600 \text{ s/1 h}] / \text{kW} = \text{MX \$/kWh} \quad \text{Ec. 31}$$

2. Costos de energía a través del análisis convencional

Para los costos donde se obtienen los costos a través de la forma convencional, se obtienen valores de costos donde no se considera e involucran los costos de los equipos y su depreciación. Estos costos obtenidos son los más adecuados para compararse de forma directa con los costos de la facturación de acuerdo a la tarifa correspondiente, donde los costos de CFE no están obtenidos en base a un análisis exergoeconómicos, no obstante los costos obtenidos a través del vector Π son un indicativo comparable para saber que tan conveniente es el proyecto propuesto, ya que estos costos incluyen en sí variables como amortización, costo capital, costo de insumos y cualquier otra variable entrante al sistema.

Los costos a través de la forma convencional pueden observarse de dos manera, la primera entrega valores de electricidad por concepto de combustible sin considerar el costo amortizado por la cogeneración, en la segunda, los costos de electricidad incluyen el costo de producción de agua caliente, por lo tanto, el valor obtenido del costo de la energía eléctrica por concepto de combustible es menor que el costo sin considerar amortización por cogeneración.

Ecuaciones convencionales: Costo de energía eléctrica por concepto de combustible,
Masa del Combustible * Poder Calorífico Inferior = Flujo de combustible
 $[\text{kg/s}] * [\text{kJ/kg}] = [\text{kJ/s}] \text{ ó } [\text{kJ/h}] \quad \text{Ec. 32}$

Costo de Combustible = Flujo de combustible * Precio de Combustible por
Energía
 $[\text{kJ/s}] \text{ ó } [\text{kJ/h}] * [\text{MX \$/kJ}] = [\text{MX \$/h}] \quad \text{Ec. 33}$

Costo de Electricidad = Costo del Combustible / Potencia Generada
 $[\text{MX \$/h}] / [\text{kW}] = [\text{MX \$/kWh}] \quad \text{Ec. 34}$

Costo de energía eléctrica por cogeneración,
 Diferencia = [Energía del combustible - Energía del Agua Calentada]
 $Dif = Mc \cdot PCI - (E_{10} - E_9)$ Ec. 35
 $[kJ/h] = [kJ/h] - [kJ/h]$

$Dif_{costo} = Dif \cdot Costo \text{ del Combustible}$
 $Dif_{costo} = [Mc \cdot PCI - (E_{10} - E_9)] \cdot [MX \$/kJ]$ Ec. 36
 $[kJ/h] \cdot [MX \$/kJ] = [MX \$/h]$

Costo de Energía Eléctrica por Cogeneración = $Dif_{costo} / Potencia \text{ Generada}$ Ec. 37
 $[MX \$/h] / [kW] = [MX \$/kWh]$

VI.2. Análisis de biogas

Como ya se mencionó, en el Rancho San Jacinto se tienen 50 vacas lecheras, las cuales producen diariamente un total de 1500kg de estiércol aproximadamente. Con este dato y las ecuaciones correspondientes se estimó el biogas producido así como la capacidad y relaciones de sólidos/líquidos en el biodigestor (Ver Tabla 24).

Tabla 24. Datos de producción de Biogas generado por 1500kg de estiércol al día.

Producción promedio de biogas por día	90.00	m ³ /día
Producción de gas por hora	3.75	m ³ /h
Producción promedio de biogas por mes en m ³	2,700.00	m ³ /mes
Producción promedio de biogas por año en m ³	32,850.00	m ³ /año

A continuación se muestran los flujos máxicos del biogas producido en diferentes tiempos (Ver Figura 26).

Análisis de Densidad Promedio del Biogas Producido			
R universal =	8.314 [(kPa m ³)/(kmol K)]		Constante de los gases
V=RT/P			Ecuación general de los gases ideales
	16.043 kg/kg mol		Peso molecular del CH ₄
	44.01 kg/kg mol		Peso molecular del CO ₂
	65% vol		Porcentaje volumétrico representativo en la mezcla
	35% vol		Porcentaje volumétrico representativo en la mezcla
	10.42795		
	15.4035		
	0.40369 (%/100) masa		Porcentaje masa representativo en la mezcla
	0.59631 (%/100) masa		Porcentaje masa representativo en la mezcla
Obtención del Biogas en kg			
P atm =	101.325 kPa		
Tambienta=	288.15 K		
V =	23.6435 m ³ /kgmol		
D=	0.0423 kgmol/m ³		Densidad
DCH₄	0.67853703 kg/m ³ @ Patm	DCH₄	0.27391998 kg/m ³ @ Patm
DCO₂	1.8613984 kg/m ³ @ Patm	DCO₂	1.10996674 kg/m ³ @ Patm
Densidad Total del Biogas			
D_{Biogas}	1.3839 kg/m ³ @ (1 atm, 25°C)		
P atm =	77.5408044 kPa		
Tambienta=	298.15 K		
Vuniversal =	31.9679 m ³ /kgmol		
Duniversal=	0.0313 kgmol/m ³		
DCH₄	0.50184668 kg/m ³ @ Patm	DCH₄	0.20259149 kg/m ³ @ Patm
DCO₂	1.37669215 kg/m ³ @ Patm	DCO₂	0.82093253 kg/m ³ @ Patm
Densidad Total del Biogas			
D_{Biogas}	1.0235 kg/m ³ @ (1 atm, 25°C)		
Biogas	92.1172 kg/día	3.8382 kg/h	0.00107 kg/s

Figura 26. Flujos de biogas producido por 50 vacas lecheras.

Fue necesario conocer la densidad del biogas obtenido, debido a que la demanda de biogas por la microturbina se da en kilogramos por cada segundo (kg/s), de esta manera se puede estimar los consumos por la microturbina y el biogas restante, si es que la producción de biogas llega a ser mayor a la demanda. La densidad se calculó para condiciones a nivel del mar y posteriormente a condiciones del lugar, de esta manera se pudo estimar una producción de biogas más realista. Los porcentajes representativos del biogas en la mezcla se redujeron a dos solamente, metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), ya que son los mas representativos en la mezcla, de igual manera se tomaron concentraciones volumétricas promedio de estos gases presentes en la mezcla del biogas correspondientes a un 65% de CH₄ y un 35% de CO₂.

En dado caso que se pudiera medir la representatividad de los gases en el biogas, se tendría que involucrar en el cálculo de la densidad todos los gases, de esta manera se evitaría el problema de sobre dimensionar un sistema de generación o tener producciones de biogas sobrado y que tendrían que ventearse a la atmósfera. De la misma forma, ayudaría a diseñar equipos o esquemas de sistemas más adecuados que aprovecharan mejor la energía proveniente del biogas obtenidos.

Debido a que la microturbina demandaba más biogas que el obtenido por 50 vacas, se tuvo que realizar un segundo análisis para poder encontrar el número óptimo de vacas.

VI.2.1. Nuevas condiciones a analizar

Para el nuevo análisis, se evaluó que 115 vacas lecheras son suficientes para poder emplear la microturbina de gas, sin embargo, y tomando en cuenta los intereses de los dueños del rancho, se evaluó una capacidad de 150 vacas lecheras, esto para tener un sobrante en biogas y poder incursionar en una aplicación del biogas para uso vehicular y posteriormente difundir su uso para poderlo vender en un futuro. Por otro lado, el excremento producido por 115 vacas generaría el biogas marginal necesario para hacer funcionar el sistema de microturbina, por lo que se corre el riesgo de presentarse un déficit en los días fríos debido a la disminución de la producción de biogas. Por lo que refuerza la propuesta de emplear el estiércol de 150 vacas, las cuales podrían brindar una sustentabilidad sin ningún problema de abastecimiento, produciendo 4500kg de estiércol al día (Ver Tabla 25).

Tabla 25. Datos de producción de biogas generada por 4500kg de estiércol al día.

Producción promedio de biogas por día	270.00	m ³ /día
Producción de gas por hora	11.25	m ³ /h
Producción promedio de biogas por mes en m ³	8,100.00	m ³ /mes
Producción promedio de biogas por año en m ³	98,550.00	m ³ /año
Biogas	276.3515 kg/día	11.5146 kg/h
		0.00320 kg/s

Al aumentar la capacidad del rancho aumenta el costo de construcción del biodigestor para el que se estimó un costo de \$364,500 MN. En la construcción de este biodigestor se considera la ayuda de los propietarios, lo cual repercute en la disminución del costo de construcción total.

También se obtienen las dimensiones del biodigestor como se muestra en la Tabla 26, correspondiente a la fosa y a la cámara de captación del biogas (Ver Tabla 27).

Tabla 26. Dimensiones del biodigestor.

Alto recomendado y Ancho imaginario inferior	3.5	m
Ancho Inferior recomendado	10	m
Largo calculado	27.0	m

Tabla 27. Cámara de captación de biogas.

Volumen de captación de biogas (Geomembrana)	212.5	m ³
--	-------	----------------

A partir de los valores reportados, se puede construir el biodigestor correspondiente para procesar 4500kg diarios de estiércol de vaca lechera. De lo anterior, se aprecia que los biodigestores son muy voluminosos, por lo que se requiere que cualquier interesado en disponer de uno, cuente con espacio suficiente para su construcción.

Como se mencionó en la sección anterior de este trabajo, el costo de recuperación por implementar este biodigestor, a través de una subvención de bonos de carbono, sobrepasa el mismo costo de construcción en el primer año de su instalación, por lo que sin análisis de

dinero en el tiempo, se puede apreciar la viabilidad y factibilidad que ofrece esta tecnología. Sin embargo, es necesario realizar la evaluación económica del equipo ya que así se podrá analizar de forma objetiva los beneficios a corto y largo plazo, considerando que la vida del biodigestor es de 20 años y que cada 5 años se debe aplicar mantenimiento mayor, el cual consta de lavado y limpiado en su parte inferior para quitar las costras que pudieran formarse en su interior ocupando espacio y disminuyendo la eficiencia en generación de biogas.

VI.2.2. Evaluación económica equivalente del biogas

Una manera de evaluar el costo o beneficio económico del biogas, es aplicándole una equivalencia, es decir, el biogas por si mismo no tienen un costo comercial o costo de venta fijo, ya que depende de los costos de instalación del equipo y de la materia prima, en este caso, el equipo siempre tendrá un costo, sin embargo, este costo se ve amortizado en un tiempo finito, no así, el costo del insumo o materia prima de donde se obtiene el biogas. En todos los casos conocidos, se obtiene biogas a través de sustancias orgánicas de desecho, lo cual quiere decir que su costo es nulo y en algunos casos el costo es positivo, por así decirlo, ya que se paga a empresas privadas para que se deshagan del desecho orgánico, como es el caso de la basura urbana, estiércol de vaca para ganaderos medianos y grandes, etc. Por lo que biodigerir los residuos orgánicos representa un ahorro en la disposición final del mismo y un beneficio en la generación de biogas y obtención de biofertilizante de muy alta calidad.

Por lo anterior,

1. El costo fijado al biogas, debe ser relacionado al costo del energético utilizado actualmente y que el biogas sustituirá. De esta forma se puede evaluar el ahorro por energético sustituido, dejando solo así en la evaluación económica, un costo por la inversión del equipo de biodigestión que se pagará por el ahorro que produce el biogas dejando de comprar combustible o energético comúnmente utilizado.
2. Un beneficio adicional y no de menor interés, se da por parte de los estímulos fiscales nacionales de acuerdo a la ley del ISR publicada por el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 01-10-2007, donde se estipula lo siguiente [31]:

Deducción del 100% ISR Art. 40 f.XII Ley del Impuesto Sobre la Renta.

“Artículo 40. Los porcentajes máximos autorizados, tratándose de activos fijos de bien son los siguientes:

XII. 100% para maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables.

Para los efectos del párrafo anterior, son fuentes renovables aquellas que por su naturaleza o mediante un aprovechamiento adecuado se consideran inagotables, tales como la energía solar en todas sus formas, la energía eólica, la energía hidráulica tanto cinética como potencial de cualquier cuerpo de agua natural o artificial; la energía de los océanos en sus distintas formas, la energía geotérmica, y la energía proveniente de la biomasa o de los residuos. Asimismo, se considera generación la conversión sucesiva de la energía de las fuentes renovables en otras formas de energía. Lo dispuesto en esta fracción será aplicable siempre que la maquinaria y el equipo se encuentren en operación o funcionamiento durante un periodo mínimo de 5 años inmediatos siguientes al ejercicio en que se efectúe la deducción, salvo en los casos a que se refiere el artículo de esta ley.”

3. Sin embargo, puede ser que por cualquier circunstancia externa, no se cumplan con los requisitos estipulados para recibir los beneficios ofrecidos por la Ley del ISR. Esto no quiere decir que no se vean beneficiados por la aplicación de una tecnología de ahorro de energía, energías renovables o disminución en las emisiones de carbono, ya que de acuerdo al protocolo de Kyoto, se puede obtener un beneficio por parte de la aplicación de un proyecto Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para reducir las emisiones de carbono en toneladas anuales, las cuales tienen un costo a través de los CER's (Certificados de Reducción de Emisiones) y que pueden ser vendidos a países desarrollados comprometidos a la disminución de sus emisiones de gases efecto invernadero. De acuerdo a esto último, todos los proyectos pueden ser sometidos a análisis a través de la Secretaría de Energía (SENER) la cual brindará los certificados de reducción de emisiones a través de la inclusión del proyecto como un proyecto PDD (por sus siglas en inglés, Project Design Document). Los bancos hasta el momento con vínculos con la Organización de las Naciones Unidas (ONU) y preparados para tramitar estos fondos son hasta el momento BANCOMEXT a través del Fondo Mexicano de Carbono (FOMECAR) y FINANCIERA RURAL. Cabe mencionar, que los trámites son lentos y se carece de una metodología concisa por parte de estas organizaciones.
4. Producción de fertilizante orgánico o biofertilizante con características similares a los fertilizantes de origen químico, por lo que su valor de venta podrían equipararse, sin embargo, una de las ventajas principales, más que venderlo, es la de darle un uso de saneamiento de suelos erosionados o agotados por el cultivo o tala excesiva.

En cuanto a los resultados obtenidos por el programa de evaluación de biogas producido por 150 vacas, se muestran los resultados económicos-equivalentes en los siguientes cuadros (Fig. 27, 28 y 29).

**Programa
Para el Cálculo de Biogas
Generado por Distintas Fuentes Orgánicas**

Datos Iniciales

Tipo de Sustancia Orgánica	Desechos Vaca Lechera
Cantidad diaria de desechos unitarios	30 kg
Cantidad diaria de desechos	4,500.00 kg/día
Temperatura Ambiente promedio	30 °C
Temperatura Interna promedio	25 °C
Tiempo de Residencia sugerido	30 días

Selección de Energético Equivalente

Cálculo a Equivalencia en Gas LP (kg)

Resultados

Capacidad del biodigestor	850.00 m ³
Nota: Por las dimensiones del lugar disponible se recomienda un sistema de concreto armado	
Producción mínima diaria de: Gas LP Equivalente	238.68 L/día
Producción por mes:	7,160 L/mes
Producción por año:	87,118 L/año
Relación recomendada:	3 kgH ₂ O/kg _{estiercol}

Figura 27. Producción de biogas

En el cuadro anterior se observa la producción de biogas equivalente a gas LP (Ver Figura 27), en el cuadro siguiente, se observarán las ventajas económicas producidas por quemar biogas disminuyendo las emisiones de carbono y la comercialización del biofertilizante (Ver Figura 28). Los ahorros/ganancias estimadas, no consideran los costos del gas LP que dejarán de consumirse o visto de otra forma, como si se vendiera el biogas a costo de gas LP.

Cálculo Estimado de CO2 Equivalente	
Disminución de CO2 por el uso de Biogas como alternativa de combustión	
Producción de Biogas Equivalente	48,092 kg/año
Energía Equivalente	5.95 kW
Energía Equivalente Anual	586372.50 kW/año
*Ahorro en CO2 por Sustitución	199366.65 kg CO2/año
*Disminución en CO2 Anual	199.37 ton/año
Ahorro Externo Gracias a la Emisión de CO2 al Año	
Costo Mínimo de CO2 a la Atmósfera	8.00 Dlls/ton CO2
Costo Máximo de CO2 a la Atmósfera	45.00 Dlls/ton CO2
*Ahorro/Bono Mínimo Anual	1594.93 Dlls/año
*Ahorro/Bono Máximo Anual	8971.50 Dlls/año
Tasa de Cambio	13.50 pesos/USD
Ahorro Estimados por Adopción de Tecnología	
*Ahorro/Bono Mínimo Anual	21,532 \$ MN/100 por año
*Ahorro/Bono Máximo Anual	121,115 \$ MN/100 por año
Estimación de ganancia por venta de fertilizante a 1 peso (\$ MN/100 por kg)	900.00 kg/día de fertilizante
	333,000 \$ MN/100 por año
Ahorros Estimados Totales	
Ahorro/Ganancia mínimo estimado anual	354,532 \$ MN/100 por año
Ahorro/Ganancia máximo estimado anual	454,115 \$ MN/100 por año

Nota: Algunos datos pueden fluctuar de acuerdo a las disposiciones internacionales
***Se estima este ahorro como si se sustituyera Diesel por Biogas**

Figura 28. Estimación de CO₂e y beneficios del biofertilizante

Ahorros Anuales Totales	
Análisis Económico Final sin incluir Valor de Dinero en el Tiempo	
*Ahorro/Bono Mínimo Anual	21,532 \$ MN/100 por año
*Ahorro/Bono Máximo Anual	121,115 \$ MN/100 por año
Estimación de ganancia por venta de fertilizante a 1 peso (\$ MN/100 por kg)	900.00 kg/día de fertilizante
	333,000 \$ MN/100 por año
	333.00 ton/año
Ahorro por combustible Gas LP	429,465 \$ MN/año
Ahorro Anual Total Mínimo	783,997 \$ MN/año
Ahorro Anual Total Máximo	883,580 \$ MN/año

Figura 29. Estimación de ahorros totales por instalar un biodigestor.

Se observa en la Figura 29), que los estímulos económicos generador por implementar un biodigestor para 4500kg, sobrepasan el costo de la cotización del biodigestor como se verá en la evaluación económica. Las evaluaciones económicas y sus variables se observan en las Tablas 28 y 29. En el análisis correspondiente a estas dos últimas tablas, se le asigna un costo de sustitución al biogas correspondiente al gas LP, se asigna un costo por la venta del biofertilizante y la obtención de los bonos de carbono.

Tabla 28. Tiempo de recuperación de la inversión del biodigestor sustituyendo gas LP.

Sustituyendo Combustible como Gas LP								
Año	Años	Ingreso Anual por concepto de sustitución de combustible	Costos por Manto y Operación	Costo de Inversión	Flujo Neto de Efectivo	Factor de Descuento	Flujo Neto de Efectivo Descontado	Valor Presente Neto Acumulado
2009	0			\$ 364,500.00	\$ 364,500.00	1.00	-\$ 364,500.00	-\$ 364,500.00
2010	1	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.89	\$ 311,633.5	-\$ 52,866.48
2011	2	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.80	\$ 278,742.0	\$ 225,875.48
2012	3	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.72	\$ 249,322.0	\$ 475,197.45
2013	4	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.64	\$ 223,007.1	\$ 698,204.59
2014	5	\$ 432,106.27	\$ 150,000.00		\$ 282,106.3	0.57	\$ 161,511.6	\$ 859,716.19
2015	6	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.51	\$ 178,416.6	\$ 1,038,132.7
2016	7	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.46	\$ 159,585.5	\$ 1,197,718.2
2017	8	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.41	\$ 142,741.9	\$ 1,340,460.1
2018	9	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.37	\$ 127,676.1	\$ 1,468,136.3
2019	10	\$ 432,106.27	\$ 150,000.00		\$ 282,106.3	0.33	\$ 92,468.69	\$ 1,560,605.0
2020	11	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.29	\$ 102,147.12	\$ 1,662,752.1
2021	12	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.26	\$ 91,365.94	\$ 1,754,118.0
2022	13	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.23	\$ 81,722.66	\$ 1,835,840.7
2023	14	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.21	\$ 73,097.20	\$ 1,908,937.9
2024	15	\$ 432,106.27	\$ 150,000.00		\$ 282,106.3	0.19	\$ 52,940.21	\$ 1,961,878.1
2025	16	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.17	\$ 58,481.31	\$ 2,020,359.4
2026	17	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.15	\$ 52,308.87	\$ 2,072,668.3
2027	18	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.13	\$ 46,787.89	\$ 2,119,456.2
2028	19	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.12	\$ 41,849.64	\$ 2,161,305.8
2029	20	\$ 432,106.27	\$ 83,700.00		\$ 348,406.3	0.11	\$ 37,432.59	\$ 2,198,738.4
Tasa de descuento				7.50%				
Tasa general de inflación				4.00%				

La evaluación económica siguiente, contemplará dos variantes más relacionadas con los beneficios o ahorros proporcionados por el biodigestor, los cuales dependen de los bonos de carbono y venta de biofertilizante.

Tabla 29. Tiempo de recuperación de la inversión del biodigestor sustituyendo gas LP, obteniendo beneficios del biofertilizante y bonos de carbono.

Para Ahorros Mínimos con Beneficios de: Venta de Fertilizante y Bonos de Carbono								
Año	Años	Ingreso Anual	Costos por Manto y Operación	Costo de Inversión	Flujo Neto de Efectivo	Factor de Descuento	Flujo Neto de Efectivo Descontado	Valor Presente Neto Acumulado
2009	0			\$ 364,500.00	\$ 364,500.00	1.00	-\$ 364,500.00	-\$ 364,500.00
2010	1	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.89	\$ 626,383.5	\$ 261,883.48
2011	2	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.80	\$ 560,271.4	\$ 822,154.93
2012	3	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.72	\$ 501,137.3	\$ 1,323,292.18
2013	4	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.64	\$ 448,244.4	\$ 1,771,536.59
2014	5	\$ 783,996.73	\$ 150,000.00		\$ 633,996.7	0.57	\$ 362,976.1	\$ 2,134,512.67
2015	6	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.51	\$ 358,617.3	\$ 2,493,130.0
2016	7	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.46	\$ 320,766.8	\$ 2,813,896.8
2017	8	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.41	\$ 286,911.3	\$ 3,100,808.2
2018	9	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.37	\$ 256,629.1	\$ 3,357,437.2
2019	10	\$ 783,996.73	\$ 150,000.00		\$ 633,996.7	0.33	\$ 207,811.22	\$ 3,565,248.5
2020	11	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.29	\$ 205,315.75	\$ 3,770,564.2
2021	12	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.26	\$ 183,645.57	\$ 3,954,209.8
2022	13	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.23	\$ 164,262.58	\$ 4,118,472.4
2023	14	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.21	\$ 146,925.39	\$ 4,265,397.7
2024	15	\$ 783,996.73	\$ 150,000.00		\$ 633,996.7	0.19	\$ 118,976.16	\$ 4,384,373.9
2025	16	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.17	\$ 117,547.46	\$ 4,501,921.4
2026	17	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.15	\$ 105,140.84	\$ 4,607,062.2
2027	18	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.13	\$ 94,043.68	\$ 4,701,105.9
2028	19	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.12	\$ 84,117.79	\$ 4,785,223.7
2029	20	\$ 783,996.73	\$ 83,700.00		\$ 700,296.7	0.11	\$ 75,239.52	\$ 4,860,463.2
Tasa de descuento				7.50%				
Tasa general de inflación				4.00%				

Como se observa en la Tabla 28, el tiempo de recuperación de la inversión se presenta antes de concluir el segundo año posterior a la implementación del equipo, y que corresponde cuando no se obtienen beneficios por venta de biofertilizante y bono de carbono. En cuanto al análisis de tiempo de recuperación de la inversión donde se incluye beneficios por venta de biofertilizante y la adquisición de bonos de carbono, el proyecto se vuelve aún más atractivo pagándose en un periodo menor al primer año (Tabla 29). En ambos casos la aplicación del equipo es ampliamente recomendable. Sin embargo en ambos casos se trata de que el biogas producido sustituya al 100% gas LP y se consuma totalmente.

