

**SIMULACIÓN DEL APROVECHAMIENTO DE BIOGÁS A PARTIR DE LA CÁSCARA  
DE ARROZ PARA COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UN CAMPO  
PETROLERO DE LA CUENCA DE LLANOS ORIENTALES**

**JUAN FERNANDO PEÑA AMAYA**

**Proyecto integral de grado para optar el título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Orientador:  
Camilo Andrés Guerrero Martín  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D. C.  
2021**

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Camilo Andrés Guerrero Martín  
Director

---

Presidente Jurado

---

Ing. Adriangela Romero  
Jurado 1

---

Ing. Yasin Nasan  
Jurado 2

Bogotá D.C., agosto de 2021

## DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

**Dr. Mario Posada García-Peña**

Consejero Institucional

**Dr. Luis Jaime Posada García-Peña**

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

**Dra. Alexandra Mejía Guzmán**

Vicerrector Administrativo y Financiero

**Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro**

Secretario General

**Dr. José Luis Macías Rodríguez**

Decano de la Facultad de Ingenierías

**Ing. Julio Cesar Fuentes Arismendi**

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

**Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza**

*Quiero dedicar este trabajo de grado especialmente a Dios, por cuidarme a mí, a mi familia y a mis seres queridos en estos tiempos de pandemia, gracias a eso, es que puedo cumplir el sueño de ser ingeniero de petróleos.*

*Dedico este logro a mi madre Edith Amaya, por apoyarme siempre en los momentos difíciles y nunca dejarme decaer ante las adversidades, tus consejos siempre serán muy importantes en mi vida como profesional, te quiero mucho mami.*

*A mi padre Fabio Peña, que, a pesar de la distancia, siempre ha estado velando por mi bienestar, pronto nos reuniremos y compartiremos este título.*

*Esta dedicatoria estaría inconclusa si no menciono a mi hermano Fabian Peña, hubiera querido tenerte en mi grado, pero entiendo que estás en otro país cumpliendo todas tus metas, gracias por toda tu ayuda durante todo este camino.*

*Quiero dedicar este título a mis familiares, en especial a mi tía Doris Amaya y mi primo Santiago Amaya, gracias por estar presentes y aportar su granito de arena para este título.*

*Finalmente, a mis grandes amigos durante la carrera, me hicieron el camino mucho más fácil y compartimos muy buenos momentos, gracias por todo su apoyo.*

## AGRADECIMIENTOS

A la Universidad de América por todo el conocimiento adquirido durante la carrera, el cual fue fundamental para la elaboración de este trabajo de grado y el haberme formado como profesional y también como una persona con ética profesional.

Al ingeniero químico Héctor Hernando Herrera Flórez de la Unidad de Planeación Minero Energética, quien me brindó su conocimiento en el área y material bibliográfico fundamental para la realización de este trabajo de grado.

Al ingeniero químico Jonathan Ayala León de la Universidad Industrial de Santander, gracias por tu ayuda y tus aportes en el área de energía renovables, fueron de gran ayuda para mí.

Al ingeniero de petróleos Camilo Andrés Guerrero Martín, docente de la Universidad de América, gracias por la confianza y la ayuda para el desarrollo y finalización del presente trabajo de grado.

A mi amigo Juan Felipe Anaguano Bucheli, gracias por acompañarme durante toda la carrera, eres una excelente persona, me ayudaste en todos los semestres cuando más lo necesitaba y muy pronto festejaremos este logro.

Y por último agradezco al semillero Exergía Mária Telkes de la Universidad de América, todo el equipo tiene una calidad humana y un conocimiento técnico-científico en el área que me ayudo a desarrollar esta tesis.