Si el propietario esta interesado en implementar un biodigestor y obtener beneficios por la venta del biogas; a continuación se muestra una serie de análisis económicos, que incluyen la venta de biogas a diferentes precios en donde las primeras evaluaciones no incluyen los beneficios por la venta de fertilizante y los bonos de carbono (Figura 30), mientras que en el segundo grupo de evaluaciones se incluyen estos últimos beneficios (Figura 31).

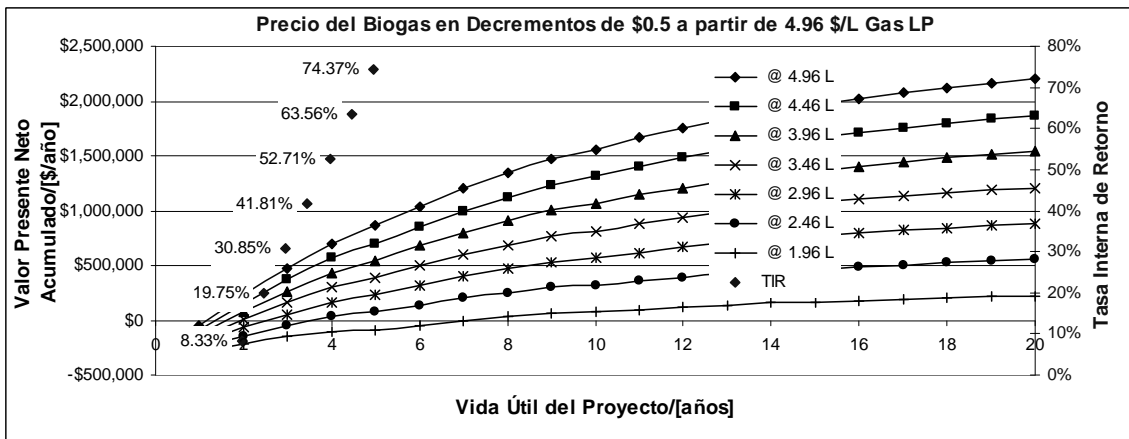


Figura 30. Tiempo de recuperación de la inversión y tasa interna de retorno asignando un precio de venta variable al biogas sin los beneficios de la venta de fertilizante ni bonos de carbono.

El precio máximo de venta del biogas es equiparable al costo del gas LP por litro, el cual hasta el momento se vende en 4.96 pesos por litro²⁴, disminuyéndolo en decrementos de 0.5 pesos. Estos costos son equivalentes a la energía sustituida.

²⁴ Precio a la venta en los camiones repartidores de gas para tanques estacionarios. Consultados en Agosto 2009.

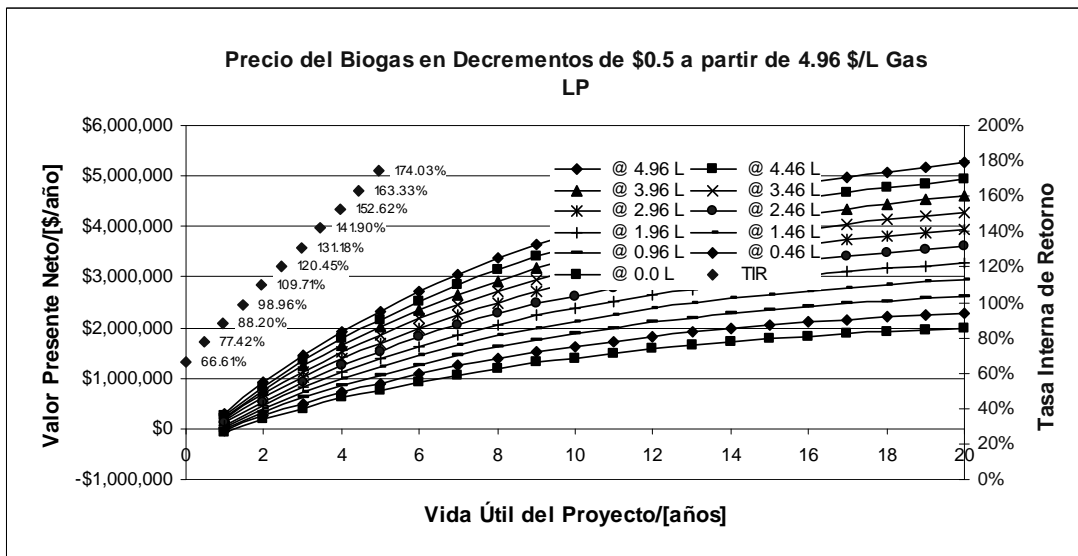


Figura 31. Tiempo de recuperación de la inversión y tasa interna de retorno asignando un precio de venta variable al biogás con los beneficios de venta del biofertilizante y bonos de carbono.

El análisis comprendido en la Tabla 28, incluye un costo por construcción del equipo solo del biodigestor y sus accesorios, sin embargo, este costo incluye el ahorro por parte de la contribución del dueño en la construcción, mostrando una tasa interna de retorno (TIR) del 74.37% (Ver Figura 30). Si el dueño no prestara estos servicios, el costo real del biodigestor rondaría el millón de pesos y tendría una tasa interna de retorno del 19.92% y se pagaría la inversión al cumplir los 3.8 años y no al comienzo del segundo año. En cuanto a la Tabla 29, la TIR presenta más bondades al dueño con un valor del 161.14%, sin embargo, si se considerara el costo sin ayuda del dueño (1 millón), la TIR sería del 51.77% con un tiempo de recuperación de la inversión cercano a los 1.6 años.

Conclusión

En las evaluaciones mostradas, se observa que la venta de biogás puede ser recomendable, ya que estos valores obtenidos están sujetos a las variaciones del costo del gas LP en el mercado, por lo que un aumento en el Gas LP beneficiaría en el incremento de venta del biogás. Si se considera venta de biofertilizante y bonos de carbono se acelera el tiempo de recuperación de inversión y los beneficios son aún más sustanciales.

VI.3. Análisis de microgeneración

Para que la utilización de biogás como combustible sustituto se pueda evaluar económicamente, se debe contar con datos de la tecnología y energía primaria que va a sustituir, por lo que primeramente, se evaluará el sistema de microgeneración de energía eléctrica a través de una microturbina accionada con gas natural. Posteriormente se hace la comparativa pertinente para los ocho casos de estudio.

Se elige gas natural, dado que es un combustible comercial que pudiera emplearse en una microturbina de gas. Sin embargo, esta consideración es simplemente una suposición para

poder tener un parámetro de comparación y observar los beneficios de la aplicación del biogas. Por otro lado, si se considerara gas LP como el combustible a sustituir en el sistema de microturbina, la diferencia en la evaluación económica no sería notable ya que como se mostró anteriormente, el costo equivalente energéticamente hablando, entre el gas natural y gas LP, es prácticamente el mismo.

Al instalar un biodigestor, emplear el biogas obtenido para la generación de energía eléctrica y calor para proceso a través de una microturbina, se pueden identificar ciertos beneficios, los cuales se han definido en directos e indirectos (Ver Tabla 30).

Tabla 30. Beneficios directos e indirectos al utilizar biogas

Directos	Indirectos
Sustitución de combustible	Generación de energía eléctrica
	Calefacción
	Fertilizante
	Bonos de carbono

Estos dos grupos se evaluarán en los estudios siguientes, de esta manera se identificarán los benéficos que se pueden obtener al intercalarlos entre sí, para definir su importancia e incluirlos en proyectos futuros.

VI.4. Análisis del sistema de microgeneración

A continuación se evalúa un sistema de generación de energía eléctrica y agua caliente para calefacción del mismo biodigestor y para los servicios del rancho, de tal manera que se aprecie una evaluación global del biodigestor con el sistema de microcogeneración.

El sistema de microgeneración esta constituido por una microturbina de gas con un sistema de recuperación de calor a través de un intercambiador de calor que ayudará a mantener una temperatura promedio de 25° C en el interior del biodigestor para poder conservar una generación constante de biogas. Esto último siempre y cuando se instale un biodigestor, el resto de agua caliente se empleará en la elaboración de queso, calefacción para pie de cría y para usos varios en el rancho.

En este análisis, se realizaron dos divisiones a las que se les ha denominado escenarios, para poder mostrar las ventajas de utilizar el biogas como energético sustituto.

Se evaluará energía eléctrica proveniente de la red de CFE a una tarifa de alto consumo (DAC) la cual no tiene subsidio, esta tarifa se da por la demanda que exige mantener más de 4,200 kWh por mes, con una capacidad instalada de 11,320 kW, y con proyecciones a crecer en un 40% aproximadamente (15,848 kW).

El consumo promedio sobrepasa la tarifa de consumo promedio mensual estipulada en 250kWh, donde el costo del kWh adicional no cuenta con subsidio y ha sido facturada en

3.37 pesos/kWh²⁵ como valor más alto en el 2009 [32]. Por lo que este será el costo de referencia para poder saber si la instalación de un sistema de microgeneración puede brindar beneficios.

- **Escenario 1**

Se utiliza gas natural para la evaluación técnica y económica del sistema. De esta forma se verá si es posible que al emplear este energético el proyecto pueda ser rentable y resulte de interés sin necesidad de emplear biogas, solamente basándose en el costo de la energía eléctrica consumida y facturada.

- **Escenario 2**

Posteriormente, el análisis se evaluará con el mismo esquema de microgeneración, simplemente que ahora el combustible no tendrá costo alguno, más que el costo del mismo biodigestor dividido en el lapso de periodo de vida útil del proyecto, esto último se definió de ésta manera para poder evaluar los costos exergoeconómicos, ya que de otra manera los costos se vuelven negativos en el balance general; así como los costos de operación y mantenimiento.

Los resultados de estas evaluaciones se observan en las figuras comprendidas entre la 32 y la 50, las cuales fueron obtenidas a través del simulador MTG.

La forma de presentación de los resultados, corresponde a la plataforma del programa realizado y descrito anteriormente.

²⁵ Tarifa eléctrica de CFE consultada en Octubre de 2009.

Resultados de la simulación para cuando se utiliza gas natural para generar energía eléctrica. Las condiciones tomadas para la simulación fueron los promedios locales @ $T_a = 25^\circ C$, humedad $h = 60\%$ y $P = 177.5 \text{ kPa}$.

Datos de Entrada

Evaluación del Sistema de Microturbina

Datos Técnicos ISO

Heat Rate	13800	kW/kWh
Eficiencia ISO	26	%
Potencia Neta ISO	30	kW
Flujo Másico Total	0.308448	kg/s
Relación de Presiones	5.1	(p2/p1)

Datos ISO

Presión Atmosférica	0.0775408	MPa
En caso de no contar con presión atmosférica, introducir el valor de la altura sobre nivel del mar.		
Altura Sobre Nivel del Mar	0	m
Temperatura Ambiental	25	°C

Datos Ajustados

Eficiencia Compresor	0.92	% / 100
Eficiencia Cámara de Combustión	1	% / 100
Eficiencia Turbina	0.93	% / 100
Eficiencia Generador	0.98	% / 100
Temperatura a la Entrada de la Turbina (T4)	608	°C
Temperatura a la Salida de la Turbina (T7)	0	°C
Poder Calorífico Inferior (PCI) del Combustible	42798.441	kJ/kg
Humedad relativa del lugar	60	%

Datos ISO
Borrar Datos ISO

Estimación

Cálculo Para Ajuste de Simulación

Ajuste de Simulación ISO

Comparación ISO Para la Determinación de las Variables de trabajo de la Microturbina

Potencia Simulada	21.26315266097E	kW
Flujo de Combustible Simulado	2.30658683948712E-03	kg/s
Temperatura a la Salida del Compresor	217.3475155328E	°C
Temperatura a la Entrada de la Turbina	608	°C
Temperatura a la Salida de la Turbina	313.3796943524E	°C
Eficiencia Neta	0.215392163341E	% / 100
Heat Rate	16713.69999794E	kW/kWh

Gama de Desempeño
Imprimir PDF

Figura 32. Datos técnicos de entrada para la evaluación del sistema de microgeneración con Gas Natural y Biogas.

EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE MICROTURBINA CON RECUPERADOR DE CALOR

Datos Obtenidos en la Evaluación Inicial		
w1=w2=w4=w7=w8	0.0156	kg/kg
Potencia Generada	21.26	kW
Temperatura Calculada de Gases Exhaustos	313.380	° C
Flujo de combustible	0.00231	kg/s
Presión atmosférica del lugar	0.078	MPa
Entalpia de los Gases Exhaustos	635.602	kJ/kg
Flujo Másico de los Gases Exhaustos	0.225	kg/s
PCI del Combustible empleado	42798.441	kg/s
Datos Requeridos		
Temperatura de Gases a la Salida del Intercambiador	200	° C
Temperatura de Agua de Alimentación	17	° C
Temperatura de Agua Caliente para Proceso	85	° C
Eficiencia de la Bomba	90	%
Presión a la salida de la bomba	3	kg/cm ²
Eficiencia del Intercambiador de calor	90	%
<input type="button" value="Estimación"/>		
<input type="button" value="Borrar Entradas"/>		

Figura 33. Evaluación de cogeneración para Gas Natural y Biogas

SUPUESTOS ECONÓMICOS B30 PARA UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN @ 30 kW

Precio Unitario del Dólar	13.5	pesos/USD
Costo del Combustible Disponible o Empleado: (Gas LP, Diesel, Gasolina, Vinasa, Biogas, Etanol, etc)	0	pesos/kg
Especifique el tipo de Combustible a Sustituir o Empleado	Gas Natural	Combustible Empleado
Para Gas Natural	10.4	USD/MM de BTU
Costo Unitario por kW de Microgeneración	700	USD/kW
Costo Unitario por kW Instalado de Microgeneración	900	USD/kW Instalado
Porcentajes de representatividad del Costo:		
Compresor	40	%
Combustor	15	%
Expansor	15	%
Generador	30	%
Recuperador de Calor	10000	USD
Bomba de Agua	300	USD
Costo de Operación y Mantenimiento	6200	USD/año
Horas de Servicio	7008	horas/año
Costo Unitario del Aire	0	USD/año
Vida Útil del Equipo Instalado	20	años
Costo Actual de Energía Eléctrica	3.37	Pesos/kWh

Como el costo de las microturbinas se reporta sin considerar el costo unitario de sus partes, se hace una proporción del costo total para cada uno de los equipos enlistados arriba.

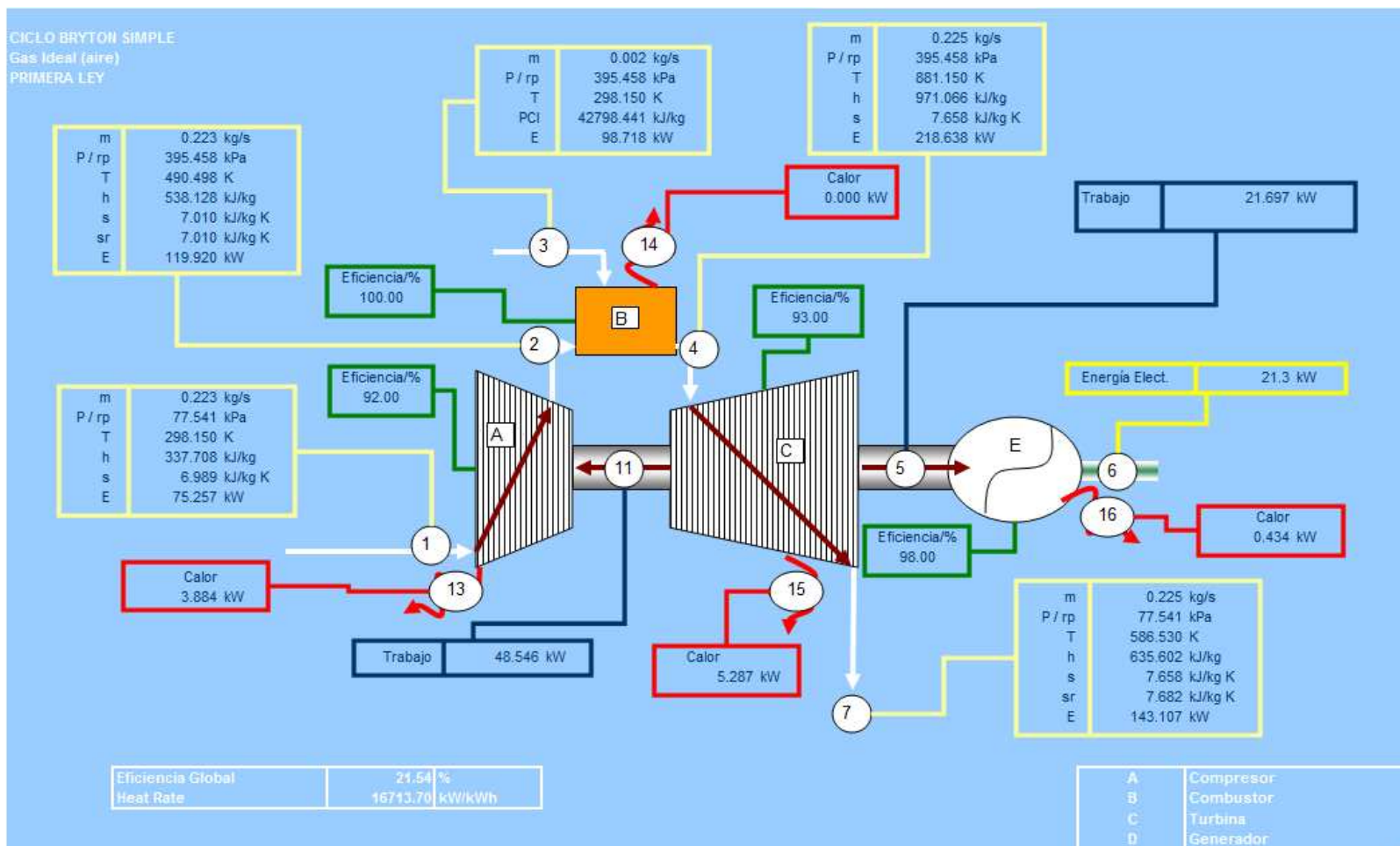
Costo de Energía Eléctrica	Costo de Energía Eléctrica de Cogeneración
<input type="button" value="Costo de Calor para Agua"/>	

Figura 34. Supuestos económicos para gas natural.

Costos por MO [pesos/año]	Costos por MO [pesos/s]	Vector de Exergia/FUEL [kJ/s]	Costos por Equipos [pesos/año]	Valoración Externa [pesos/s]
13950.000	0.00055	0.000	7290.000	0.0008419
13950.000	0.00055	0.000	2733.750	0.0006613
13950.000	0.00055	0.000	2733.750	0.0006613
13950.000	0.00055	0.000	5467.500	0.0007697
13950.000	0.00055	0.000	6750.000	0.0008205
13950.000	0.00055	0.000	202.500	0.0005610
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		110.251	370164.51	0.0147
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0

Figura 35. Distribución de costos para el análisis exergoeconómico, para Gas Natural.

Figura 36. Análisis del sistema sin cogeneración, primera ley @ Gas natural y Biogas.



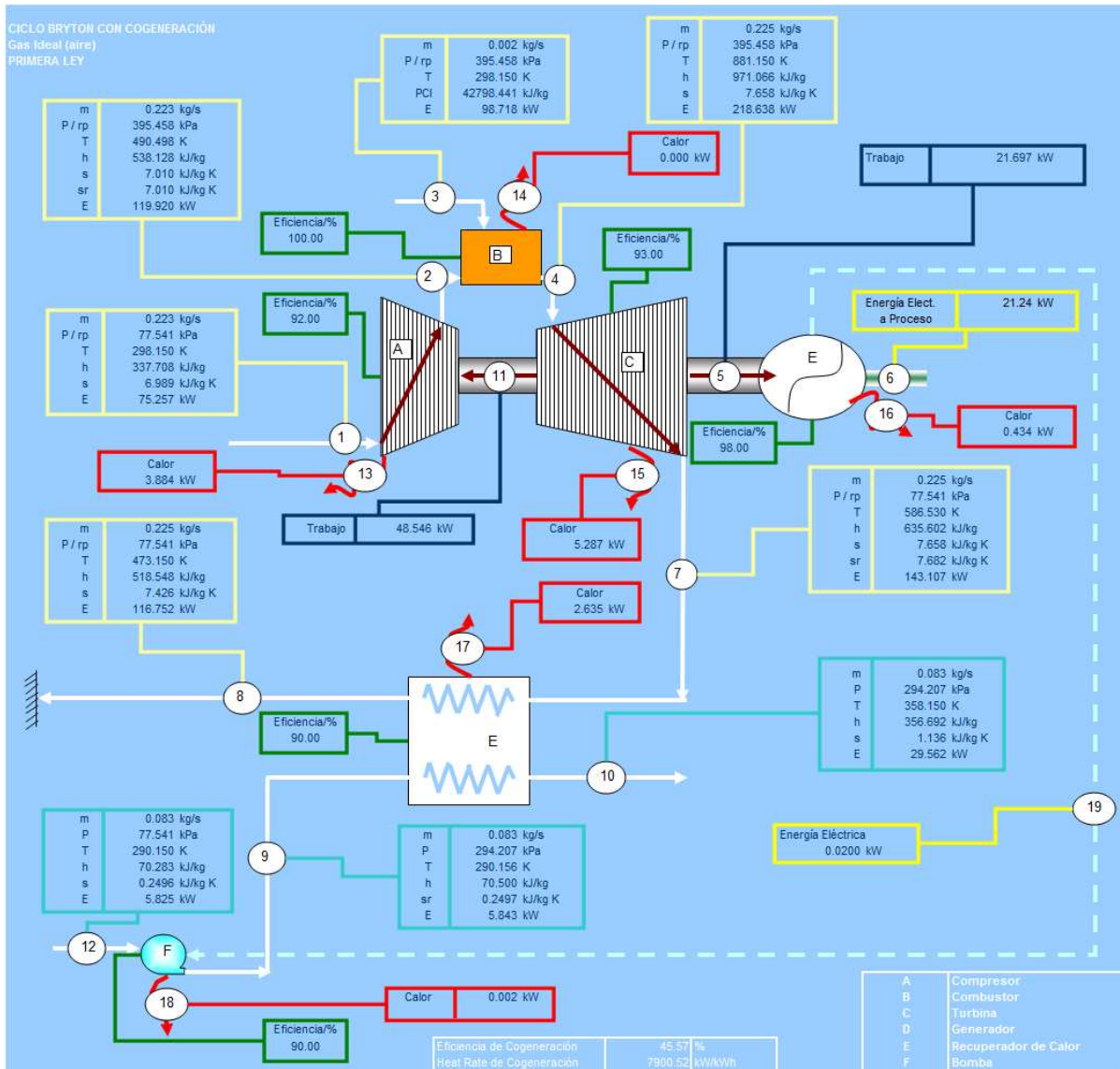


Figura 37. Análisis del sistema con cogeneración, primera ley @ Gas Natural y Biogas.

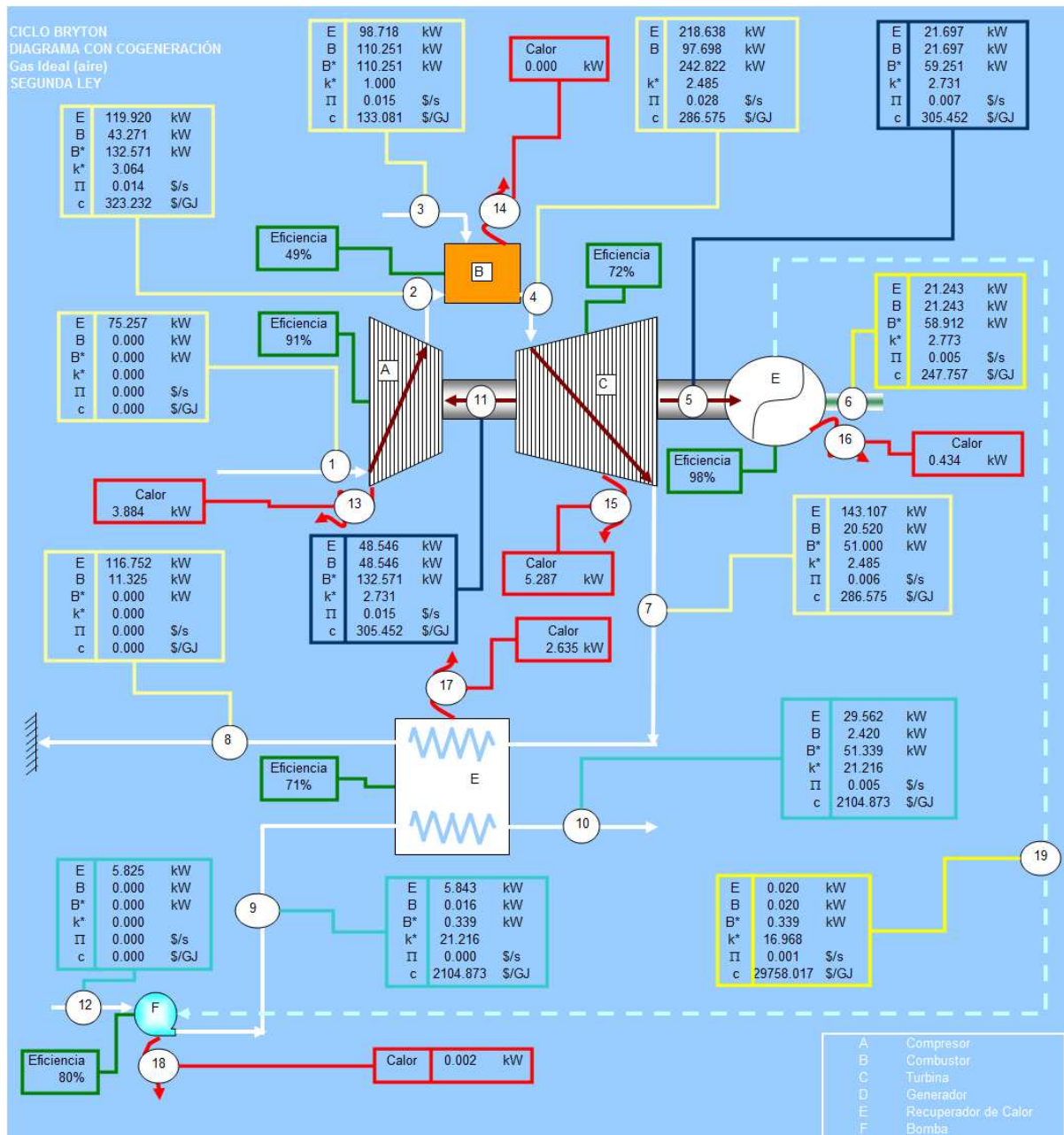
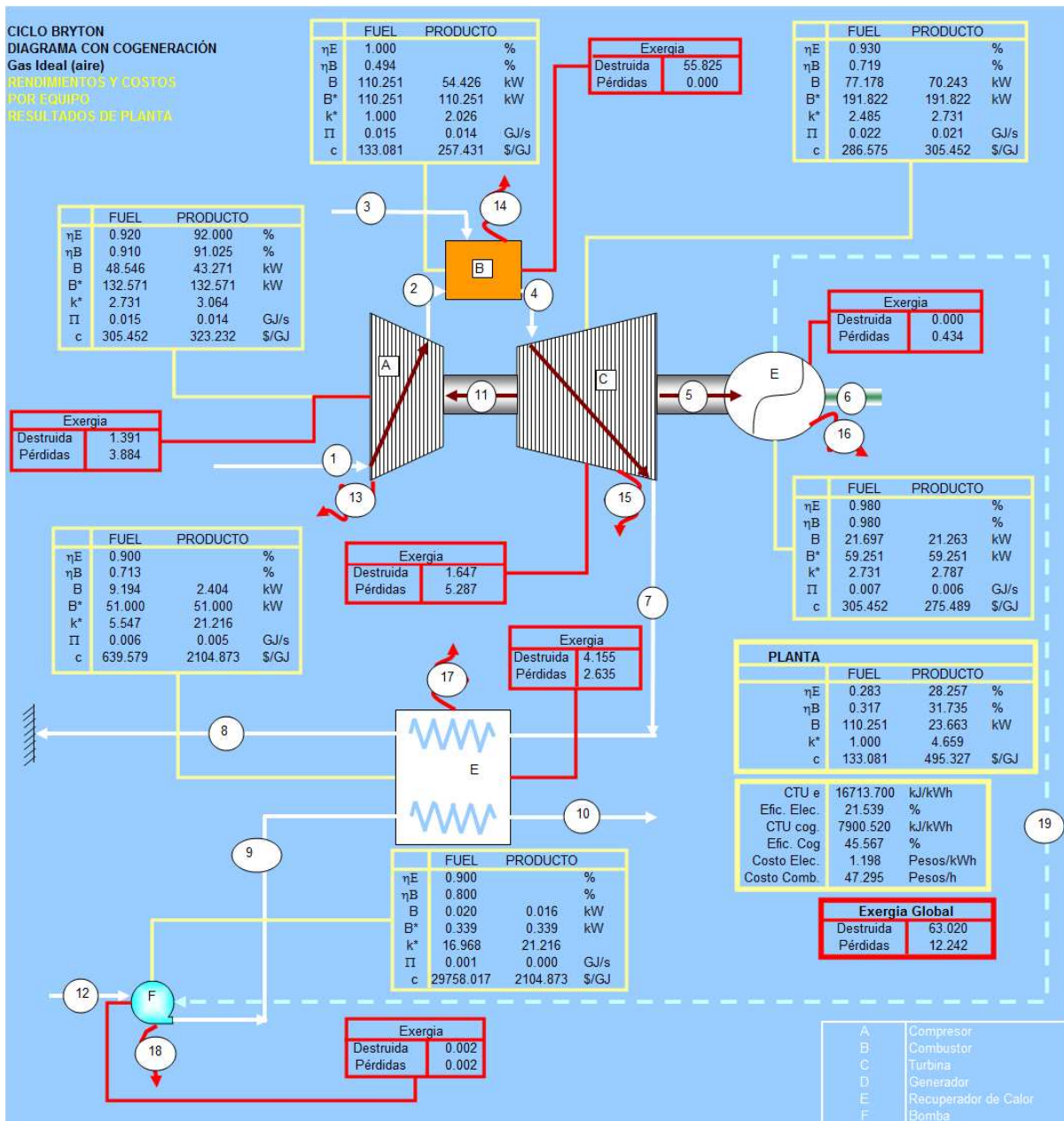


Figura 38. Análisis del sistema con cogeneración para cada uno de los flujos, exergoeconómico @ Gas Natural.



Matriz A (F-P-L)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Equipos																					
A		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
B		0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
E		0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
Planta		1	0	1	0	0	-1	0	-1	0	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Ambiente		-1	0	-1	0	0	1	0	1	0	1	0	-1	1	1	1	1	1	1	1	0

Flujos	[kg/s]	
m1	0.223	0.00E+00
m2	0.223	0.00E+00
m3	0.002	0.00E+00
m4	0.225	0.00E+00
m5	0.000	0.00E+00
m6	0.000	0.00E+00
m7	0.225	0.00000
m8	0.225	0.00000
m9	0.083	
m10	0.083	
m11	0.000	
m12	0.083	
m13	0.000	
m14	0.000	
m15	0.000	
m16	0.000	
m17	0.000	
m18	0.000	
m19	0.000	

A x E = 0 Vector de Energia

Matriz A (F-P-L)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Equipos																					
A		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
B		0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
E		0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
Planta		1	0	1	0	0	-1	0	-1	0	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Ambiente		-1	0	-1	0	0	1	0	1	0	1	0	-1	1	1	1	1	1	1	1	0

Flujos	[kW]	
E1	75,257	0.000000
E2	119,920	0.000000
E3	98,718	0.000000
E4	218,638	0.000000
E5	21,697	0.000000
E6	21,243	0.000000
E7	143,107	0.000000
E8	116,752	0.000000
E9	5,843	
E10	29,562	
E11	48,546	
E12	5,825	
E13	3,884	
E14	0.000E+00	
E15	5,287	
E16	0,434	
E17	2,635	
E18	0,002	
E19	0.01998	

control+shift + enter

A x B = Irr Vector de Exergias

Matriz A (F-P-L)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Equipos																					
A		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
B		0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
E		0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
Planta		1	0	1	0	0	-1	0	-1	0	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Ambiente		-1	0	-1	0	0	1	0	1	0	1	0	-1	1	1	1	1	1	1	1	0

Flujos	[kW]		Irr
B1	0,000	5,275063	
B2	43,271	55,824928	
B3	110,251	6,934570	
B4	97,698	0,433942	
B5	21,697	6,790267	
B6	21,243	0,004001	
B7	20,520	75,262770	
B8	11,325	-75,26277	
B9	0,016		
B10	2,420		
B11	48,546		
B12	0,000		
B13	0,000		
B14	0,000		
B15	0,000		
B16	0,000		
B17	0,000		
B18	0,000		
B19	0,020		

A x B = D Vector de Exergias

Matriz A (F-P-L)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Equipos																					
A		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
B		0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
E		0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
Planta		1	0	1	0	0	-1	0	-1	0	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Ambiente		-1	0	-1	0	0	1	0	1	0	1	0	-1	1	1	1	1	1	1	1	0

Flujos	[kW]		D
B1	0,000	1,391361	
B2	43,271	55,824928	
B3	110,251	1,647435	
B4	97,698	0,000000	
B5	21,697	4,154772	
B6	21,243	0,002003	
B7	20,520	63,020499	
B8	11,325	-63,02050	
B9	0,016		
B10	2,420		
B11	48,546		
B12	0,000		
B13	3,884		
B14	0,000		
B15	5,287		
B16	0,434		
B17	2,635		
B18	0,002		
B19	0,020		

Figura 40. Vectores y balances @ Gas Natural

COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE

Flujo másico del combustible	8.30	kg/h
Costo del combustible	Gas Natural	pesos/kg
Potencia calculada	30.00	KW
Tipo de Combustible	Gas Natural	Combustible
PCI	42798.44	kJ/kg
Costo del Combustible	Gas Natural	pesos/h
Costo de la Energía Eléctrica por Concepto de Combustible	Gas Natural	pesos/kWh
Tasa de Cambio	13.50	pesos/USD
PCI de Gas Natural	10.4	USD/MMBTU
Análisis para Gas Natural	Gas Natural	Combustible
Flujo másico del combustible	8.304	kg/h
	0.337	MMBTU/h
Costo del Combustible	3.503	USD/h
Costo del Combustible	47.295	Pesos/h
Costo de la Energía Eléctrica por Concepto de Combustible	1.576	pesos/kWh

COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR COGENERACIÓN

Flujo másico de agua calentada a proceso	0.083	kg/s
Flujo másico de agua calentada a proceso	298.37	kg/h
Flujo de energía aprovechada por el agua	286.17	kJ/kg
Flujo de energía aprovechada por el agua	23.72	kJ/s
Flujo de energía aprovechada por el agua	85382.83	kJ/h
Toneladas de agua caliente		ton/h
Costo de Energía Eléctrica de Cogeneración	1.198	pesos/kWh

COSTOS DE TONELADA DE AGUA CALIENTE A PROCESO

Agua caliente a proceso	0.298	Ton/h
Costo de Agua Caliente	38.08	pesos/Ton
Vida Útil del Proyecto	20.00	años

Figura 41. Consumo de energía eléctrica por concepto de combustible @ Gas Natural.

PCI: 42798.44 kJ/kg Exergia: 47798.44 kJ/kg

Flujo		Propiedades termodinámicas para Aire				
		m (kg/s)	P (kPa)	T (K)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg)
1	Aire	0.2228	77.541	298.150	337.70843531	6.989
2	Aire presión	0.2228	395.458	490.498	538.12751477	7.010
3	Comb.	0.002307			42798.44100000	
4	Gases (T)	0.225152	395.458	881.150	971.06557315	7.658
5	Trabajo (T)	-----	-----	-----	-----	-----
6	Elec (PR)	-----	-----	-----	-----	-----
7	Gases (RC)	0.225	77.541	586.530	635.601808	7.682
8	Gases (atm)	0.225	77.541	473.000	518.548047	7.426
9	Agua (RC)	0.083	294.207	290.156	70.499736	0.250
10	Agua (PR)	0.083	294.207	358.150	356.692200	1.136
11	Elec (CO)	-----	-----	-----	-----	-----
12	Agua (B)	0.083	77.541	290.150	70.282756	0.2496
13	Calor (CO)	-----	-----	-----	-----	-----
14	Calor (CQ)	-----	-----	-----	-----	-----
15	Calor (T)	-----	-----	-----	-----	-----
16	Calor (G)	-----	-----	-----	-----	-----
17	Calor (RC)	-----	-----	-----	-----	-----
18	Calor (B)	-----	-----	-----	-----	-----
19	energía (B)	-----	-----	-----	-----	-----

Figura 42. Propiedades termodinámicas de los flujos @ Gas Natural y Biogas.

PROPIEDADES DE LOS FLUJOS DE COGENERACIÓN												
Flujo	Propiedades Termodinámicas				Costos Exerjigos				Costos Exergoeconómicos			
	m (kg/s)	P (kPa)	T (K)	E (kW)	B (kW)	B* (kW)	k*	Π [pesos/s]	c [pesos/GJ]	[pesos/h]		
1	0.223	77.541	298.150	75.257	0.000E+00	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000
2	0.223	395.458	490.498	119.920	43.271	132.571	3.064	1.399E-02	323.232	50.352	323.232	50.352
3	0.002	0.000	0.000	98.718	110.251	110.251	1.000	1.467E-02	133.081	52.820	133.081	52.820
4	0.225	395.458	881.150	218.638	97.698	242.822	2.485	2.800E-02	286.575	100.792	286.575	100.792
5				21.697	21.697	59.251	2.731	6.627E-03	305.452	23.859	305.452	23.859
6				21.243	21.243	58.912	2.773	5.263E-03	247.757	18.947	247.757	18.947
7	0.225	77.541	586.530	143.107	20.520	51.000	2.485	5.880E-03	286.575	21.169	286.575	21.169
8	0.225	77.541	473.000	116.752	11.325	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000
9	0.083	294.207	290.156	5.843	0.016	0.339	21.216	3.364E-05	2104.873	0.121	2104.873	0.121
10	0.083	294.207	358.150	29.562	2.420	51.339	21.216	5.094E-03	2104.873	18.337	2104.873	18.337
11				48.546	48.546	132.571	2.731	1.483E-02	305.452	53.383	305.452	53.383
12	0.083	77.541	290.150	5.825	0.000E+00	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000
13				3.884	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000
14				0.000	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000
15				5.287	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000
16				0.434	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000
17				2.635	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000
18				0.002	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000
19				0.020	0.020	0.339	16.968	5.946E-04	29758.017	2.141	29758.017	2.141

Como se observan, el costo del flujo 3 (\$52.820 MN/h), es mayor al costo simplemente evaluado para el combustible (\$47.300 MN/h), lo que demuestra que los costos de los equipos y la operación y mantenimiento generan un costo extra a todos los costos de las corrientes funcionales, no así a las corrientes de desecho o pérdidas.

Figura 43. Propiedades de los flujos y costos exergoeconómicos @ Gas Natural.

SUPUESTOS ECONÓMICOS B30 PARA UN SISTEMA DE MICROGENERACIÓN @ 30 kW

Precio Unitario del Dólar	13.5	pesos/USD
Costo del Combustible Disponible o Empleado: (Gas LP, Diesel, Gasolina, Vinasa, Biogas, Etanol, etc)	0	pesos/kg
Especifique el tipo de Combustible a Sustituir o Empleado	BIOGAS	Combustible Empleado
Para Gas Natural	0	USD/MM de BTU
Costo Unitario por kW de Microgeneración	700	USD/kW
Costo Unitario por kW Instalado de Microgeneración	900	USD/kW Instalado
Porcentajes de representatividad del Costo:		
Compresor	40	%
Combustor	15	%
Expansor	15	%
Generador	30	%
Recuperador de Calor	10000	USD
Bomba de Agua	300	USD
Costo de Operación y Mantenimiento	6200	USD/año
Horas de Servicio	7008	horas/año
Costo Unitario del Aire	0	USD/año
Vida Útil del Equipo Instalado	20	años
Costo Actual de Energía Eléctrica	3.37	Pesos/kWh
Como el costo de las microturbinas se reporta sin considerar el costo unitario de sus partes, se hace una proporción del costo total para cada uno de los equipos enlistados arriba.		
<input type="button" value="Borrar Entradas"/>		

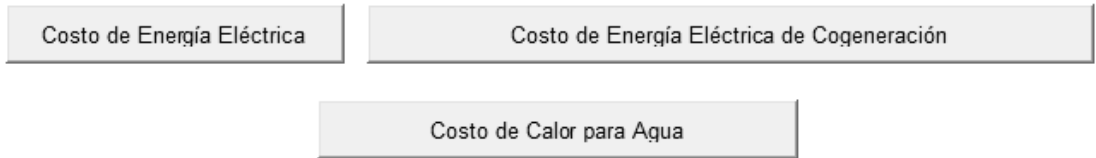


Figura 44. Supuestos económicos para Biogas.

Costos por MO [pesos/año]	Costos por MO [pesos/s]	Vector de Exergia/FUEL [kJ/s]	Costos por Equipos [pesos/año]	Valoración Externa [pesos/s]
13950.000	0.00055	0.000	7290.000	0.0008419
13950.000	0.00055	0.000	2733.750	0.0006613
13950.000	0.00055	0.000	2733.750	0.0006613
13950.000	0.00055	0.000	5467.500	0.0007697
13950.000	0.00055	0.000	6750.000	0.0008205
13950.000	0.00055	0.000	202.500	0.0005610
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		110.251	0.00	0.0000
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0
		0.000	0.000	0

Figura 45. Distribución de costos para el análisis exergoeconómico, para Biogas.

Como se observa en la Figura 45, el biogas no tiene un costo asignado por compra.

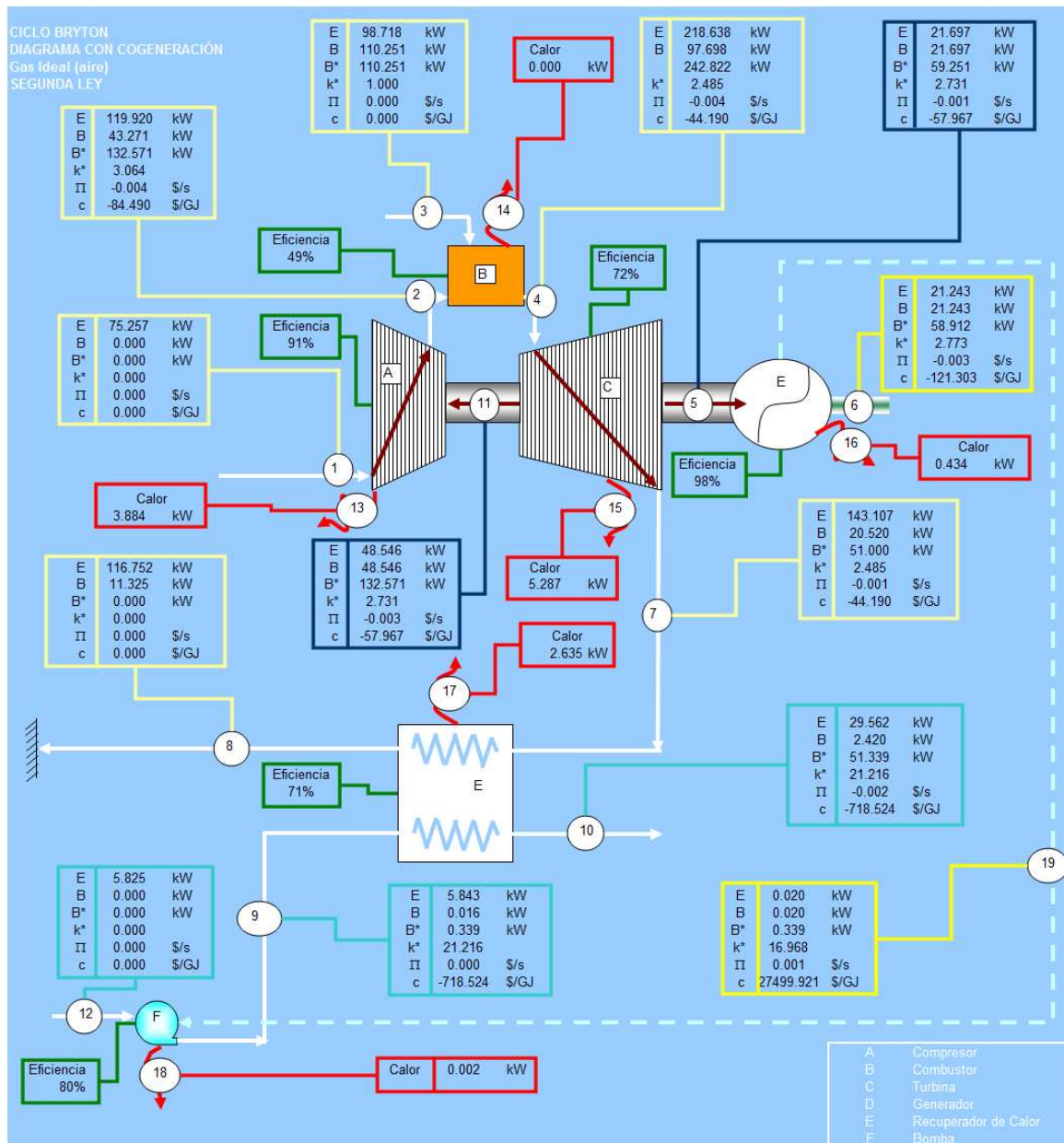


Figura 46. Análisis del sistema con cogeneración para cada uno de los flujos, exergoeconómico @ Biogas.

Los resultados obtenidos en el análisis exergoeconómico con cogeneración para cada uno de los flujos, para cada uno de los escenarios (gas natural y biogas) solo presentan igualdad en los valores de exergia, mientras que para los costos económicos los valores en algunos casos llegan a ser cero o negativos.