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

## TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	16
INTRODUCCIÓN	17
1. MARCO TEÓRICO	19
1.1 Contextualización del lugar	19
1.1.1 <i>Historia</i>	19
1.1.2 <i>Geología.</i>	21
1.1.3 <i>Producción.</i>	21
1.1.4 <i>Reservas</i>	22
1.2 Descripción del proceso de digestión anaerobia	22
1.3 Etapas del proceso de digestión anaerobia	23
1.3.1 <i>Hidrólisis</i>	23
1.3.2 <i>Acidogénesis</i>	24
1.3.3 <i>Acetogénesis</i>	25
1.3.4 <i>Metanogénesis</i>	25
1.4 Factores importantes de la digestión anaerobia	26
1.4.1 <i>Sustratos</i>	26
1.4.2 <i>Temperatura</i>	28
1.4.3 <i>pH</i>	28
1.4.4 <i>Sólidos Totales (ST)</i>	29
1.5 Biorreactores anaerobios	31
1.5.1 <i>Tipos de reactores</i>	31
1.5.2 <i>Tipos de operación</i>	33
1.6 Producción de biometano	33
1.6.1 <i>Upgrading biogas</i>	34
1.6.2 <i>Gasificación de biomasa seguida de metanización</i>	37
1.7 Simulador usado en la producción de biogás	38
1.7.1 <i>Aspen HYSYS</i>	38
1.8 Cogeneración de energía	39
1.8.1 <i>Aspectos Técnicos</i>	40
1.8.2 <i>Ciclos de cogeneración</i>	41

1.9 Principales diagramas de procesos en ingeniería	42
1.9.1 <i>Diagrama de flujo en bloques (BFD)</i>	42
1.9.2 <i>Diagrama de flujo de proceso (PFD)</i>	44
1.10 Estadísticas e información sobre el uso del biogás	45
1.10.1 <i>Estadísticas sobre el uso del biogás</i>	45
1.10.2 <i>Información sobre el uso del biogás</i>	48
2. METODOLOGÍA Y DATOS	53
2.1 Caracterización de la biomasa del campo petrolero y alrededores	53
2.1.1 <i>Desechos producidos por el campo petrolero</i>	54
2.1.2 <i>Cascarilla de arroz</i>	58
2.1.3 <i>Caracterización FVW + cascarilla de arroz</i>	60
2.2 Simulación de la producción de biogás y biometano	60
2.2.1 <i>Diagramas de proceso en la simulación</i>	61
2.2.2 <i>Descripción del proceso</i>	65
2.2.3 <i>Equipos de proceso utilizados</i>	66
2.2.4 <i>Corrientes de proceso</i>	67
2.3 Cogeneración de energía	68
2.3.1 <i>Potencial energético del biometano (biogás con alto contenido de metano)</i>	69
2.3.2 <i>Balance de energía</i>	69
2.3.3 <i>Cogeneración de energía con turbogas</i>	70
2.3.4 <i>Cogeneración de energía con sistema convencional de potencia y calor combinado CHP</i>	71
2.4 Viabilidad económica financiera del proyecto	71
2.4.1 <i>CAPEX</i>	72
2.4.2 <i>OPEX</i>	72
2.4.3 <i>VPN</i>	73
2.4.4 <i>TIR</i>	73
2.4.5 <i>Relación beneficio-costo o Índice de Rentabilidad IR</i>	74
2.4.6 <i>Periodo de recuperación PR</i>	74
2.5 Validación del proyecto a partir de la comparación de generación de energía actual usada en el campo.	74
2.5.1 <i>Requerimientos energéticos del campo</i>	75
2.5.2 <i>Plan de abastecimiento de energía eléctrica al campo</i>	75