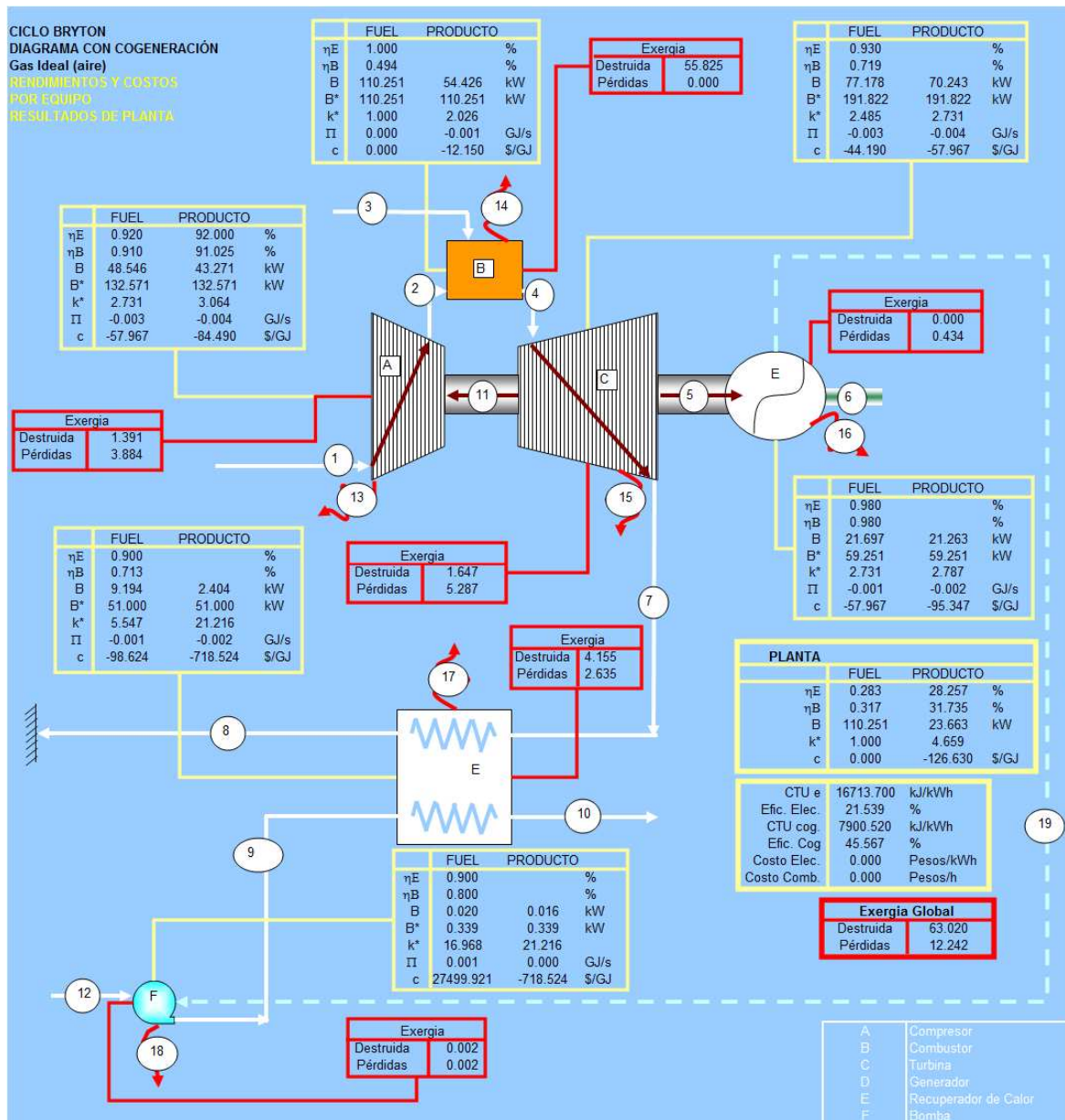


Figura 47. Análisis del sistema con cogeneración para cada uno de los equipos, exergoeconómico @ Biogas.

Los resultados obtenidos en el análisis exergoeconómico con cogeneración para cada uno de los equipos, para cada uno de los escenarios (gas natural y biogas) solo presentan igualdad en los valores de exergía, mientras que para los costos económicos los valores en algunos casos llegan a ser cero o negativos.

Matriz A (F-P-L)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Equipos																					
A		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
B		0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
E		0	0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	-1	1
Planta		1	0	1	0	0	-1	0	-1	0	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Ambiente		-1	0	-1	0	0	1	0	1	0	1	0	-1	1	1	1	1	1	1	1	0

Flujos	[kg/s]	
m1	0.223	0.00E+00
m2	0.223	0.00E+00
m3	0.002	0.00E+00
m4	0.225	0.00E+00
m5	0.000	0.00E+00
m6	0.000	0.00E+00
m7	0.225	0.00000
m8	0.225	0.00000
m9	0.083	
m10	0.083	
m11	0.000	
m12	0.083	
m13	0.000	
m14	0.000	
m15	0.000	
m16	0.000	
m17	0.000	
m18	0.000	
m19	0.000	

A x E = 0 Vector de Energia

Matriz A (F-P-L)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Equipos																					
A		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
B		0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1	0
E		0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
Planta		1	0	1	0	0	-1	0	-1	0	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Ambiente		-1	0	-1	0	0	1	0	1	0	1	0	-1	1	1	1	1	1	1	1	0

Flujos	[kW]	
E1	75.257	0.000000
E2	119.920	0.000000
E3	98.718	0.000000
E4	218.638	0.000000
E5	21.697	0.000000
E6	21.243	0.000000
E7	143.107	0.000000
E8	116.752	0.000000
E9	5.843	
E10	29.562	
E11	48.546	
E12	5.825	
E13	3.884	
E14	0.000E+00	
E15	5.287	
E16	0.434	
E17	2.635	
E18	0.002	
E19	0.01998	

control+shift + enter

A x B = Irr Vector de Exergias

Matriz A (F-P-L)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Equipos																					
A		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
B		0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1	0
E		0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
Planta		1	0	1	0	0	-1	0	-1	0	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Ambiente		-1	0	-1	0	0	1	0	1	0	1	0	-1	1	1	1	1	1	1	1	0

Flujos	[kW]	Irr
B1	0.000	5.275063
B2	43.271	55.824928
B3	110.251	6.934570
B4	97.698	0.433942
B5	21.697	6.790267
B6	21.243	0.004001
B7	20.520	75.262770
B8	11.325	-75.262777
B9	0.016	
B10	2.420	
B11	48.546	
B12	0.000	
B13	0.000	
B14	0.000	
B15	0.000	
B16	0.000	
B17	0.000	
B18	0.000	
B19	0.020	

A x B = D Vector de Exergias

Matriz A (F-P-L)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Equipos																					
A		1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0
B		0	1	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0
C		0	0	0	1	-1	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	-1	0	0	0	0	0
D		0	0	0	0	1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1	0
E		0	0	0	0	0	0	1	-1	1	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0
F		0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	-1	1
Planta		1	0	1	0	0	-1	0	-1	0	-1	0	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
Ambiente		-1	0	-1	0	0	1	0	1	0	1	0	-1	1	1	1	1	1	1	1	0

Flujos	[kW]	D
B1	0.000	1.391361
B2	43.271	55.824928
B3	110.251	1.647435
B4	97.698	0.000000
B5	21.697	4.154772
B6	21.243	0.002003
B7	20.520	63.020499
B8	11.325	-63.02050
B9	0.016	
B10	2.420	
B11	48.546	
B12	0.000	
B13	3.884	
B14	0.000	
B15	5.287	
B16	0.434	
B17	2.635	
B18	0.002	
B19	0.020	

Figura 48. Vectores y balances @ Biogas

COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE

Flujo másico del combustible	8.30	kg/h
Costo del combustible	0.00	pesos/kg
Potencia calculada	30.00	kW
Tipo de Combustible	BIOGAS	Combustible
PCI	42798.44	kJ/kg
Costo del Combustible	0.00	pesos/h
Costo de la Energía Eléctrica por Concepto de Combustible	0.00	pesos/kWh
Tasa de Cambio	13.50	pesos/USD
PCI de Gas Natural	0	USD/MMBTU
Análisis para Gas Natural	Otro Combustible	Combustible
Flujo másico del combustible	Otro Combustible	kg/h
	Otro Combustible	MMBTU/h
Costo del Combustible	Otro Combustible	USD/h
Costo del Combustible	Otro Combustible	Pesos/h
Costo de la Energía Eléctrica por Concepto de Combustible	Otro Combustible	pesos/kWh

COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR COGENERACIÓN

Flujo másico de agua calentada a proceso	0.083	kg/s
Flujo másico de agua calentada a proceso	298.37	kg/h
Flujo de energía aprovechada por el agua	286.17	kJ/kg
Flujo de energía aprovechada por el agua	23.72	kJ/s
Flujo de energía aprovechada por el agua	85382.83	kJ/h
Toneladas de agua caliente		ton/h
Costo de Energía Eléctrica de Cogeneración	0.000	pesos/kWh

COSTOS DE TONELADA DE AGUA CALIENTE A PROCESO

Agua caliente a proceso	0.298	Ton/h
Costo de Agua Caliente	0.00	pesos/Ton
Vida Útil del Proyecto	20.00	años

Figura 49. Consumo de energía eléctrica por concepto de combustible @ Biogas.

Se observa que los costos de la energía eléctrica son cero al igual que el agua caliente todo esto por concepto de combustible (Ver Figura 49).

Flujo	Propiedades Termodinámicas					Costos Exergéticos				Costos Exergoeconómicos	
	m (kg/s)	P (kPa)	T (K)	E (kW)	B (kW)	B (kW)	B _y (kW)	k ^e	II [pesos/s]	c [pesos/GJ]	[pesos/h]
1 Aire	0.223	77.541	286.150	75.257	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000
2 Aire presión	0.223	395.458	490.498	119.920	43.271	43.271	132.571	3.064	-3.656E-03	-84.490	-13.162
3 Comb.	0.002	0.000	0.000	98.718	110.251	110.251	110.251	1.000	0.000E+00	0.000	0.000
4 Gases (T)	0.225	395.458	881.150	218.638	97.898	97.898	242.822	2.485	-4.317E-03	-44.190	-15.542
5 Trabajo (T)				21.697	21.697	21.697	59.251	2.731	-1.258E-03	-57.967	-4.528
6 Elec (PR)				21.243	21.243	21.243	58.912	2.773	-2.577E-03	-121.303	-9.277
7 Gases (RC)	0.225	77.541	586.530	143.107	20.520	20.520	51.000	2.485	-9.068E-04	-44.190	-3.284
8 Gases (atm)	0.225	77.541	473.000	116.752	11.325	11.325	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000
9 Agua (RC)	0.083	294.207	290.156	5.843	0.016	0.016	0.339	21.216	-1.148E-05	-718.524	-0.041
10 Agua (PR)	0.083	294.207	358.150	29.562	2.420	2.420	51.339	21.216	-1.739E-03	-718.524	-6.259
11 Trabajo (CO)				48.546	48.546	48.546	132.571	2.731	-2.814E-03	-57.967	-10.131
12 Agua (B)	0.083	77.541	290.150	5.825	0.000E+00	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000
13 Calor (CO)				3.884	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000
14 Calor (CQ)				0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000
15 Calor (T)				5.287	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000
16 Calor (G)				0.434	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000E+00	0.000	0.000
17 Calor (RC)				2.635	0.000	0.000	2.635	0.000	0.000E+00	0.000	0.000
18 Calor (B)				0.002	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000E+00	0.000	0.000
19 Energía (B)				0.020	0.020	0.020	0.339	16.968	5.495E-04	27499.921	1.978

Como se observa, el costo del flujo 3 que corresponde al costo del combustible es de 0.0 pesos/h, de ahí que todos los demás resultados son negativos exceptuando el costo del flujo 19.

Figura 50. Propiedades de los flujos y costos exergoeconómicos @ Biogas

Como se observa, el costo del flujo 3 que corresponde al costo del combustible es de 0.0 pesos/h, de ahí que todos los demás resultados son negativos exceptuando el costo del flujo 19.

VI.5. Análisis del costo de energía eléctrica con gas natural

VI.5.1. Escenario 1, gas natural

En este análisis, se evaluó el sistema de microgeneración con gas natural, para observar los beneficios si el equipo se instalara en una zona totalmente urbanizada o con línea de gas natural cercana (Tabla 31).

Tabla 31. Resultados por concepto de combustible (gas natural).

Eficiencias del Ciclo a Diferentes Criterios - Primera Ley		
S/cogeneración		
McPCI/kWe = CTU	16713.700	kJ/kWh
Efic = 1/(CTU/3600)	21.539	%
C/cogeneración		
POTnet + TRABAJOcog (Calor) / McPCI =	45.567	%
[McPCI - Calor Útil (E10-E9)] / kWe = CTUcog	7900.520	kJ/kWh
1/(CTUcog/3600) =	0.456	[%/100]
Costos del ciclo		
Combustible:		
	3.503	DlIs/h
	47.295	Pesos/h
S/cogeneración:		
Energía eléctrica sin cogeneración	0.117	DlIs/kWh
	1.576	Pesos/kWh
C/cogeneración:		
Energía eléctrica por cogeneración	0.089	DlIs/kWh
	1.198	Pesos/kWh
Calor de proceso:		
Calor por tonelada	2.821	DlIs/Ton
*CTU es el Consumo Térmico Unitario	38.083	pesos/Ton
Costo de combustible anual		
	\$47.3	pesos/h
	\$331,443.1	pesos/año

De tal manera que los costos de energía eléctrica son menores que la tarifa de 3.37 \$/kWh, la cual se paga en más de un 60% de la tarifa total anual. El costo por generación de energía eléctrica es de \$1.576 pesos/kWh mientras que la tarifa por cogeneración es de \$1.198 kWh mostrando las siguientes diferencias entre si (Tabla 32).

Tabla 32. Costos de energía eléctrica sin y con cogeneración, y costos de calor por concepto de combustible.

Variación de los Costos de Electricidad	
Costo de electricidad simple por combustible	1.576 pesos/kWh
Costo de electricidad por cogeneración	1.198 pesos/kWh
Costo de electricidad facturación actual	3.37 pesos/kWh
Costo del agua caliente	38.083 pesos/Ton
Flujo de agua caliente al año	2090.947 Ton/año
Costo del agua caliente al año	79630.473 pesos/año
Diferencias de Costos de Electricidad	
Diferencia sin cogenerar	1.794 pesos/kWh
Diferencias por cogenerar	2.172 pesos/kWh

A través de estos datos resultantes, se hizo un análisis de evaluación económica asignándole costos diversos a la energía eléctrica, esto reflejaría las ventajas de generar esta electricidad y vender los excedentes a la red de CFE.

Un dato que se involucró para este análisis fue la eficiencia de un boiler convencional (72%), ya que el agua calentada no proviene de un sistema directo de combustión, sino como energía de desecho, por lo que para evaluar el costo del combustible empleado, tiene que ser afectado por la eficiencia.

Eficiencia del Boiler convencional	72%
Costo del agua calentada por año sin eficiencia	79630.473 pesos/año
Costo del agua calentada por año con eficiencia	110597.880 pesos/año

Mientras que para darle un costo a la energía producida por año, se calculo de la siguiente manera (Tabla 33),

Tabla 33. Costos anuales.

Costo anuales de energía eléctrica	
Capacidad de energía eléctrica	21.243 kWh
Sin cogeneración	
Costo por capacidad	33.490 pesos/h
Costo por capacidad anual	234696.763 pesos/año
Con cogeneración	
Costo por capacidad	25.444 pesos/h
Costo por capacidad anual	178309.970 pesos/año
Costo tarifa actual	
Costo por capacidad (@ \$3.37 MN/kWh)	71.589 pesos/h
Costo por capacidad anual	501699.129 pesos/año
Diferencia de costos anuales de energía eléctrica	
Diferencia sin cogeneración	267,002.366 pesos/año
Diferencia con cogeneración	323,389.159 pesos/año

En el caso donde se obtiene agua caliente, este costo se incluirá como beneficio secundario, como si el agua se vendiera o se empleara en su totalidad para calefacción y demás servicios.

Por lo tanto el análisis económico, se evalúa en dos vías posibles, el primero, donde solo se genera energía eléctrica y se vende a precio de \$3.37 pesos/kWh, el segundo, donde el costo de la energía eléctrica es obtenido por cogenerar y se vende a un precio de \$3.37 pesos/kWh, en ambos casos, el beneficio económico por la venta es la diferencia entre el costo de tarifa de 3.37 pesos/kWh menos el costo de generación propia. Posteriormente se analiza una evaluación económica, en el caso donde la energía no se venda, sino todo sea de autoconsumo al igual que el agua caliente, donde las evaluaciones fueron a través de costo de energía partiendo de un máximo de 3.37 pesos/kWh hasta rebasar un tiempo de recuperación de la inversión mayor a 10 años, el decremento en el costo de la energía se da en intervalos de 0.2 pesos/kWh.

Para el análisis se requirió un costo de combustible anual, sin embargo, es necesario resaltar que este costo no considera los aumentos del mismo a lo largo del año ni de los años comprendidos dentro de la evaluación de la vida útil del proyecto,

Costo de combustible anual

331443.114 pesos/año

En ambos casos se presenta rentabilidad del proyecto (Tablas 34 y 35), la diferencia son los años de recuperación los cuales están en 14 y 4 años respectivamente, sin embargo, la ventaja de generar energía eléctrica propia no tiene precio, por lo que los beneficios en este sentido son incalculables si se trata de lugares donde no se cuenta con energía, ya que las perdidas secundarias por no tener energía eléctrica son mayores que no tenerla. En este sentido, implementar un sistema de estas características es más rentable que lo que pueda mostrar esta evaluación económica y que debe ser cuidadosamente contemplada por parte del interesado en su estudio técnico económico.

Tabla 34. Tiempo de recuperación de la inversión. Generación de energía eléctrica sin cogeneración @ Gas Natural.

Análisis Sin Cogeneración @ 1.576 pesos/kWh									
Año	Años	Beneficio Anual por Ahorro de Energía Eléctrica/ [pesos/año] (3.37kWh)	Costos por Combustible [pesos/año]	Costo por Manto. Y Operación	Costo de Inversión	Flujo Neto de Efectivo	Factor de Descuento	Flujo Neto de Efectivo Descontado	Valor Presente Neto Acumulado
2009	0				\$ 503,550.00	\$ 503,550	1.00	\$ 503,550.00	-\$ 503,550.00
2010	1	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.89	\$ 77,420.41	-\$ 426,129.59
2011	2	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.80	\$ 69,249.02	-\$ 356,880.6
2012	3	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.72	\$ 61,940.09	-\$ 294,940.5
2013	4	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.64	\$ 55,402.59	-\$ 239,537.9
2014	5	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 150,000		\$ 20,256	0.57	\$ 11,596.98	-\$ 227,940.9
2015	6	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.51	\$ 44,324.76	-\$ 183,616.1
2016	7	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.46	\$ 39,646.48	-\$ 143,969.7
2017	8	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.41	\$ 35,461.97	-\$ 108,507.7
2018	9	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.37	\$ 31,719.11	-\$ 76,788.6
2019	10	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 150,000		\$ 20,256	0.33	\$ 6,639.51	-\$ 70,149.1
2020	11	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.29	\$ 25,376.83	-\$ 44,772.2
2021	12	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.26	\$ 22,698.42	-\$ 22,073.8
2022	13	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.23	\$ 20,302.70	-\$ 1,771.1
2023	14	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.21	\$ 18,159.84	\$ 16,388.7
2024	15	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 150,000		\$ 20,256	0.19	\$ 3,801.25	\$ 20,190.0
2025	16	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.17	\$ 14,528.75	\$ 34,718.7
2026	17	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.15	\$ 12,995.31	\$ 47,714.0
2027	18	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.13	\$ 11,623.71	\$ 59,337.7
2028	19	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.12	\$ 10,396.88	\$ 69,734.6
2029	20	\$ 501,699	\$ 331,443	\$ 83,700		\$ 86,556	0.11	\$ 9,299.53	\$ 79,034.2
Tasa de descuento				7.50%					
Tasa general de inflación				4.00%					

Tabla 35. Tiempo de recuperación de la inversión. Generación de energía eléctrica con cogeneración @ Gas Natural.

Análisis Con Cogeneración @		1.198 pesos/kWh y		Consumo Total de Agua Caliente						
Año	Años	Beneficio Anual por Energía Eléctrica/ [pesos/año] (3.37kWh)	Beneficio Anual por Agua caliente [pesos/año]	Costos por Combustible [pesos/año]	Costo por Manto. Y Operación	Costo de Inversión	Flujo Neto de Efectivo	Factor de Descuento	Flujo Neto de Efectivo Descontado	Valor Presente Neto Acumulado
2009	0					503,550.00	\$ 503,550.00	1.00	\$ 503,550.00	\$ 503,550.00
2010	1	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.89	\$ 176,345.16	\$ -327,204.84
2011	2	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.80	\$ 157,732.71	\$ -169,472.13
2012	3	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.72	\$ 141,084.71	\$ -28,387.42
2013	4	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.64	\$ 126,193.84	\$ 97,806.42
2014	5	501,699.13	110,597.88	331,443.11	150,000.00		\$ 130,853.89	0.57	\$ 74,916.53	\$ 172,722.94
2015	6	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.51	\$ 100,961.21	\$ 273,684.15
2016	7	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.46	\$ 90,305.19	\$ 363,989.35
2017	8	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.41	\$ 80,773.88	\$ 444,763.22
2018	9	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.37	\$ 72,248.55	\$ 517,011.77
2019	10	501,699.13	110,597.88	331,443.11	150,000.00		\$ 130,853.89	0.33	\$ 42,891.24	\$ 559,903.01
2020	11	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.29	\$ 57,802.35	\$ 617,705.37
2021	12	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.26	\$ 51,701.57	\$ 689,406.93
2022	13	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.23	\$ 46,244.69	\$ 715,651.63
2023	14	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.21	\$ 41,363.77	\$ 757,015.40
2024	15	501,699.13	110,597.88	331,443.11	150,000.00		\$ 130,853.89	0.19	\$ 24,556.11	\$ 781,571.51
2025	16	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.17	\$ 33,093.03	\$ 814,664.54
2026	17	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.15	\$ 29,600.20	\$ 844,264.74
2027	18	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.13	\$ 26,476.03	\$ 870,740.77
2028	19	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.12	\$ 23,681.60	\$ 894,422.38
2029	20	501,699.13	110,597.88	331,443.11	83,700.00		\$ 197,153.89	0.11	\$ 21,182.11	\$ 915,604.49
Tasa de descuento								7.50%		
Tasa general de inflación								4.00%		

En ambos casos se considera toda la energía eléctrica generada para autoconsumo mientras que solo para el segundo caso (Tabla 35), se aprovechan los gases de combustión para calentamiento de agua. Se aprecia que para el proyecto del segundo caso es totalmente rentable, con un tiempo de recuperación de la inversión menor a 4 años, por lo que podría pensarse en aplicar este sistema en comunidades o asociaciones agropecuarias con altos consumos de energía eléctrica y calor para calefacción.

Como se observa en la Figura 51, la amortización para diferentes precios de la energía eléctrica por kWh varía de forma no lineal, aumentando considerablemente cuando el costo del kWh tiende al costo de microgeneración sin cogeneración (1.576 pesos/kWh).

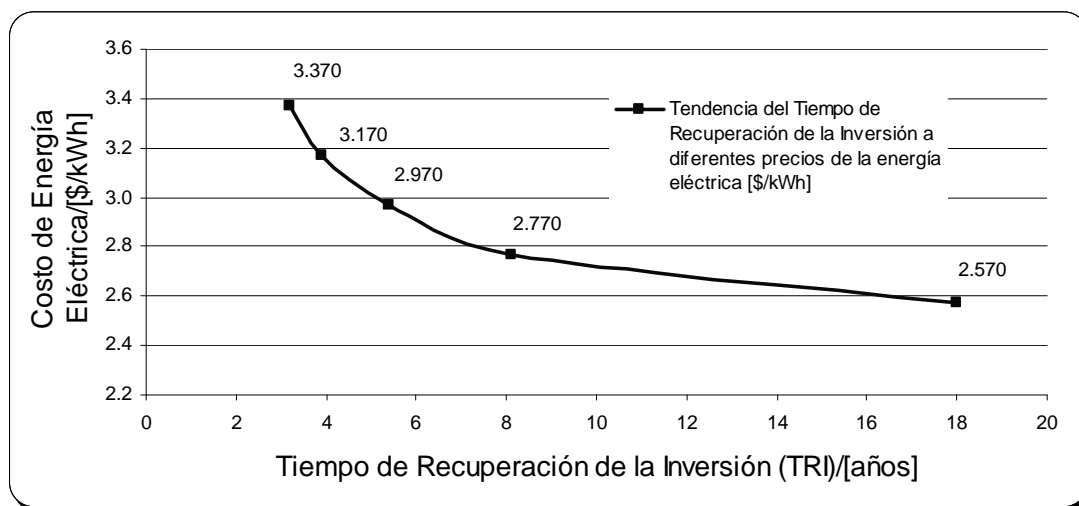


Figura 51. Análisis de tendencia de la rentabilidad para el proyecto de microgeneración utilizando Gas Natural.

Con este último gráfico se puede apreciar la factibilidad de un proyecto de microgeneración con gas natural dependiendo del costo de energía eléctrica por kWh que se este pagando hasta el momento.

VI.6. Análisis de energía eléctrica con biogas

VI.6.1. Escenario 2, biogas

Para notar el potencial que posee un proyecto de generación de energía eléctrica y aprovechamiento de calor a través de una microturbina de gas que emplee biogas, se requiere compararlo con un combustible comúnmente utilizado como lo es el gas natural. Partiendo de esto, es ahora el momento de verificar y analizar los resultados obtenidos al respecto.

Para entrar más a detalle en los calculo ofrecidos, se deben de sentar ciertas bases del estudio de microgeneración con biogas, en un principio, se deben aclarar los casos de estudio, debido a que el biogas no posee un costo de compra pero si un costo de obtención, es decir, el correspondiente a la infraestructura como lo es el biodigestor, y el costo de operación y mantenimiento solamente. Estos costos se incluirán en el estudio de la evaluación económica, pero no en el estudio técnico-energético que corresponde al simulador, ya que no tiene la plataforma para hacerlo, sin embargo, los beneficios se verán al final de los análisis económicos correspondientes a los casos descritos más adelante.

Para el análisis de generación de energía eléctrica proveniente de biogas, se excluyó el caso de suponer un costo de sustitución de energético, como cuando se analiza por si solo el biodigestor donde se le asigna un costo al biogas similar al costo del combustible a sustituir. Esta consideración esta hecha en base a que se pueda ver un beneficio lo más cercano a la realidad, ya que se pretende que el proyecto de biodigestor con microturbina de gas se pueda hacer a través de ver los beneficios globales para un interesado que desconoce el potencial.

Es preciso indicar, que se considera un biogas con concentración cercana al 90% de CH₄, esto se puede lograr de acuerdo a la aplicación de diversos filtros, por lo tanto, el Poder Calorífico (PC) promedio para el gas natural analizado aquí anteriormente y para el biogas será el mismo, ya que en su mayoría, en ambos casos, se tienen concentraciones similares al metano, si acaso el poder calorífico del biogas sea menor, pero sin embargo, para fines prácticos se tomará el mismo (Ver Tabla 36).

Tabla 36. Resultados por concepto de combustible (biogas).

Eficiencias del Ciclo a Diferentes Criterios - Primera Ley		
S/cogeneración		
McPCI/kWe = CTU	16713.700	kJ/kWh
Efic = 1/(CTU/3600)	21.539	%
C/cogeneración		
POTnet + TRABAJOcog (Calor) / McPCI =	45.567	%
[McPCI - Calor Útil (E10-E9)] / kWe = CTUcog	7900.520	kJ/kWh
1/(CTUcog/3600) =	0.456	[%/100]
Costos del ciclo		
Combustible:		
	0.000	Dlts/h
	0.000	Pesos/h
S/cogeneración:		
Energía eléctrica sin cogeneración	0.000	Dlts/kWh
	Otro Combustible	Pesos/kWh
C/cogeneración:		
Energía eléctrica por cogeneración	0.000	Dlts/kWh
	0.000	Pesos/kWh
Calor de proceso:		
Calor por tonelada	0.000	Dlts/Ton
*CTU es el Consumo Térmico Unitario	0.000	pesos/Ton
Costo de combustible anual		
	\$0.0	pesos/h
	\$0.0	pesos/año

A continuación se presentan los análisis de los casos posibles que pueden presentarse en áreas agropecuarias, tomando en cuenta que el consumo de energía eléctrica es de 3.37 pesos/kWh, con los beneficios primarios y secundarios (Tabla 37). También se muestra un análisis de tiempo de recuperación de la inversión, si el costo de energía eléctrica decrece cada 0.2 pesos/kWh, hasta rebasar un tiempo de recuperación de la inversión de 10 años. Este último caso servirá para reconocer en que aspectos no es conveniente generar la energía eléctrica y seguirá siendo conveniente comprarla a la red eléctrica (CFE).

Para el análisis económico, es necesario definir los costos de los equipos necesarios para generar energía eléctrica y agua caliente a través de biogas (Tabla 37).

Tabla 37. Costos de inversión, costos de insumos y beneficios anuales.

Costos de Inversión		Costos Anuales		Beneficios Anuales	
Biodigestor	364500 pesos	Combustible	331443 pesos/año	Combustible	331443 pesos/año
Microturbina	503700 pesos	Electricidad	3.37	Electricidad	501699.1288 pesos/año
INVERSION	868200 pesos	Electricidad	501699.129 pesos/año	Agua Caliente	110597.88 pesos/año
		Agua Caliente	110597.88 pesos/año	Fertilizante	333000 pesos/año
		Manto. y MO	83700 pesos/año	Bonos de Carbo	71323 pesos/año
		Manto. Mayor	183700 pesos/año		

VI.7. Aspectos considerados en cada caso

Caso 1.

BENEFICIO ANUAL SIN COGENERACIÓN (1)	
Combustible	0 pesos/año
Electricidad	501699.129 pesos/año
BENEFICIO/AÑO	501699.1288 pesos/año

Caso 2.

BENEFICIO ANUAL CON COGENERACIÓN (2)	
Combustible	0 pesos/año
Electricidad	501699.129 pesos/año
Agua Caliente	110597.88 pesos/año
BENEFICIO/AÑO	612297.0088 pesos/año

Caso 3.

BENEFICIO ANUAL SIN COGENERACIÓN (3)	
Combustible	0 pesos/año
Electricidad	501699.129 pesos/año
Bonos de Carbono	71323 pesos/año
BENEFICIO/AÑO	573022.1288 pesos/año

Caso 4.

BENEFICIO ANUAL CON COGENERACIÓN (4)	
Combustible	0 pesos/año
Electricidad	501699.129 pesos/año
Agua Caliente	110597.88 pesos/año
Bonos de carbono	71323 pesos/año
BENEFICIO/AÑO	683620.0088 pesos/año

Caso 5.

BENEFICIO ANUAL SIN COGENERACIÓN (5)	
Combustible	0 pesos/año
Electricidad	501699.1288 pesos/año
Fertilizante	333000 pesos/año
BENEFICIO/AÑO	834699.1288 pesos/año

Caso 6.

BENEFICIO ANUAL SIN COGENERACIÓN (6)	
Combustible	0 pesos/año
Electricidad	501699.1288 pesos/año
Fertilizante	333000 pesos/año
Bonos de Carbono	71323 pesos/año
BENEFICIO/AÑO	906022.1288 pesos/año

Caso 7.

BENEFICIO ANUAL CON COGENERACIÓN (7)	
Combustible	0 pesos/año
Electricidad	501699.129 pesos/año
Fertilizante	333000 pesos/año
Agua Caliente	110597.88 pesos/año
BENEFICIO/AÑO	945297.0088 pesos/año

Caso 8.

BENEFICIO ANUAL CON COGENERACIÓN (8)	
Combustible	0 pesos/año
Electricidad	501699.129 pesos/año
Fertilizante	333000 pesos/año
Agua Caliente	110597.88 pesos/año
Bonos de Carbon	71323 pesos/año
BENEFICIO/AÑO	1016620.009 pesos/año

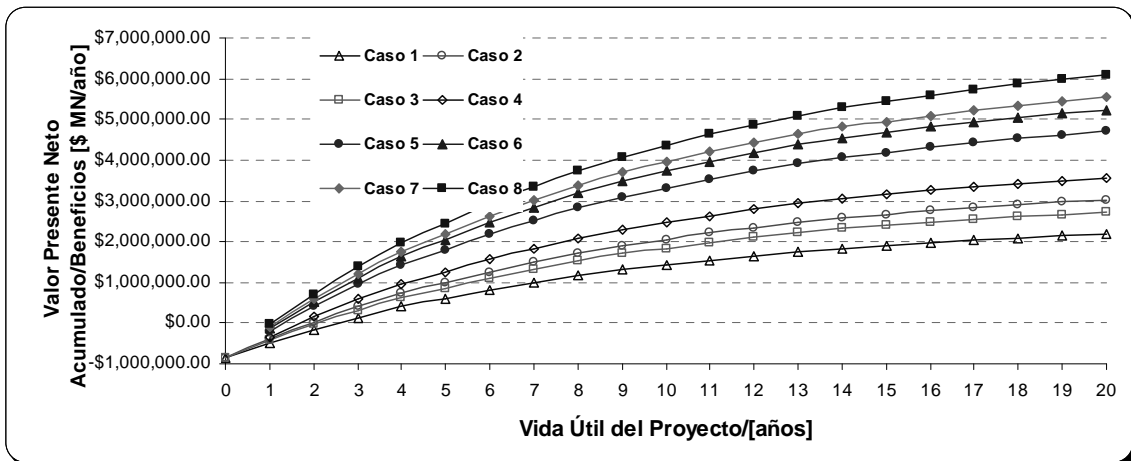


Figura 52. Beneficios económicos de acuerdo al caso de interés.

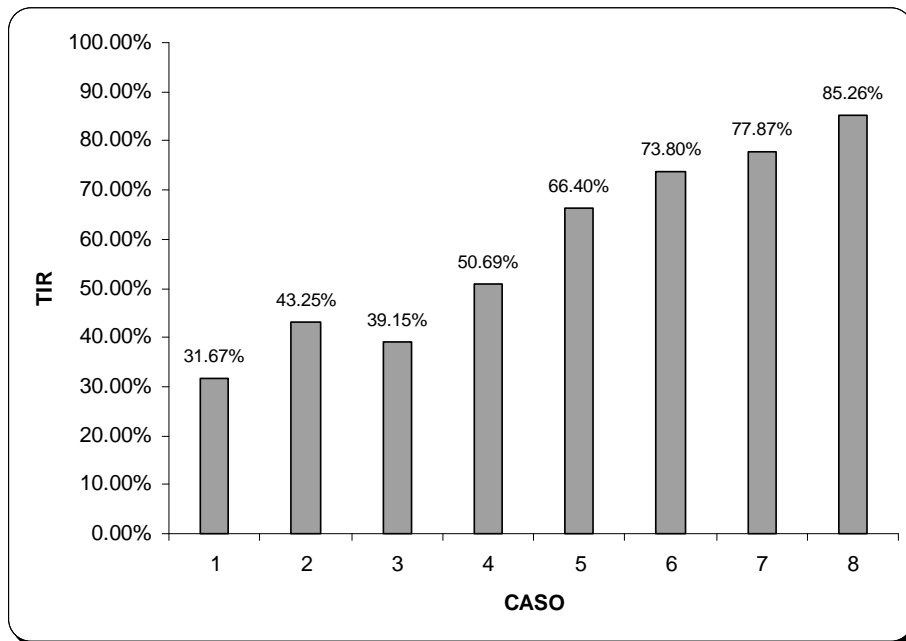


Figura 53. Tasa Interna de Retorno para los diferentes casos propuestos.

Como se observa en la Figura 52, ningún proyecto se paga arriba de los tres años, por lo que implementar un sistema de este tipo es altamente recomendable en cualquiera de sus variables, ya que durante los años de vida del proyecto, los beneficios no solo son por ahorros, sino por la venta del biofertilizante así como los bonos de carbono. En todos los casos analizados la energía eléctrica tuvo un costo de 3.37 kWh. A partir del caso 5 se incluye la venta de biofertilizante, el cual brinda un beneficio notable que es apreciable en la Figura 52. En cuanto a la tasa interna de retorno de los proyectos, se observa claramente en la Figura 53, que todos los casos son altamente atractivos, principalmente el caso 8. Todas las TIR se encuentran por encima del 30%, algo muy favorable para ir adoptando en etapas el proyecto, empezando por el caso 1 hasta llegar a la aplicación del caso 8.

En cuanto a los beneficios por energía eléctrica variando el costo del kWh cada 0.2 pesos en decrementos sucesivos y tomando en cuenta todas las variables de beneficios como en el caso 8 descrito anteriormente, se obtuvieron los siguientes resultados apreciables en la Figura 54.

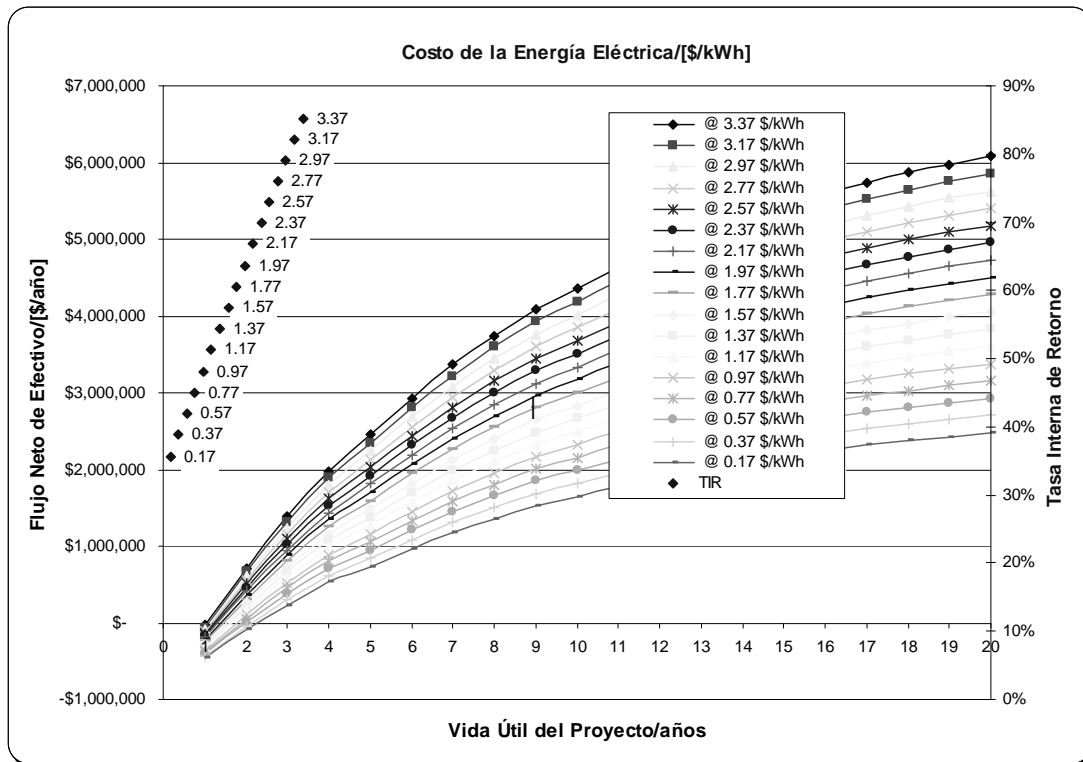


Figura 54. Beneficios económicos variando el costo del kWh contemplando venta de fertilizante, cogeneración y bonos de carbono.

Se observa que en todos los costos de energía eléctrica propuestos (0.17\$/kWh – 3.37\$/kWh) la rentabilidad del proyecto es viable, esto se debe principalmente a que existe un soporte económico ofrecido por la venta del biofertilizante. Por tal motivo, se analizó el mismo caso de venta de energía, solo que esta vez sin tomar en cuenta en la evaluación económica del proyecto, la venta del biofertilizante, pero sí manteniendo el aprovechamiento del agua caliente y los bonos de carbono (Ver Figura 55).

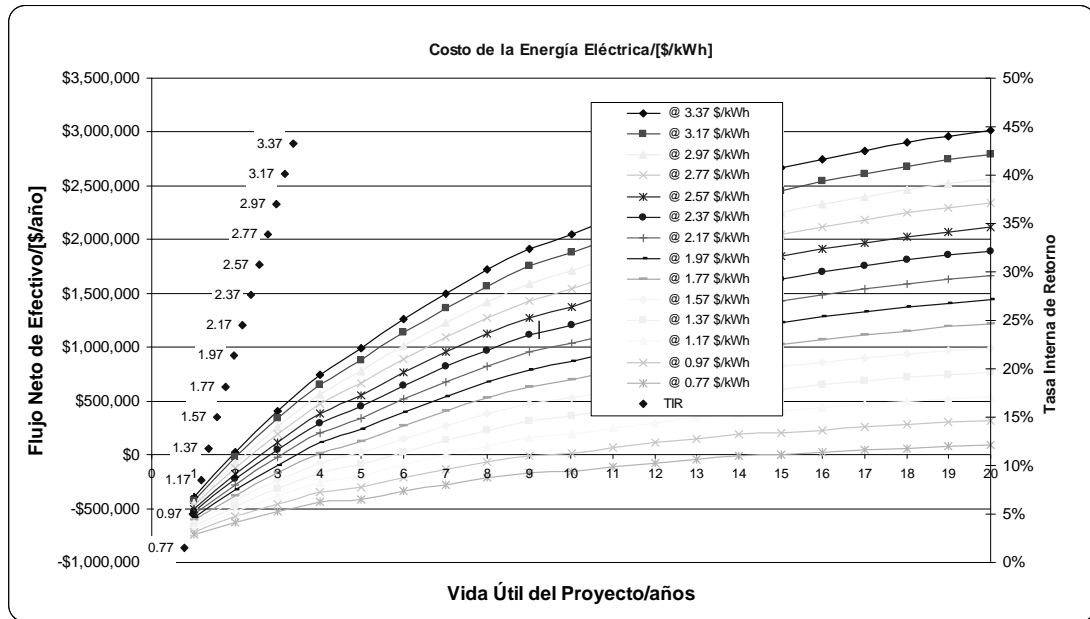


Figura 55. Beneficios económicos variando el costo del kWh contemplando cogeneración y bonos de carbono pero no venta de biofertilizante.

La venta del biofertilizante es un soporte para este tipo de proyectos, sin embargo, cuando la venta de la energía eléctrica es alta o cuando sea de autoconsumo, los tiempos de la recuperación de la inversión siguen siendo muy interesantes y el proyecto se recomienda para localidades con tarifas muy altas de consumo de energía o donde no existe red eléctrica. El Proyecto puede ser rentable con un costo de energía eléctrica de 1.97\$/kWh, donde la tasa interna de retorno es del 21% aproximadamente.

VI.8. Sobrantes de biogas

En el análisis de generación de energía eléctrica con biodigestor para 4500kg de estiércol, no se evaluó los beneficios del biogas sobrante, ya que éste puede emplearse para otros fines como la incursión en la aplicación de éste a automotores, calefacción o para cocción extra en el rancho. Esta diferencia de biogas se muestra a continuación en la Tabla 38.

Tabla 38. Sobrantes de biogas que no se consideraron en las estimaciones.

Sobrante de Biogas	
Generación promedio de biogas	0.003198513 kg/s
Consumo de biogas por Microturbina	0.002306587 kg/s
Sobrante promedio de Biogas	0.000891926 kg/s
	0.000871426 m3/s
Como si fuera gas natural	0.000662284 m3/s
	2.38 m3/h
	57.22 m3/día
	20,885.79 m3/año
Sobrante de biogas asignandole costo como GN	106,935.23 pesos/año

Con este sobrante, el interesado o dueño del proyecto puede empezar a explorar el mercado de venta de biogases de forma local, por lo que este valor se incluiría en otro proyecto aparte de la generación de energía eléctrica y por lo tanto no se incluyó en ninguno de los análisis competentes a este estudio, pero sí para el análisis de solo el biodigestor.

VI.9. Análisis de la misma instalación sin apoyo de los dueños

En el caso donde este mismo proyecto se llevara a cabo sin apoyo en la construcción de los dueños del Rancho San Jacinto, el costo de construcción con equipo sería considerablemente más elevado (\$1,800.000), de tal manera que los tiempos de recuperación de la inversión como las tasas internas de retorno serían las que se muestran en la Figura 56.

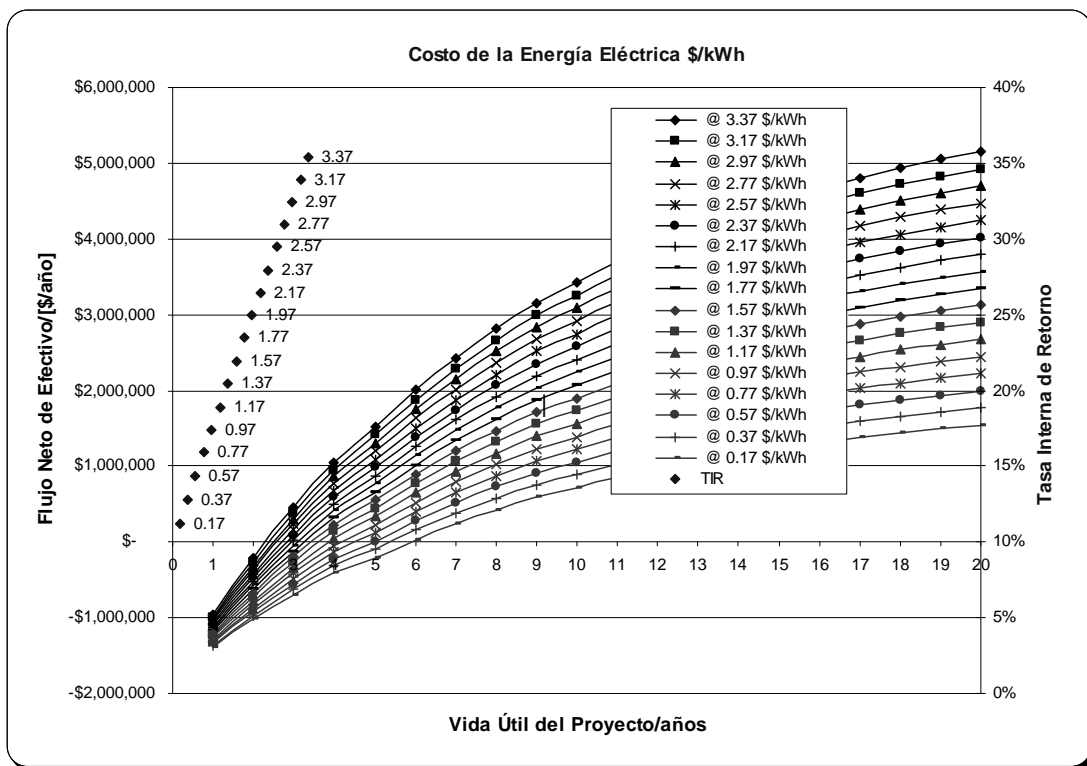


Figura 56. Comportamiento cuando la construcción es sin ayuda, contemplando todos los beneficios: electricidad, agua caliente, venta biofertilizante y bonos de carbono.

Como se observa en la figura anterior, las TIR son atractivas cuando la energía eléctrica cueste o se venda por encima de 1.17\$/kWh, con una TIR superior a 19%, hasta alcanzar una TIR de 35.43% cuando la energía eléctrica cueste 3.37 \$/kWh.

VII ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Se presenta el total de los resultados de las evaluaciones de forma concentrada en la Tabla 39, considerando los factores más importantes que influyeron en la evaluación técnico-económica.

Tabla 39. Análisis General

TECNOLOGÍA APLICADA	Inversión / [MX]	Biogas / [MX/año]	Biofertilizante / [MX/año]	Bonos de Carbono / [MX/año]	Energía Eléctrica / [MX/año]	Agua Caliente / [MX/año]	Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI) / años	Tasa Interna de Retorno (TIR) / %
BIODIGESTOR								
1)	364,500	429,465					Menor 1 año	74.37
2)	364,500	429,465	333,000	21,532			Menor 2 años	161.14
Biodigestor alta Tecnología	1,000,000	429,465	333,000	21,532				51.7
ESCENARIO 1 (GAS NATURAL)								
Microturbina / Gas Natural	503,350	331,443			(1.576kWh) 501,699		Menor 14 años	
Microturbina / Cogeneración / Gas Natural	503,350	331,443			(1.198kWh) 501,699	110,597	Menor 4 años	
ESCENARIO 2 (BIOGAS)								
Biodigestor / Microturbina / Biogas. Caso 1	867,850				(0.00kWh) 501,699			31.67
Caso 2	867,850				(0.00kWh) 501,699	110,598		43.25
Caso 3	867,850			71,323	(0.00kWh) 501,699			39.15
Caso 4	867,850			71,323	(0.00kWh) 501,699	110,598		50.69
Caso 5	867,850		333,000		(0.00kWh) 501,699			66.40
Caso 6	867,850		333,000	71,323	(0.00kWh) 501,699			73.80
Caso 7	867,850		333,000		(0.00kWh) 501,699	110,598		77.87
Caso 8	867,850		333,000	71,323	(0.00kWh) 501,699	110,598		85.26

Discusión

Las ventajas de poder disponer de un proyecto con diferentes casos, es que puede adecuarse a las necesidades del dueño del rancho, sin embargo, se observa que el caso más recomendable, es el caso 8. Ya que éste presenta la ventaja de proporcionar una autonomía energética en todos los sentidos con el más alto rendimiento.

Mientras que en el caso donde se pretenda emplear solo el biogas, se puede concluir, que el simple hecho de instalar el equipo para la obtención de biogas y venta o autoconsumo de éste, es altamente rentable. Si se obtienen los beneficios secundarios para la generación de biogas, el proyecto se hace aún mas rentable que el Caso 8, sin embargo, un factor importante para ambos estudios es el valor presente neto acumulado (VPNA), pues a pesar de que el proyecto de sólo biogas puede tener una TIR más alta que el caso 8, el VPNA a 20 años, es considerablemente más elevado para el caso 8 que para el proyecto de biogas con venta de biofertilizante y obtención de bonos de carbono.

Por lo tanto, se recomienda que se aplique el caso 8 aunque de una manera paulatina, es decir, una construcción que se realice por etapas, empezando, empezando por la construcción del biodigestor y venta del biogas, posteriormente aplicando el caso 1, caso 2, caso 7 y por último aplicar el caso 8.

VIII CONCLUSIONES

El mostrar los resultados del análisis de una manera conjunta familiarizará al usuario del programa MTG, para poder comparar el análisis convencional con el análisis de exergía, así como para comparar los costos exergoeconómicos con los costos económicos de energía eléctrica y del calor proporcionado para el proceso.

La aplicación de las microturbinas en la zona centro del país, principalmente en la ciudad de México, ayudará a cumplir con las cada vez más exigentes normas ambientales. Además de proporcionar energía eléctrica por una vía más limpia de generación, garantizando de energía continua y segura.

Las microturbinas muestran un gran potencial para su aplicación a niveles comerciales e industriales con demandas no mayores a 2.6 MW.

La utilización del programa MTG que analice de manera conjunta los balances de masa y energía así como el balance de exergía de un sistema de cogeneración, proporciona grandes ventajas para los análisis preliminares así como estimar los beneficios de usar distintas fuentes de energía. Esta herramienta no solo servirá para el caso de las microturbinas, ya que no presenta mayores restricciones más que las temperaturas de trabajo, por lo que se puede utilizar dicho programa a turbinas de mayor grande envergadura. Sin embargo, en los arreglos internos no se podrá considerar enfriamiento en el compresor o en los primeros pasos del rotor de la turbina.

En los casos donde se implementó el biodigestor y que se sustituyó el combustible el cual fue gas LP, los beneficios de implementarlo arrojaron un tiempo de retorno de la inversión poco arriba de un año aproximadamente, en esta evaluación no se tomaron en cuenta la venta del biofertilizante ni los bonos de carbono, con una TIR del 74.37%. Cuando se varia el costo de venta del biogas en decrementos partiendo del costo del gas LP se obtiene una TIR entre 74.37% y 8.33% cuando el precio de venta del biogas es de 1.96 \$/L.

Cuando se le asigna un valor de venta al biofertilizante y se obtienen los beneficios de los bonos de carbono, el tiempo de retorno de la inversión se reduce en menos de un año para la mayoría de los casos analizados, es decir, dándole valores de venta al gas LP por debajo de su costo actual de 4.96 pesos por cada litro, con un intervalo de la tasa de recuperación de la inversión entre 174% y 66.6 %.

Se muestra que el costo de la energía eléctrica generada es más bajo que si se comprara a la de red cuando se emplea gas natural, siempre y cuando el costo de tarifa sea de 3.37 pesos/kWh y la energía sea totalmente de autoconsumo.

A pesar de ello, si el costo de las tarifas bajase y la energía se quisiera vender a la red, se tendría un beneficio hasta antes de 2.9 pesos/kWh con una amortización cercana a los 6 años.

Para el caso de utilizar biogas, en el sistema completo contemplando el biodigestor y el sistema de microgeneración y recuperador de calor, el tiempo de recuperación de la inversión cuando la energía eléctrica se le asigna un valor de 3.37 pesos/kWh es aproximado a un año y la TIR es de 85.26% (caso 8), donde se estiman beneficios de electricidad, biofertilizante, agua caliente y bonos de carbono. Para el caso 1 donde solo se considera el beneficio por electricidad, el tiempo de recuperación de la inversión es de 2.6 años, con una TIR de 31.67%.

En los análisis de los beneficios de las evaluaciones del sistema de microgeneración con biogas, se nota claramente que la venta del biofertilizante acelera el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto disminuyendo éste hasta en la mitad del tiempo en donde los casos no venden el biofertilizante. Mientras que cuando se le asigna un costo de 0.17 pesos/kWh a la electricidad producida (el más bajo estimado en este trabajo), tomando en cuenta los cuatro beneficios ya mencionados en el caso 8, se obtienen resultados igualmente interesantes, obteniendo un tiempo de recuperación de la inversión de 2.3 años y una TIR de 35.71%, por tal motivo, en este caso se recomienda vender la energía eléctrica a la red ya sea toda o parcialmente. Con esto último, los ganaderos que producen considerables cantidades de residuos orgánicos pueden hasta cierto punto, volverse autoprodutores, pequeños productores o productores independientes de energía eléctrica.

Para obtener los beneficios que se ofrecen en los análisis presentados se requiere asegurar las ventas del biofertilizantes por adelantado, así se garantizará que el proyecto tenga los rendimientos aquí mostrados.

Aunque el tiempo de recuperación de la inversión sea de un año para cuando se instala solo el biodigestor únicamente y cuando se instala en conjunto el biodigestor-microturbina-recuperador, el valor presente neto acumulado para ambos proyectos es considerablemente muy diferente. Para cuando solo se instala el biodigestor al cabo de 20 años el VPNA es cercano a los 2.2 millones de pesos, mientras que cuando se genera energía eléctrica y agua caliente para proceso el VPNA al cabo del mismo periodo, es de 6.1 millones de pesos. En ambos casos se considera que el biogas tiene un costo equivalente de 4.96 \$/L y la energía eléctrica de 3.37 \$/kWh así como obtención de venta de biofertilizante y obtención de bonos de carbono.

Esto último indica que es más atractivo generar energía eléctrica y venderla a la red que solo generar biogas y ponerlo en venta. Y de acuerdo a los análisis y comparaciones, el caso 8, resulta ser el más atractivo para ser llevado a cabo.

RECOMENDACIONES

Cálculos

Este tipo de programas (como el MTG) regularmente toman consideraciones que no son siempre las adecuadas para casos extremos o extraordinarios. En este caso, el valor que puede ser una indicación de acumulación de error en grandes proporciones, será el valor del PCI calculado, por lo que se recomienda introducir un valor reportado por la literatura o directamente de la factura del combustible, en caso de no contar con ellos, se recomienda utilizar las funciones del Anexo II para las propiedades del metano y componentes presentes en los gases de combustión.

Las posibles instalaciones que puedan darse con la microgeneración, puede ser estudiadas y analizadas con fuentes de energía distinta, provenientes de biogas producido en las mismas instalaciones:

- Centros comerciales
- Hospitales
- Restaurantes
- Complejos turísticos
- Hoteles
- Zonas o unidades habitacionales
- Edificios
- Y todos aquellos lugares o instalaciones donde se produzcan desechos orgánicos capaces de producir una cantidad de biogas diaria considerable para poner en funcionamiento un sistema de microgeneración con micro turbinas de gas.

Siempre y cuando la generación se encuentre dentro las leyes y reglamentos gubernamentales vigentes hasta el momento.

Se recomienda recopilar información referente a las condiciones climatológicas del lugar donde se requiera instalar un sistema de este tipo, con los cuales se pueda evaluar a lo largo de un año típico el comportamiento del sistema. Estos datos pueden ser obtenidos de los módulos meteorológicos disponibles en el Sistema Nacional Meteorológico (SNM). Estos datos pueden ser desglosados y descargados en una matriz dentro del programa, en la hoja denominada "Datos", y estimar el comportamiento del sistema desde cada 10 minutos durante todo un año.

De esta manera los datos obtenidos del comportamiento pueden ser observados y analizados cuidadosamente para tomar decisiones objetivas que concluyan si es rentable o no la instalación de un sistema de este tipo en la zona estudiada.

Zonas apartadas sin abastecimiento de agua

El biogas puede ser utilizado en zonas o localidades donde el abastecimiento de agua es escaso y se requiere de motores eléctricos para su extracción subterránea, además de que en muchos lugares de zonas agropecuarias no hay abastecimiento eléctrico a través de la red nacional. De esta manera el biogas puede ser empleado en una microturbina y

posteriormente transferir la potencia mecánica a una bomba para extraer el agua del subsuelo. De esta manera el costo de extracción sería mínimo, con un costo de biogas igual a cero. Para este estudio será recomendable analizar el costo por pérdida de ganado o cultivos por falta de agua más que por el tiempo de recuperación de la inversión del biodigestor y la microturbina. Una ventaja, es que en algunos de estos lugares, ya existen los motores eléctricos o motobombas, por lo que la inversión inicial se reduciría a solamente instalar el biodigestor y hacer la conversión a los equipos, la cual es relativamente sencilla.

También puede ser empleado en temporadas de sequías y no necesariamente en lugares donde no existe red de agua de riego o potable.

Zonas agropecuarias

Donde quiera que se tengas grandes cantidades de desechos orgánicos y que representen un problema local, se recomienda estudiar la factibilidad y viabilidad para la implementación de un biodigestor y microturbina de gas, para satisfacer las demandas de energía eléctrica, mecánica y calorífica.

Su explotación en temporada de sequías como en los estados del norte del país, acudiendo a los programas nacionales como el de “Contingencias Climatológicas” de la SAGARPA, la cual pudiera apoyar este tipo de proyectos para salvar zonas de cultivos locales. Apoyándose en programas de eficiencia en cuanto a tierras de cultivo se refiere, ya que muchos lugares donde se crían cerdos, pollos, vacas, etc., se cultiva la tierra, por esta razón, utilizar el biofertilizante resulta atractivo, sin embargo, al mismo tiempo se pueden apoyar en programas como el de *Agricultura de Conservación* por parte del Centro Internacional de Mejoramiento de Maíz y Trigo (CIMMYT)²⁶, el cual ha logrado un ahorro hasta en un 35% de consumo de agua para riego y una eficiencia en la producción de las tierras hasta en un 100% [34].

Zonas apartadas

Las zonas apartadas pueden mejorar su nivel de vida, si en lugar de emigrar por falta de empleos, se generan en la misma zona a través de crianza de ganado, venta y consumo de leche, venta o autoconsumo de biofertilizante, posible aplicación de lombricomposta y venta de lombriz roja californiana, generación de energía eléctrica y aprovechamiento de calor para agua o calefacción. Con todos estos beneficios juntos, se puede mejorar zonas que hasta el momento se pueden considerar como zonas sin crecimiento ni un posible progreso, además de reformar los suelos erosionados.

Biofertilizante

La venta del fertilizante o autoconsumo de él asignándole un costo de sustitución o quizá un costo mínimo como se hizo en todos los casos de análisis de este trabajo, resulta ser de sumo interés, ya que ayuda a recuperar la inversión de manera acelerada y por lo tanto, debe de tomarse siempre en cuenta la venta o utilización final. Se sabe que en el mercado, el humus de lombriz, se llega a comercializar de 10 pesos/kg hasta 100 pesos/kg [35]. por

²⁶ Organización internacional con la misión de servir como catalizador en una red mundial de investigación sobre el maíz y trigo en beneficio de los países pobres en vías de desarrollo.

lo que asignarle un costo al biofertilizante de 1 peso/kg, en los casos analizados en este trabajo de tesis, son mínimos pudiendo aumentarse el precio de venta y tener mejores resultados en la evaluación económica. Cabe señalar que las similitudes entre el biofertilizante obtenido y el humus de lombriz son muy similares, por lo que el precio de venta puede equipararse como un parámetro, para fijar la venta de comercialización del biofertilizante obtenido a través de un biodigestor.

Biogas

En cuanto al biogas, se pueden analizar dos fines, el primero, en sustituir algún combustible fósil que se esté utilizando y disminuir con esto el costo de generación y/o producción de algún producto que se este obteniendo, el segundo, como la venta del biogas a través de red subterránea como se hace ahora con el gas natural o su venta como gas comprimido en cilindros convencionales. Las dos variantes son altamente recomendables y que pueden ser un mercado atractivo para inversionistas que logren verlo de manera muy amplia.

En este apartado, ni siquiera en el análisis general, se menciona la explotación del biogas proveniente de rellenos sanitarios o tiraderos municipales, y esto tiene una razón, un relleno sanitario además de limitar las fuentes de trabajo no aprovecha muchos de los materiales que son vertidos en el relleno. Se sabe que del 100% de los residuos urbanos solo el 5% se considera desecho (materias inservibles), es decir, no tienen manera de ser reutilizados, sin embargo el resto puede reciclarse como lo son: el vidrio (7%), plástico (10%), metales (3%), papel y cartón (18%), y material orgánico como fuente para generar biogas (60%). De tal manera que un relleno sanitario es en gran medida una retención de los ingresos potenciales a obtener, y un desperdicio en cierto modo ya que no aprovecha la venta de los materiales reciclables por lo que reduce la mano de obra.

Para el caso donde los desechos orgánicos agropecuarios sobrepasaran la producción de biogas para la producción de energía eléctrica, se pueden analizar dos vías alternativas para el destino final del energético.

1. Convertir todo el desecho orgánico en biogas y éste convertirlo a su vez en energía eléctrica, vendiendo el sobrante a la red de CFE.
2. Utilizar el biogas necesario para generar la energía eléctrica suficiente para el establecimiento, dejando los sobrantes de biogas sin combustionar para posteriormente comprimirlo y venderlo a muy bajo costo, pero que resulte benéfico para el interesado, a la comunidad local o empresas interesadas en ahorrar.

CONTRIBUCIONES DE ESTE TRABAJO

- Se construyó un programa llamado MTG para la estimación de los proyectos de generación de energía eléctrica que puedan ser suplidos por microturbinas de gas con cogeneración, implementadas solas o en batería. El programa es capaz de calcular costos de energía, exergía y exerceoconómicos de cada una de los flujos. Este mismo programa puede ser empleado para la estimación de sistemas de turbinas de gas más grandes.
- Se elaboraron funciones capaces de ser utilizadas en los libros de Excel así como en macros elaborados en VBA. Estas funciones ayudarán a agilizar cálculos, así como ha crear nuevo programas en VBA sin tener que recurrir a otros programas alternos para la evaluación de propiedades termodinámicas de diversas sustancias presentes en los estudios de sistemas de generación de energía eléctrica.
- Al mismo tiempo, se elaboró un pequeño programa capaz de calcular el potencial de producción de biogas, los beneficios de la venta de biofertilizante y los beneficios de los bonos de carbono. Así como elaborar los cálculos para los volúmenes requeridos de un biodigestor y el reservorio de captación, las equivalencias con cualquier tipo de combustible convencional y beneficios de costos al sustituir el combustible.
- Tanto para el programa de microturbina como para el de generación de biogas, se anexa un análisis de evaluación económica con diversos casos de estudios. Estos análisis se pueden evaluar de forma independiente, por lo que no se le ha dado demasiado énfasis en la programación.
- Se realizó una evaluación del potencial de generación de biogas por parte de las zonas agropecuarias enfocadas a la crianza de ganada vacuno y vacas lecheras.
- Se presentó un trabajo en la VI Conferencia Científica Internacional de Ingeniería Mecánica, COMEC 2010. Celebrada del 2 al 4 de Noviembre de 2010, Cuba²⁷.

²⁷ <http://eventos.fim.uclv.edu.cu/comec/new/cd2010/AutoPlay/Docs/ponencias/c1/c1.21.pdf>

Referencias

- [1] Secretaría de Energía. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017”. Extraído en febrero 2011, desde:
http://www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva%20SE%202008-2017.pdf
- [2] Naciones Unidas. “Protocolo de Kyoto”. Extraído en febrero de 2011, desde:
<http://treaties.un.org/doc/source/RecentTexts/kyoto-sp.htm>
- [3] Naciones Unidas. “Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”. Extraído en febrero de 2011, desde:
http://unfccc.int/portal_espanol/essential_background/convention/text_of_the_convention/items/3324.php
- [4] Secretaría de Energía. “Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2009-2024”. Extraído en febrero de 2011, desde:
http://www.energia.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Prospectiva_gasnatural_2009-2024.pdf
- [5] Diario Oficial de la Federación. “Ley del servicio público de energía eléctrica”. Extraído en septiembre de 2009, desde:
<http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/Combo/L-96.pdf>
- [6] Diario Oficial de la Federación. “Reglamento de la Ley del servicio público de energía eléctrica”. Extraído en septiembre de 2009, desde:
<http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/Combo/R-97.pdf>
- [7] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. “Estudio sobre la Cogeneración en el Sector Industrial en México”. Extraído en agosto de 2010, desde:
<http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7174/4/EstudioCogeneracion.pdf>
- [8] Secretaría de Energía. “Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014”. Extraído en agosto 2010, desde: http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/Electrico_2005_2014.pdf
- [9] International Energy Agency. Extraído en septiembre de 2005, desde:
<http://www.iea.org/>
- [10] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía. “Potencial Nacional de Cogeneración”. Extraído en agosto de 2009, desde:
http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_1916_potencial_nacional_d
- [11] Cámara Nacional de Comercio. Extraído en agosto de 2009, desde
<http://www.camaradecomercio.com.mx/>
- [12] Instituto Mexicano para la Competitividad AC. “México ante la crisis que cambio al mundo. Acciones para enfrentar la crisis”. Extraído en febrero 2010, desde:
http://imco.org.mx/es/indices/indice_de_competitividad_internacional_2009_mexico_ante_la_crisis_que_camb/
- [13] Planta Integral de Tratamiento de Residuos Sólidos Urbanos, Mercedes-Provincia de Buenos Aires-Argentina (Noviembre 2004). Extraído en septiembre de 2009, desde:
<http://www.foroba.org.ar/PlantaRSUMercedes.PDF>
- [14] Botero R., Preston T. R., (1987). “Biodigestores de bajo costo para la producción de combustible y fertilizante a partir de excretas. Manual para su instalación, operación y utilización”. Extraído en octubre de 2009, desde:
<http://www.utafoundation.org/publications/botero&preston.pdf>

- [15] Mendez J. M. “Producción de biogas en la Granja “Marujo” propiedad del Sr. Jan Haasjes”. Extraído en noviembre de 2008, desde:
<http://www.elsitioagricola.com/articulos/inta/Produccion%20Biogas.asp>
- [16] Instituto Municipal de Planeación de San Pedro – OMPLAN. “Taller de Planeación sustentable”. Extraído en Octubre de 2009, desde:
http://imaginarios.com.mx/redmcs/syp/x/ponencia3/rodrigo_todd_lozano.pdf
- [17] Flores R., Muñoz-Ledo R., Flores B.B., Cano K.I., (2008). “Estimación de la generación de energía a partir de biogas para proyectos de programa de mecanismo de desarrollo limpio”. Revista Mexicana de Ingeniería Química 7, pp. 35-39.
- [18] Haites E., (2004). “Estimating the market potential for the clean development mechanism: Review of models and lessons learned”. Report no. 9, PCFplus: Washington, DC.
- [19] Álvarez J. M., Caneta L., Moyano C. “Cátedra Máquinas Térmicas II. Biomasa y Biogas”. Universidad Nacional del Nordeste, Facultad de Ingeniería. Extraído en diciembre de 2009, desde: <http://ing.unne.edu.ar/pub/biomasa.pdf>
- [20] Quesada R., Salas N., Arguedas M., R. Botero, (2007). Generación de energía eléctrica a partir de biogas”. Extraída en diciembre de 2009, desde:
http://usi.earth.ac.cr/tierratropical/archivos-de-usuario/Edicion/51_v3.2-02_QuesadaSalas.pdf
- [21] Martí H.J., (2008). “Guía de diseño y manual de instalación de biodigestores familiares”. GTZ PROAGRO. Creative Commons, Bolivia.
- [22] Chávez, P. I., (2007). “Tabla de valores – TS”. Extraído en febrero de 2010, desde:
<http://www.engormix.com/MA-porcicultura/manejo/articulos/biodigestores-tabla-valores-ts-t1237/p0.htm>
- [23] Contreras L. M., (2006). “Producción de biogas con fines energéticos. De lo histórico a lo estratégico”. Extraído en diciembre de 2009, desde:
http://www.bvsde.paho.org/bvsacd/cd67/produccion_biogas.pdf
- [24] Coto J. E.; Maldonado J.J.; Botero R.; Murillo J. V. (11 de diciembre 2007). “Implementación de un sistema para generar electricidad a partir de biogás en la finca pecuaria integrada de EARTH”. Tierra Tropical. Extraído en agosto de 2009, desde:
http://usi.earth.ac.cr/tierratropical/archivos-de-usuario/Edicion/50_v3.2-01_CotoMaldonado.pdf
- [25] Rivero R., Montero G., Pulido R. “Terminología para la aplicación del método de Exergia”. Extraído en octubre de 2008, desde:
<http://homepages.mty.itesm.mx/jllopez/exer.htm>
- [26] Szargut, J.; Morris, D. R.; Steward, F. R., (1988). “Exergy analysis of thermal, chemical and metallurgical processes”. Hemisphere Publishing Corporation, New York.
- [27] Rivero R., Rendón C., Gallegos S., (2004). “Exergy and exergoeconomic analysis of a crude oil combined distillation unit”. Energy 29: p 1909-1927.
- [28] Valero C. A., Lozano M. A. S. (1994). “Curso de Termoeconomía. Departamento de Ingeniería Mecánica”. Vol. 2. Zaragoza, España.
- [29] Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Extraído en septiembre de 2009, desde:
<http://www.inegi.org.mx/>
- [30] Instituto Nacional de Estadística y Geografía. “Censo Agrícola, Ganadero y Forestal 2007”. Extraído en agosto 2009, desde:
http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/proyectos/Agro/ca2007/Resultados_Agricola/default.aspx

[31] Diario Oficial de la Federación “Ley del Impuesto Sobre la Renta”. Extraído en marzo de 2010, desde: <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/Combo/L-79.pdf>

[32] Comisión Federal de Electricidad. “Tu casa”. Extraído en Diciembre de 2009, desde: <http://www.cfe.gob.mx/casa/ConocerTarifa/Paginas/Conocetutarifa.aspx>
www.cfe.gob.mx.

[33] Aguilar, F.X. y Botero R. (15 de Agosto 2006). “Los beneficios Económicos totales de la producción de biogas utilizando un biodigestor de polietileno de bajo costo”. Tierra tropical. Extraído en agosto de 2009, desde: http://usi.earth.ac.cr/tierratropical/archivos-de-usuario/Edicion/14_v2.1-02_AguilarBotero.pdf

[34] Enedis. Productos y Servicios. Extraído en Septiembre de 2009, desde: http://www.enedis.com.ar/GenDisProdSer/Detail/0,2378,ai_IdnAssoc_10952_ai_IdnLanguage_202,00.html

ANEXO I

Programa

Listado de la programación empleada en cada uno de los botones ejecutables en el programa MTG.

Hoja: “Evaluación”

1. “Datos ISO”

```
Sub DatosISO_Click()  
    PresionAtmosferica.Text = 101325 / 1000000  
    temperaturaambiental.Text = 15  
    alturasobrenivelmar.Text = 0  
    tempentradaturbina.Text = 0  
    tempsalidaturbina.Text = 0  
End Sub
```

2. “Estimación”

```
Sub EstimaciónISO_Click()  
    Dim mc As Double  
    Mc = heatrate.Value * potenciaISO.Value 'kJ/h  
    MCISO = (Mc / PCI.Value)  
    masacombustibleISO.Text = MCISO  
    masacombustibleISO2.Text = (Mc / (PCI.Value * 3600))  
    flujomasicoaireISO.Text = flujomasicototalISO.Value - (Mc / (PCI.Value * 3600))  
    Sheets("Supuestos_Económicos").Select  
    ActiveSheet.Cells(3, 8).Value = potenciaISO.Value  
    Sheets("Evaluación").Select  
End Sub
```

3. “Calculo Para Ajuste de Simulación”

```
Sub Calculopuntual_Click()  
    Dim T1 As Double  
    Dim T2 As Double  
    Dim T4 As Double  
    Dim T7 As Double  
    Dim h1_vapor As Double  
    Dim s1_vapor As Double  
    Dim hmezcla1 As Double  
    Dim smezcla1 As Double  
    Dim rp As Double  
    Dim Wc_real As Double  
    Dim h2_real As Double  
    Dim S_gen2 As Double  
    Dim s2_real As Double  
    Dim hmezcla2 As Double  
    Dim Wt_real As Double  
    Dim h7_real As Double  
    Dim S_gen7 As Double  
    Dim FMA As Double  
    flujomasicoaireISO.Text = flujomasicoaireISO.Value  
    FMA = flujomasicoaireISO  
    temperaturaambiental.Text = temperaturaambiental.Value
```

```

relacionpresiones.Text = relacionpresiones.Value
relacionpresiones.Text = relacionpresiones.Value
eficienciaISO.Text = eficienciaISO.Value
potenciaISO.Text = potenciaISO.Value
eficienciacompresor.Value = eficienciacompresor.Text
'PCI.Text = PCI.Value
T1 = temperaturaambiental.Text + 273.15 'K
T4 = tempentradaturbina + 273.15
T7 = tempsalidaturbina + 273.14
rp = relacionpresiones 'p2/p1
ka = 1.44
kg = 1.333
T2 = ((rp ^ ((ka - 1) / ka)) * T1)
tempsalidacompresor.Text = (T2 - 273.15) '° C
'
-----
If tempentradaturbina.Value = 0 Then
T4 = 0
T4 = (rp ^ ((kg - 1) / kg)) * T7
T4simulada = (T4 - 273.15)
T7simulada = tempsalidaturbina.Value
End If
If tempsalidaturbina.Value = 0 Then
T7 = 0
T7 = T4 / (rp ^ ((kg - 1) / kg))
T7simulada = (T7 - 273.15)
T4simulada = tempentradaturbina.Value
End If
'
-----
'-----Análisis de Aire a la Entrada del Compresor
h1_aire = H_air(temperaturaambiental + 273.15)
s1_aire = S_air(temperaturaambiental + 273.15)
w1_aire = w(PresionAtmosferica.Text * 1000000, humrelativa.Value, temperaturaambiental.Value)
w2_aire = w(PresionAtmosferica.Text * 1000000, humrelativa.Value, temperaturaambiental.Value)
h1_vapor = Hg_h20(T1)
s1_vapor = Sg_h20(T1)
h_mezcla1 = h1_aire + w1_aire * h1_vapor
s_mezcla1 = s1_aire + w1_aire * s1_vapor

h2_aire = H_air(T2)
's2_aire = S_air(T2)
s2_aire = S_air(T2) - (8.314 / 29) * Log(rp)
h2_vapor = H_pt_h20(PresionAtmosferica.Text * rp, T2)
s2_vapor = S_pt_h20(PresionAtmosferica.Text * rp, T2)
's2_vapor = Sg_h20(T2) - (8.314 / 18) * Log(rp)
h_mezcla2 = h2_aire + w2_aire * h2_vapor
s_mezcla2 = s2_aire + w2_aire * s2_vapor

'Análisis del punto a la salida de la cámara de combustión y entrada de la turbina
h4_aire = H_air(T4)
's4_aire = S_air(T4)
s4_aire = S_air(T4) + (8.314 / 29) * Log(1 / rp)
'Para calentamiento el valor de w se considera el mismo que a la entrada
'w2=w3=w4
h4_vapor = H_pt_h20((PresionAtmosferica.Text * rp), T4simulada.Text + 273.15)
s4_vapor = S_pt_h20((PresionAtmosferica.Text * rp), T4simulada.Text + 273.15)
's4_vapor = Sg_h20(T4simulada.Text) + (8.314 / 18) * Log(1 / rp)

```

$h_{mezcla4} = h_{aire} + w_{aire} * h_{vapor}$
 $s_{mezcla4} = s_{aire} + w_{aire} * s_{vapor}$

'Análisis del punto a la salida de la turbina

$h7_{aire} = H_{air}(T7)$
 $s7_{aire} = S_{air}(T7)$
 $h7_{vapor} = Hg_{h20}(T7) 'H_{pt_h20}((PresionAtmosferica.Text), (T7))$
 $s7_{vapor} = S_{pt_h20}((PresionAtmosferica.Text), (T7))$
 $'s7_{vapor} = Sg_{h20}(T7) 'S_{pt_h20}((PresionAtmosferica.Text), (T7))$
 $h_{mezcla7} = h7_{aire} + w2_{aire} * h7_{vapor}$
 $s_{mezcla7} = s7_{aire} + w2_{aire} * s7_{vapor}$

'Trabajo real del compresor

'Trabajo del compresor
 $Wc = (h_{mezcla2} - h_{mezcla1})$
 $Wc_{real} = ((h_{mezcla2} - h_{mezcla1}) / eficienciacompresor.Value)$
 $h2_{real} = h_{mezcla1} + Wc_{real}$

'Trabajo real del compresor

$Wt = (h_{mezcla4} - h_{mezcla7})$
 $Wt_{real} = (h_{mezcla4} - h_{mezcla7}) * eficienciaturbina.Value$
 $Wperdido = (h_{mezcla4} - h_{mezcla7}) * (1 - eficienciaturbina.Value)$
 $h7_{real} = h_{mezcla4} - Wt_{real}$

'FLUJOS DE MASA y ENERGIA

$Vol_{aire} = v_{mez}(15, p_{altura}(0), 60)$
 $FVa_{real} = Vol_{aire} * FMA 'flujomasicoaireISO.Value$

$Vol_{aire_cal} = v_{mez}(temperaturaambiental.Value, PresionAtmosferica.Value * 1000000,$
 $humrelativa.Value)$
 $Maire_{cal} = FVa_{real} / Vol_{aire_cal}$
 $Mc_c = (Maire_{cal} * (h_{mezcla4} - h_{mezcla2})) / (PCI.Value - h_{mezcla4})$
 $Qs = PCI.Value * Mc_c$
 $Qs_{real} = Qs / eficienciacombustion.Value$
 $Mc_{cal} = Qs_{real} / PCI.Value$
 $Mg_{cal} = Mc_{cal} + Maire_{cal}$

$Potencia_{cal} = Wt_{real} - Wc_{real}$
 $Potencia_{cal_efic} = (Wt_{real} - Wc_{real}) * eficienciagenerador.Value$

'Compresor

$FWc_{real} = Wc_{real} * Maire_{cal}$

'Turbina

$FWt_{real} = Wt_{real} * Mg_{cal}$

'Combustor

$FQs_{real} = Qs_{real} * Mc_{cal}$

'Potencia Calculada

$Pot_{cal} = (FWt_{real} - FWc_{real}) * eficienciagenerador.Value$

'Eficiencia Global

$efic_{global} = Pot_{cal} / (PCI * Mc_{cal})$

$potcalculada.Value = Pot_{cal}$
 $mc_calculado.Value = Mc_{cal}$
 $eficcalculada.Value = efic_{global}$

```

heatratecalculado.Value = 3600 / efic_global
'-----
Sheets("Evaluación_Cog").Select
ActiveSheet.Cells(6, 7).Value = w1_aire
ActiveSheet.Cells(7, 7).Value = Pot_cal
ActiveSheet.Cells(8, 7).Value = T7 - 273.15
ActiveSheet.Cells(9, 7).Value = Mc_cal
ActiveSheet.Cells(10, 7).Value = PresionAtmosferica.Value
ActiveSheet.Cells(11, 7).Value = hmezcla7
ActiveSheet.Cells(12, 7).Value = Mg_cal
ActiveSheet.Cells(13, 7).Value = PCI.Value

```

```

'-----
Sheets("Análisis").Select
ActiveSheet.Cells(8, 3).Value = tempsalidacompresor.Text
ActiveSheet.Cells(8, 4).Value = h1_aire
ActiveSheet.Cells(8, 5).Value = s1_aire
ActiveSheet.Cells(8, 6).Value = w1_aire
ActiveSheet.Cells(8, 7).Value = h1_vapor
ActiveSheet.Cells(8, 8).Value = s1_vapor
ActiveSheet.Cells(8, 9).Value = hmezcla1
ActiveSheet.Cells(8, 10).Value = smezcla1
ActiveSheet.Cells(8, 11).Value = hmezcla2
ActiveSheet.Cells(8, 11).Value = h2_aire
ActiveSheet.Cells(8, 12).Value = s2_aire
ActiveSheet.Cells(8, 13).Value = w2_aire
ActiveSheet.Cells(8, 14).Value = h2_vapor
ActiveSheet.Cells(8, 15).Value = s2_vapor
ActiveSheet.Cells(8, 16).Value = hmezcla2
ActiveSheet.Cells(8, 17).Value = smezcla2
ActiveSheet.Cells(8, 18).Value = hmezcla4
ActiveSheet.Cells(8, 19).Value = smezcla4
ActiveSheet.Cells(8, 20).Value = h7_real
ActiveSheet.Cells(8, 21).Value = smezcla7
ActiveSheet.Cells(8, 22).Value = h2_real
ActiveSheet.Cells(8, 23).Value = s2_real
ActiveSheet.Cells(8, 24).Value = Mc_cal
ActiveSheet.Cells(8, 25).Value = Mg_cal
ActiveSheet.Cells(8, 26).Value = Pot_cal
ActiveSheet.Cells(8, 27).Value = efic_global

```

```

Puntos
ActiveSheet.Cells(14, 5).Value = temperaturaambiental.Value
ActiveSheet.Cells(15, 5).Value = tempsalidacompresor.Value
ActiveSheet.Cells(16, 5).Value = T4 - 273.15
ActiveSheet.Cells(17, 5).Value = T7 - 273.15
ActiveSheet.Cells(14, 6).Value = hmezcla1
ActiveSheet.Cells(15, 6).Value = hmezcla2 h2_real
ActiveSheet.Cells(16, 6).Value = hmezcla4
ActiveSheet.Cells(17, 6).Value = hmezcla7 h7_real
ActiveSheet.Cells(14, 7).Value = smezcla1
ActiveSheet.Cells(15, 7).Value = smezcla2
ActiveSheet.Cells(16, 7).Value = smezcla4
ActiveSheet.Cells(17, 7).Value = smezcla7
ActiveSheet.Cells(14, 8).Value = PresionAtmosferica.Value
ActiveSheet.Cells(15, 8).Value = PresionAtmosferica.Value * rp

```

ActiveSheet.Cells(16, 8).Value = PresionAtmosferica.Value * rp
ActiveSheet.Cells(17, 8).Value = PresionAtmosferica.Value

ActiveSheet.Cells(14, 9).Value = (h_mezcla1 - h_mezcla1) - ((temperaturaambiental.Value + 273.15) * (s_mezcla1 - s_mezcla1))
ActiveSheet.Cells(15, 9).Value = (h2_real - h_mezcla1) - ((temperaturaambiental.Value + 273.15) * (s_mezcla2 - s_mezcla1))
ActiveSheet.Cells(16, 9).Value = (h_mezcla4 - h_mezcla1) - ((temperaturaambiental.Value + 273.15) * (s_mezcla4 - s_mezcla1))
ActiveSheet.Cells(17, 9).Value = (h7_real - h_mezcla1) - ((temperaturaambiental.Value + 273.15) * (s_mezcla7 - s_mezcla1))

ActiveSheet.Cells(21, 5).Value = (h_mezcla2 - h_mezcla1)
ActiveSheet.Cells(22, 5).Value = (h_mezcla4 - h_mezcla7)
ActiveSheet.Cells(23, 5).Value = (h_mezcla4 - h_mezcla2)
ActiveSheet.Cells(24, 5).Value = (Wt_real - Wc_real)

ActiveSheet.Cells(21, 9).Value = (h_mezcla2 - h_mezcla1) / eficienciacompresor.Value
ActiveSheet.Cells(22, 9).Value = (h_mezcla4 - h_mezcla7) * eficienciaturbina.Value
ActiveSheet.Cells(23, 9).Value = (h_mezcla4 - h_mezcla2) / eficienciacombustion.Value
ActiveSheet.Cells(24, 9).Value = (Wt_real - Wc_real) * eficienciagenerador.Value

ActiveSheet.Cells(27, 5).Value = ((h_mezcla2 - h_mezcla1) / eficienciacompresor.Value) - (h_mezcla2 - h_mezcla1)
ActiveSheet.Cells(28, 5).Value = (h_mezcla4 - h_mezcla7) - ((h_mezcla4 - h_mezcla7) * eficienciaturbina.Value)
ActiveSheet.Cells(29, 5).Value = ((h_mezcla4 - h_mezcla2) / eficienciacombustion.Value) - (h_mezcla4 - h_mezcla2)
ActiveSheet.Cells(30, 5).Value = (Wt_real - Wc_real) - ((Wt_real - Wc_real) * eficienciagenerador.Value)

ActiveSheet.Cells(27, 9).Value = Mc_cal
ActiveSheet.Cells(28, 9).Value = Maire_cal
ActiveSheet.Cells(29, 9).Value = Mg_cal
ActiveSheet.Cells(30, 9).Value = PCI.Value

ActiveSheet.Cells(34, 5).Value = Wc * Maire_cal * (h_mezcla2 - h_mezcla1) * Maire_cal
ActiveSheet.Cells(35, 5).Value = Wt * Mg_cal * (h_mezcla4 - h_mezcla7) * Mg_cal
ActiveSheet.Cells(36, 5).Value = Qs
ActiveSheet.Cells(37, 5).Value = (FWt_real - FWc_real)

ActiveSheet.Cells(34, 9).Value = Wc_real * Maire_cal
ActiveSheet.Cells(35, 9).Value = Wt_real * Mg_cal
ActiveSheet.Cells(36, 9).Value = Qs_real
ActiveSheet.Cells(37, 9).Value = (FWt_real - FWc_real) * eficienciagenerador.Value

ActiveSheet.Cells(40, 5).Value = (Wc_real * Maire_cal) - ((h_mezcla2 - h_mezcla1) * Maire_cal)
ActiveSheet.Cells(41, 5).Value = ((h_mezcla4 - h_mezcla7) * Mg_cal) - (Wt_real * Mg_cal)
ActiveSheet.Cells(42, 5).Value = (Qs_real - Qs)
ActiveSheet.Cells(43, 5).Value = (FWt_real - FWc_real) - (FWt_real - FWc_real) * eficienciagenerador.Value

ActiveSheet.Cells(40, 9).Value = efic_global * 100
ActiveSheet.Cells(41, 9).Value = 3600 / efic_global

ActiveSheet.Cells(42, 9).Value = eficienciacompresor.Value * 100
ActiveSheet.Cells(43, 9).Value = eficienciacombustion.Value * 100


```
ActiveSheet.Cells(44, 9).Value = eficienciaturbina.Value * 100
ActiveSheet.Cells(45, 9).Value = eficienciagenerador.Value * 100
```

```
End Sub
```

4. “Gama de Desempeño”

```
Sub comportamiento_Click()
```

```
Dim T1 As Double
```

```
Dim T2 As Double
```

```
Dim T4 As Double
```

```
Dim T7 As Double
```

```
Dim h1_vapor As Double
```

```
Dim s1_vapor As Double
```

```
Dim hmezcla1 As Double
```

```
Dim smezcla1 As Double
```

```
Dim rp As Double
```

```
Dim Wc_real As Double
```

```
Dim h2_real As Double
```

```
Dim S_gen2 As Double
```

```
Dim s2_real As Double
```

```
Dim hmezcla2 As Double
```

```
Dim Wt_real As Double
```

```
Dim h7_real As Double
```

```
Dim S_gen7 As Double
```

```
relacionpresiones.Text = relacionpresiones.Value
```

```
relacionpresiones.Text = relacionpresiones.Value
```

```
eficienciacompresor.Value = eficienciacompresor.Text
```

```
PCI.Text = PCI.Value
```

```
ka = 1.44
```

```
kg = 1.333
```

```
T4 = tempentradaturbina + 273.15
```

```
T7 = tempsalidaturbina + 273.14
```

```
rp = relacionpresiones 'p2/p1
```

```
'
```

```
-----  
If tempentradaturbina.Value = 0 Then
```

```
T4 = 0
```

```
T4 = (rp ^ ((kg - 1) / kg)) * T7
```

```
T4simulada = (T4 - 273.15)
```

```
T7simulada = tempsalidaturbina.Value
```

```
End If
```

```
If tempsalidaturbina.Value = 0 Then
```

```
T7 = 0
```

```
T7 = T4 / (rp ^ ((kg - 1) / kg))
```

```
T7simulada = (T7 - 273.15)
```

```
T4simulada = tempentradaturbina.Value
```

```
End If
```

```
'
```

```
-----Análisis de Aire a la Entrada del Compresor
```

```
Vol_aire = v_mez(15, p_altura(0), 60)
```

```
FVa_real = Vol_aire * flujomasicoaireISO.Value
```

```
For i = 0 To 35
```

```
Sheets("Datos").Select
```

```
Dim pamb As Double
```

```

Dim tamb As Double
Dim humamb As Double
pamb = ActiveSheet.Cells((8 + i), 2)
tamb = ActiveSheet.Cells((8 + i), 3)
humamb = ActiveSheet.Cells((8 + i), 4)

```

```

T2 = ((rp ^ ((ka - 1) / ka)) * (tamb + 273.15))
tempsalidacompresor = (T2 - 273.15) ° C

```

```

h1_aire = H_aire(tamb + 273.15)
s1_aire = S_aire(tamb + 273.15)
w1_aire = w(pamb, humamb, tamb)
w2_aire = w1_aire
h1_vapor = Hg_h20(tamb + 273.15)
s1_vapor = Sg_h20(tamb + 273.15)
h_mezcla1 = h1_aire + w1_aire * h1_vapor
s_mezcla1 = s1_aire + w1_aire * s1_vapor

```

```

h2_aire = H_aire(T2)
's2_aire = S_aire(T2)
s2_aire = S_aire(T2) - (8.314 / 29) * Log(rp)
h2_vapor = H_pt_h20(pamb / 1000000 * rp, T2)
's2_vapor = S_pt_h20(PresionAtmosferica.Text * rp, T2)
s2_vapor = Sg_h20(T2) - (8.314 / 18) * Log(rp)
h_mezcla2 = h2_aire + w2_aire * h2_vapor
s_mezcla2 = s2_aire + w2_aire * s2_vapor

```

'Análisis del punto a la salida de la cámara de combustión y entrada de la turbina

```

h4_aire = H_aire(T4)
's4_aire = S_aire(T4)
s4_aire = S_aire(T4) + (8.314 / 29) * Log(1 / rp)
'Para calentamiento el valor de w se considera el mismo que a la entrada
'w2=w3=w4
h4_vapor = H_pt_h20(((pamb / 1000000) * rp), T4)
s4_vapor = S_pt_h20(((pamb / 1000000) * rp), T4)
's4_vapor = Sg_h20(T4) + (8.314 / 18) * Log(1 / rp)
h_mezcla4 = h4_aire + w2_aire * h4_vapor
s_mezcla4 = s4_aire + w2_aire * s4_vapor

```

'Análisis del punto a la salida de la turbina

```

h7_aire = H_aire(T7)
s7_aire = S_aire(T7)
h7_vapor = H_pt_h20((pamb / 1000000), (T7))
s7_vapor = S_pt_h20((pamb / 1000000), (T7))
h_mezcla7 = h7_aire + w2_aire * h7_vapor
s_mezcla7 = s7_aire + w2_aire * s7_vapor

```

'Trabajo real del compresor

```

'Trabajo del compresor
Wc_real = ((h_mezcla2 - h_mezcla1) / eficienciacompresor.Value)
h2_real = h_mezcla1 + Wc_real
'S_gen2 = (s_mezcla2 - s_mezcla1) / eficienciacompresor.Value
's2_real = s_mezcla1 + S_gen2

```

'Trabajo real del compresor

Wt_real = (h_mezcla4 - h_mezcla7) * eficienciaturbina.Value
h7_real = h_mezcla4 - Wt_real

'Calor suministrado real
Qs = (h_mezcla4 - h_mezcla2)
Qs_real = (h_mezcla4 - h_mezcla2) / eficienciacombustion.Value

'FLUJOS DE MASA y ENERGIA
Vol_aire_cal = v_mez(tamb, pamb, humamb)
Maire_cal = FVa_real / Vol_aire_cal
Mc_cal = (Maire_cal * Qs_real) / (PCI.Value - h_mezcla4)
Mg_cal = Mc_cal + Maire_cal

'Compresor
FWc_real = Wc_real * Maire_cal
'Turbina
FWt_real = Wt_real * Mg_cal
'Combustor
FQs_real = Qs_real * Mc_cal
'Potencia Calculada
Pot_cal = (FWt_real - FWc_real) * eficienciagenerador.Value
'Eficiencia Global
efic_global = Pot_cal / (PCI * Mc_cal)
heat_rate = 3600 / efic_global

Sheets("Desempeño").Select
ActiveSheet.Cells(8 + i, 2).Value = tamb
ActiveSheet.Cells(8 + i, 3).Value = T2
ActiveSheet.Cells(8 + i, 4).Value = h1_aire
ActiveSheet.Cells(8 + i, 5).Value = s1_aire
ActiveSheet.Cells(8 + i, 6).Value = w1_aire
ActiveSheet.Cells(8 + i, 7).Value = h1_vapor
ActiveSheet.Cells(8 + i, 8).Value = s1_vapor
ActiveSheet.Cells(8 + i, 9).Value = h_mezcla1
ActiveSheet.Cells(8 + i, 10).Value = s_mezcla1
ActiveSheet.Cells(8 + i, 11).Value = h2_aire
ActiveSheet.Cells(8 + i, 12).Value = s2_aire
ActiveSheet.Cells(8 + i, 13).Value = w2_aire
ActiveSheet.Cells(8 + i, 14).Value = h2_vapor
ActiveSheet.Cells(8 + i, 15).Value = s2_vapor
ActiveSheet.Cells(8 + i, 16).Value = h_mezcla2
ActiveSheet.Cells(8 + i, 17).Value = s_mezcla2
ActiveSheet.Cells(8 + i, 18).Value = h_mezcla4
ActiveSheet.Cells(8 + i, 19).Value = s_mezcla4
ActiveSheet.Cells(8 + i, 20).Value = h_mezcla7
ActiveSheet.Cells(8 + i, 21).Value = s_mezcla7
ActiveSheet.Cells(8 + i, 22).Value = h2_real
ActiveSheet.Cells(8 + i, 23).Value = s2_real
ActiveSheet.Cells(8 + i, 24).Value = Mc_cal
ActiveSheet.Cells(8 + i, 25).Value = Mg_cal
ActiveSheet.Cells(8 + i, 26).Value = Pot_cal
ActiveSheet.Cells(8 + i, 27).Value = efic_global
ActiveSheet.Cells(8 + i, 28).Value = heat_rate
ActiveSheet.Cells(8 + i, 29).Value = T4 - 273.15
ActiveSheet.Cells(8 + i, 30).Value = T7 - 273.15
Next i

End Sub

Hoja: "Evaluación_Cog"

5. "Estimación Cogeneración"

```
Private Sub Aguacaliente_Click()  
Dim P8 As Double  
h12 = Hf_h20(tempaguaal + 273.15)  
s12 = Sf_h20(tempaguaal + 273.15)  
v_esp12 = Vf_h20(tempaguaal + 273.15)  
d12 = 1 / v_esp12  
p9 = (presbomba * p_altura(0)) / 1.0332  
Wb = v_esp12 * ((p9 / 1000) - ((Cells(10, 7) * 1000)))  
h9 = Wb + h12  
Wb_s = Wb / (eficbomba / 100)  
h9_r = Wb_s + h12  
DT = (Wb_s - Wb) / 4.18  
t9 = tempaguaal + DT  
s9_real = Sf_h20(t9 + 273.15)  
'Análisis en el Intercambiador  
mg = Cells(12, 7)  
h7 = Cells(11, 7)  
mc = Cells(9, 7)  
Pot_cal = Cells(7, 7)  
PCI = Cells(13, 7)  
P8 = Cells(10, 7) 'MPa  
w8 = Cells(6, 7)  
  
h8_air = H_air(tempgasessalida.Value + 273.15)  
h8_vapor = Hg_h20(tempgasessalida.Value + 273.15) 'H_pt_h20(P8, tempgasessalida.Value + 273.15)  
  
h8 = h8_air + w8 * h8_vapor  
s8_air = S_air(tempgasessalida.Value + 273.15)  
  
s8_vapor = Sg_h20(tempgasessalida.Value + 273.15) 'S_pt_h20(P8, tempgasessalida.Value + 273.15)  
s8 = s8_air + w8 * s8_vapor  
  
h10 = Hf_h20(tempaguaproc + 273.15)  
s10 = Sf_h20(tempaguaproc + 273.15)  
Magua = (mg * (h8 - h7 + h7 * (1 - (eficintercalor / 100)) - h8 * (1 - (eficintercalor / 100)))) / (h9 - h10)  
p10 = p9  
fmagua.Value = Magua  
trabajobomba.Value = Wb_s * Magua  
EDB.Value = Wb_s - Wb  
EDI = mg * (h7 - h8) * (1 - (eficintercalor / 100))  
  
Sheets("Análisis_Cog").Select  
ActiveSheet.Cells(8, 4).Value = h12  
ActiveSheet.Cells(8, 5).Value = s12  
ActiveSheet.Cells(8, 6).Value = v_esp12  
ActiveSheet.Cells(8, 7).Value = d12  
ActiveSheet.Cells(8, 8).Value = p9  
ActiveSheet.Cells(8, 9).Value = Wb  
ActiveSheet.Cells(8, 10).Value = h9  
ActiveSheet.Cells(8, 11).Value = Wb_s
```

ActiveSheet.Cells(8, 12).Value = DT
 ActiveSheet.Cells(8, 13).Value = t9
 ActiveSheet.Cells(8, 14).Value = s9_real
 ActiveSheet.Cells(8, 15).Value = mg
 ActiveSheet.Cells(8, 16).Value = h7
 ActiveSheet.Cells(8, 17).Value = h8
 ActiveSheet.Cells(8, 18).Value = h10
 ActiveSheet.Cells(8, 19).Value = Magua
 ActiveSheet.Cells(8, 20).Value = s8
 ActiveSheet.Cells(8, 21).Value = tempaguaproc.Value 't10
 'Puntual
 ActiveSheet.Cells(16, 5).Value = tempaguaal.Value
 ActiveSheet.Cells(17, 5).Value = t9
 ActiveSheet.Cells(18, 5).Value = tempaguaproc.Value
 ActiveSheet.Cells(19, 5).Value = tempgasessalida.Value

ActiveSheet.Cells(16, 6).Value = h12
 ActiveSheet.Cells(17, 6).Value = h9
 ActiveSheet.Cells(18, 6).Value = h10
 ActiveSheet.Cells(19, 6).Value = h8

ActiveSheet.Cells(16, 7).Value = s12
 ActiveSheet.Cells(17, 7).Value = s9_real
 ActiveSheet.Cells(18, 7).Value = s10
 ActiveSheet.Cells(19, 7).Value = s8

ActiveSheet.Cells(16, 8).Value = Cells(10, 7)
 ActiveSheet.Cells(17, 8).Value = p9 / 1000000
 ActiveSheet.Cells(18, 8).Value = p10 / 1000000
 ActiveSheet.Cells(19, 8).Value = Cells(10, 7)

ActiveSheet.Cells(16, 9).Value = (h12 - h12) - (tempaguaal.Value + 273.15) * (s12 - s12)
 ActiveSheet.Cells(17, 9).Value = (h9 - h12) - (tempaguaal.Value + 273.15) * (s9_real - s12)
 ActiveSheet.Cells(18, 9).Value = (h10 - h12) - (tempaguaal.Value + 273.15) * (s10 - s12)

'Sin eficiencias

ActiveSheet.Cells(23, 6).Value = Wb
 ActiveSheet.Cells(24, 6).Value = (h7 - h8)

'Con eficiencias

ActiveSheet.Cells(23, 10).Value = Wb_s
 ActiveSheet.Cells(24, 10).Value = ((h7 - h8) * ((eficintercalor / 100)))

'Flujos perdidos

ActiveSheet.Cells(27, 6).Value = Wb_s - Wb
 ActiveSheet.Cells(28, 6).Value = ((h7 - h8) * (1 - (eficintercalor / 100)))

'Flujos másicos

ActiveSheet.Cells(27, 10).Value = mg
 ActiveSheet.Cells(28, 10).Value = Magua

'Flujos de energía sin eficiencias

ActiveSheet.Cells(31, 6).Value = Wb * Magua
 ActiveSheet.Cells(32, 6).Value = (h7 - h8) * mg

'Flujos de energía con eficiencias

ActiveSheet.Cells(31, 10).Value = Wb_s * Magua
 ActiveSheet.Cells(32, 10).Value = ((h7 - h8) * ((eficintercalor / 100))) * mg

'Flujos de pérdidas de energía sin eficiencias

ActiveSheet.Cells(35, 6).Value = (Wb_s - Wb) * Magua

```

ActiveSheet.Cells(36, 6).Value = ((h7 - h8) * (1 - (eficintercalor / 100))) * mg
'Eficiencias
ActiveSheet.Cells(37, 6).Value = eficbomba.Value
ActiveSheet.Cells(38, 6).Value = eficintercalor.Value
'CTU cogeneración
ActiveSheet.Cells(35, 10).Value = ((Pot_cal + ((h7 - h8) * ((eficintercalor / 100))) * mg) / (mc * PCI)) * 100
ActiveSheet.Cells(36, 10).Value = 3600 / (((Pot_cal + ((h7 - h8) * ((eficintercalor / 100))) * mg) / (mc * PCI)))
ActiveSheet.Cells(37, 10).Value = tempgasessalida.Value
ActiveSheet.Cells(38, 10).Value = h8

```

```

'Costos Simples
Sheets("Costos_Simples").Select
ActiveSheet.Cells(24, 8).Value = Magua
ActiveSheet.Cells(25, 8).Value = Magua * 3600
ActiveSheet.Cells(26, 8).Value = h10 - h9_r
ActiveSheet.Cells(27, 8).Value = (h10 - h9_r) * Magua
ActiveSheet.Cells(28, 8).Value = (h10 - h9_r) * Magua * 3600
ActiveSheet.Cells(34, 8).Value = Magua * 3600 / 1000
End Sub

```

Hoja: "Supuestos Económicos"

6. "Evaluación de Costos"

```

Private Sub Evaluación_Click()
p = Cells(3, 8)
POTS.Value = p
CTM.Value = p * CUKW
CTMI.Value = p * CUKWI
CTcomp.Value = CTMI * porcentcomp / 100
CTcomb.Value = CTMI * porcentcomb / 100
CTturb.Value = CTMI * porcentturb / 100
CTgen.Value = CTMI * porcentgen / 100
GN.Value = ((CostoGN.Text / 1000000) * (1 / 1.055))
CTM2.Value = p * CUKW * PUD
CTMI2.Value = p * CUKWI * PUD
CTcomp2.Value = (CTMI * porcentcomp / 100) * PUD
CTcomb2.Value = (CTMI * porcentcomb / 100) * PUD
CTturb2.Value = (CTMI * porcentturb / 100) * PUD
CTgen2.Value = (CTMI * porcentgen / 100) * PUD
GN2.Value = ((CostoGN.Text / 1000000) * (1 / 1.055)) * PUD

```

```

Sheets("EC.COMP.").Select
ActiveSheet.Cells(37, 12).Value = p
ActiveSheet.Cells(38, 12).Value = CTM.Value
ActiveSheet.Cells(39, 12).Value = CTMI.Value
ActiveSheet.Cells(40, 12).Value = CTcomp.Value
ActiveSheet.Cells(41, 12).Value = CTcomb.Value
ActiveSheet.Cells(42, 12).Value = CTturb.Value
ActiveSheet.Cells(43, 12).Value = CTgen.Value
ActiveSheet.Cells(44, 12).Value = GN.Value
ActiveSheet.Cells(45, 12).Value = CTM2.Value
ActiveSheet.Cells(46, 12).Value = CTMI2.Value
ActiveSheet.Cells(47, 12).Value = CTcomp2.Value
ActiveSheet.Cells(48, 12).Value = CTcomb2.Value
ActiveSheet.Cells(49, 12).Value = CTturb2.Value
ActiveSheet.Cells(50, 12).Value = CTgen2.Value
ActiveSheet.Cells(51, 12).Value = GN2.Value

```

```

ActiveSheet.Cells(37, 5).Value = PUD.Value
ActiveSheet.Cells(38, 5).Value = Costocomb.Value
ActiveSheet.Cells(39, 5).Value = TCombustible.Value
ActiveSheet.Cells(40, 5).Value = CostoGN.Text
ActiveSheet.Cells(41, 5).Value = CUKW.Value
ActiveSheet.Cells(42, 5).Value = CUKWI.Value
ActiveSheet.Cells(43, 5).Value = porcentcomp.Value
ActiveSheet.Cells(44, 5).Value = porcentcomb.Value
ActiveSheet.Cells(45, 5).Value = porcentturb.Value
ActiveSheet.Cells(46, 5).Value = porcentgen.Value
ActiveSheet.Cells(47, 5).Value = costorecuperador.Value
ActiveSheet.Cells(48, 5).Value = costobomba.Value
ActiveSheet.Cells(49, 5).Value = costoOM.Value
ActiveSheet.Cells(50, 5).Value = costoaire.Value
ActiveSheet.Cells(51, 5).Value = horasservicio.Value
ActiveSheet.Cells(52, 5).Value = costoEEActual.Value
End Sub

```

7. “Costo de Energía Eléctrica”

```

Private Sub CostoElectricidad_Click()
'Costo de electricidad por concepto de combustible
A = años.Value
Sheets("Análisis").Select
TC = PUD.Value
Dim mc As Double
mc = ActiveSheet.Cells(27, 9)
PCI = ActiveSheet.Cells(30, 9)
Sheets("Supuestos_Económicos").Select
If CostoGN = 0 Then
Mcomb = mc * 3600
'CC= costo del combustible en pesos por hora
CC = Mcomb * Costocomb.Value
'CEE = costo de energía eléctrica
CEE = CC / POTS.Value

Sheets("Costos_Simples").Select
ActiveSheet.Cells(13, 8).Value = TC
ActiveSheet.Cells(6, 8).Value = Mcomb
ActiveSheet.Cells(7, 8).Value = Costocomb.Value
ActiveSheet.Cells(8, 8).Value = POTS.Value
ActiveSheet.Cells(9, 8).Value = TCombustible
ActiveSheet.Cells(10, 8).Value = PCI
ActiveSheet.Cells(11, 8).Value = CC
ActiveSheet.Cells(12, 8).Value = CEE
Else
Sheets("Costos_Simples").Select
ActiveSheet.Cells(13, 8).Value = TC
ActiveSheet.Cells(6, 8).Value = mc * 3600
ActiveSheet.Cells(7, 8).Value = "Gas Natural"
ActiveSheet.Cells(8, 8).Value = POTS.Value
ActiveSheet.Cells(9, 8).Value = "Gas Natural"
ActiveSheet.Cells(10, 8).Value = PCI
ActiveSheet.Cells(11, 8).Value = "Gas Natural"
ActiveSheet.Cells(12, 8).Value = "Gas Natural"

End If

```

```

If CostoGN > 0 Then
Mcomb = mc * 3600 'kg/h
FC = (mc * 3600) * PCI
FC_BTU = FC / 1.055 'BTU/h
FC_BTUMM = (FC / 1.055) / 1000000 'MMBTU/h
CC = FC_BTUMM * CostoGN 'Costo del combustible USD/h
CCMX = CC * PUD.Value 'pesos/h
CEE = CCMX / POTS.Value 'pesos/kWh

```

```

Sheets("Costos_Simples").Select
ActiveSheet.Cells(15, 8).Value = "Gas Natural"
ActiveSheet.Cells(16, 8).Value = Mcomb 'kg/h
ActiveSheet.Cells(17, 8).Value = FC_BTUMM 'MMBT/h
ActiveSheet.Cells(18, 8).Value = CC 'USD/h
ActiveSheet.Cells(19, 8).Value = CCMX 'pesos/h
ActiveSheet.Cells(20, 8).Value = CEE 'pesos/KWh
ActiveSheet.Cells(14, 8).Value = CostoGN
Else
Sheets("Costos_Simples").Select
ActiveSheet.Cells(15, 8).Value = "Otro Combustible"
ActiveSheet.Cells(16, 8).Value = "Otro Combustible"
ActiveSheet.Cells(17, 8).Value = "Otro Combustible"
ActiveSheet.Cells(18, 8).Value = "Otro Combustible"
ActiveSheet.Cells(19, 8).Value = "Otro Combustible"
ActiveSheet.Cells(20, 8).Value = "Otro Combustible"
ActiveSheet.Cells(14, 8).Value = CostoGN
End If
Sheets("Costos_Simples").Select
ActiveSheet.Cells(36, 8).Value = A
End Sub

```

8. “Costos de Energía Eléctrica de Cogeneración”

```

Private Sub CostoEnergíaEléctrica_Click()
Sheets("Costos_Simples").Select
mc = ActiveSheet.Cells(6, 8)
PCI = ActiveSheet.Cells(10, 8)
Hagua = ActiveSheet.Cells(26, 8)
Magua = ActiveSheet.Cells(24, 8)
Ccomb = ActiveSheet.Cells(7, 8)
Potgen = ActiveSheet.Cells(8, 8)
E = ActiveSheet.Cells(28, 8)
F = ActiveSheet.Cells(19, 8)
CGN = ActiveSheet.Cells(14, 8) 'USD/MMBTU
TC = ActiveSheet.Cells(13, 8) 'pesos/USD

If ActiveSheet.Cells(15, 8).Value = "Otro Combustible" Then
ActiveSheet.Cells(30, 8).Value = (((mc * PCI - Hagua * Magua * 3600) / (PCI)) * (Ccomb)) / (Potgen)
End If
If ActiveSheet.Cells(15, 8).Value = "Gas Natural" Then
A = mc * PCI 'kJ/h
B = A / 1.055 'BTU/h
C = B / 1000000 'MMBTU/h
z = Hagua * Magua * 3600 'kJ/h
y = z / 1.055 'BTU/h
x = y / 1000000 'MMBTU
DIF = (C - x) * CGN 'USD/h
DFFMX = DIF * TC 'pesos/h

```



```

CostoEE = DFFMX / Potgen
'CC = C * CGN 'USD/h
'CCMX = CC * TC 'pesos/h
'CostoEE = CCMX / Potgen 'pesos/kWh
ActiveSheet.Cells(30, 8).Value = CostoEE 'pesos/kWh
End If
End Sub

```

9. “Costo de Calor para Agua”

```

Private Sub CostoAguaCaliente_Click()
Sheets("Costos_Simples").Select
Ton = ActiveSheet.Cells(34, 8)

If ActiveSheet.Cells(15, 8).Value = "Otro Combustible" Then
CAprovechado = ActiveSheet.Cells(28, 8) 'kJ/h
Costo = ActiveSheet.Cells(7, 8) 'pesos/kg
PCI = ActiveSheet.Cells(10, 8) 'kJ/kg
Cost = Costo / PCI 'pesos/kJ
CostoAgua = CAprovechado * Cost 'pesos/h
CA = CostoAgua / Ton 'CostoAgua / Costo
ActiveSheet.Cells(35, 8).Value = CA
End If

```

```

Sheets("Costos_Simples").Select
If ActiveSheet.Cells(15, 8).Value = "Gas Natural" Then
CA = ActiveSheet.Cells(28, 8) 'kJ/h
TasaCambio = ActiveSheet.Cells(13, 8)
Tonh = ActiveSheet.Cells(34, 8)
CA2 = CA / 1.055 'BTU/h
CA3 = CA2 / 1000000 'MMBTU/h
CA4 = CA3 * ActiveSheet.Cells(14, 8) 'USD/h
CA5 = CA4 / Tonh 'USD/Ton
CA6 = CA5 * TasaCambio 'Pesos/Ton
ActiveSheet.Cells(35, 8).Value = CA6
End If
End Sub

```

ANEXO II

Funciones

Listado de funciones empleadas en el programa MTG y creadas para auxiliar en cálculos externos en Libros de Excel.

Funciones en proyectos XLA

Para facilitar los análisis de los sistemas de microgeneración, se recurrió a la programación en VBA para la generación de cálculos interactivos e iterativos en tiempo real, sin necesidad de recurrir a tablas o programas externos.

La ventaja de la generación de este tipo de macros, es su amplia aplicación dentro de la misma hoja o libro de Excel como en la generación de nuevos libros sin importar que tengan o no vínculos con el programa MTG.

La generación de estos macros es una aportación que puede ser empleada para calcular otro tipo de sistemas, ya que están hechos para calcular las propiedades termodinámicas de las sustancias de interés punto por punto, y no sistema por sistema, siendo así, que se pueda cambiar las condiciones del sistema o inclusive el mismo sistema en sí.

A continuación se enumeran las sustancias que fueron incluidas en el macro y las propiedades termodinámicas que se pueden calcular de cada de ellas. Las propiedades son calculadas por medio de una recopilación de ecuaciones semiempíricas. Es necesario saber, que a cada propiedad de interés le corresponde una función ($f(x)$) de llamada, directamente disponible en las funciones *definidas por el usuario* de Excel.

Funciones:

Para: **AIRPROP.XLA**

Aire

Cp; Cp_{air}(T)

Entalpia; H_{air}(T)

Energía interna; U_{air}(T,H)

Entropia; S_{air}(T)

Para: **IDEALGASPROP.XLA**

Este proyecto incluye distintos tipos de gases que regularmente se encuentran en los proceso de generación de energía eléctrica, tanto como combustibles así como gases exhaustos.

nButano

Propiedades Termodinámicas

Cp; Cp_{nbutano}(T)

Entalpia; H_{nbutano}(T)

Entropia; S_{nbutano}(T)

Propiedades de Transporte

Viscosidad Dinámica; VS_{nbutano}(T_{270_520K})

Conductividad Térmica; K_{nbutano}(T_{280_500K})

Dióxido de Carbono

Propiedades Termodinámicas

Cp; Cp_{CO2}(T_{200_1000K})

Entalpia; H_{CO2}(T_{200_1000K})

Entropia; S_{CO2}(T_{200_1000K})

Propiedades de Transporte

Viscosidad Dinámica; VS_{CO2}(T_{200_1000K})

Conductividad Térmica; K_{CO2}(T_{200_1000K})

Monóxido de Carbono

Propiedades Termodinámicas

Cp; Cp_CO(T)
Entalpia; H_CO(T)
Entropia; S_CO(T)
Propiedades de Transporte
Viscosidad Dinámica; VS_CO(T)
Conductividad Térmica; K_CO(T)

Etano

Cp; Cp_Etano(T)

Hidrógeno

Propiedades Termodinámicas
Cp; Cp_CO(T)
Entalpia; H_CO(T)
Entropia; S_CO(T)
Propiedades de Transporte
Viscosidad Dinámica; VS_CO(T)
Conductividad Térmica; K_CO(T)

Oxígeno

Propiedades Termodinámicas
Cp_O2(T)
H_O2(T)
S_O2(T)
Propiedades de Transporte
VS_O2(T)
K_O2(T)

Nitrógeno

Propiedades Termodinámicas
Cp_N2(T)
H_N2(T)
S_N2(T)
Propiedades de Transporte
VS_N2(T)
K_N2(T)

Metano

Propiedades Termodinámicas
Cp_CH4(T)
H_CH4(T)
S_CH4(T)
Propiedades de Transporte
VS_CH4(T)
K_CH4(T)

Para: **STEAMIVAN.XLA**

En el análisis general también se consideró la creación de las funciones para las propiedades de vapor saturado y sobrecalentado. Debido a que en el caso de la obtención de valores, para cuando se introducen los escenarios donde las condiciones ambientales poseen un grado de humedad representativa, se hace necesario considerar el vapor de agua en el ambiente y a la salida del compresor de la microturbina.

Vapor Saturado

Tsat_h20(Psat)
Psat_h20(Tsat)
Vf_h20(Tsat)
Vg_h20(Tsat)
Hf_h20(Tsat)
Hfg_h20(Tsat)
Hg_h20(Tsat)
Sf_h20(Tsat)
Sg_h20(Tsat)

Sfg_h20(Tsat)

Vapor Sobrecalentado

V_pt_h20(P_MPa, T_K)

H_pt_h20(P_MPa, T_K)

S_pt_h20(P_MPa, T_K)

Instalación del Macro

Para el correcto funcionamiento del programa es necesario instalar los archivos .XLA que llevan por nombre AIRPROP, IDEALGASPROP, STEAM y STEAMIVAN en el cual están escritos los códigos para la determinación de las propiedades termodinámicas.

Pasos a seguir:

1. Insertar los archivos AIRPROP, IDEALGASPROP, STEAM y STEAMIVAN en la carpeta *Addins*.
2. Abrir el archivo del programa.
3. Ir directamente a *Herramientas* que se encuentra en el Menú de Inicio.
4. Hacer un clic en *Complementos*.
5. Hacer un clic en *Examinar*, en este punto es donde se busca la carpeta *AddIns*, donde esta el macro AIRPROP, IDEALGASPROP y STEAM.
6. Después de haberlos habilitado en el recuadro de *Complementos*, se deben activar palmeándolos.
7. Posterior a esto, se debe reiniciar el equipo para poder trabajar adecuadamente con los macros ya activados.

De esta manera se puede hacer uso de estas funciones en cualquier libro de Excel para todo tipo de análisis siempre y cuando se encuentre en el rango de operación de las ecuaciones.