3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS	76
3.1 Caracterización de la biomasa	76
3.1.1 <i>Caracterización de los FVW</i>	76
3.1.2 <i>Caracterización de la cascarilla de arroz</i>	77
3.1.3 <i>Caracterización de la cascarilla de arroz + FVW</i>	78
3.1.4 <i>Análisis</i>	79
3.2 Resultados y análisis de resultados de la simulación de producción de biogás y biometano	80
3.2.1 <i>Partes de la simulación</i>	80
3.2.2 <i>Corrientes de proceso</i>	83
3.2.3 <i>Biogás producido</i>	87
3.2.4 <i>Biometano producido</i>	88
3.2.5 <i>Capacidad o potencia de la planta</i>	88
3.2.6 <i>Casos de estudio de la simulación (análisis de sensibilidad)</i>	89
3.2.7 <i>Valores críticos e hidratos del biometano</i>	94
3.3 Cogeneración de energía	95
3.3.1 <i>Potencial energético del biometano</i>	95
3.3.2 <i>Cogeneración de energía con turbogas</i>	96
3.3.3 <i>Cogeneración de energía con ciclo CHP</i>	96
3.4 Viabilidad económica financiera del proyecto	97
3.4.1 <i>CAPEX</i>	97
3.4.2 <i>OPEX</i>	99
3.4.3 <i>VPN, TIR, IR y PR</i>	107
3.5 Validación del proyecto a partir de la comparación de generación de energía actual usada en el campo	108
3.5.1 <i>Fuentes de generación del campo y demanda eléctrica</i>	108
3.5.2 <i>Plan de abastecimiento al campo petrolero</i>	109
4. CONCLUSIONES	113
BIBLIOGRAFÍA	114
ANEXOS	122

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Rubiales	19
Figura 2. Diagrama de la digestión anaerobia	23
Figura 3. Producción de biogás vs tiempo de retención, a diferentes escalas de pH	29
Figura 4. Reactor CSTR	31
Figura 5. Reactor de flujo ascendente.	32
Figura 6. Procesamiento del biogás y biometano	34
Figura 7. Esquema de absorción química	35
Figura 8. Adsorción química	36
Figura 9. Etapas de la compresión	36
Figura 10. Separación por membranas	37
Figura 11. Gasificadores de lecho fijo	38
Figura 12. Logo Aspen HYSYS	39
Figura 13. Sistema convencional vs Sistema cogenerador	40
Figura 14. Ciclo superior e inferior	41
Figura 15. Comparación energía eléctrica y mecánica	42
Figura 16. Ejemplo de BFD	43
Figura 17. Ejemplo de PFD	45
Figura 18. Potencial del biogás.	46
Figura 19. Potencial de producción por biomasa	47
Figura 20. Producción de biogás en el año 2018	48
Figura 21. Consumo de biogás por sector	49
Figura 22. Consumo por región	50
Figura 23. Uso final del biogás	51
Figura 24. Capacidad instalada por los principales países	51
Figura 25. Consumo total de bioenergía	52
Figura 26. Diagrama de flujo general del proyecto	53
Figura 27. Diagrama de flujo de la caracterización de la biomasa	54
Figura 28. Distribución de residuos en el campo	56
Figura 29. Flujograma para realizar la simulación	61

Figura 30. BFD de la propuesta	62
Figura 31. PFD de la propuesta	64
Figura 32. Flujograma cogeneración de energía.	68
Figura 33. Diagrama de flujo financiero	71
Figura 34. Flujograma validación del proyecto	75
Figura 35. Distribución de la biomasa	79
Figura 36. Simulación de la producción de biogás	81
Figura 37. Producción de biometano	82
Figura 38. Generación de energía eléctrica	83
Figura 39. Simulación cogeneración de energía con biogás	84
Figura 40. Caso de estudio relación amina diluida-biogás	90
Figura 41. Flujo de biometano vs fracción molar de metano conforme a la relación de amina diluida	91
Figura 42. Flujo de biometano vs fracción molar de metano conforme a la relación de amina diluida	91
Figura 43. Caso de estudio turbogas	92
Figura 44. Energía disponible vs relación de combustión	93
Figura 45. Comportamiento de la turbina respecto a la relación de combustión	93
Figura 46. Valores críticos del biometano	94
Figura 47. Formación de hidratos del biometano	95
Figura 48. Solver Excel	105
Figura 49. Solución solver	105
Figura 50. Demanda de energía eléctrica	109
Figura 51. Pasos para simular en HYSYS	123
Figura 52. Interfaz HYSYS	124
Figura 53. Selección de componentes	125
Figura 54. Selección de paquete termodinámico	125
Figura 55. Selección de paquete termodinámico	126
Figura 56. Selección de paquete termodinámico	126
Figura 57. Sección paquete termodinámico	127
Figura 58. Set de reacciones químicas	128



## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Clasificación de sustratos para la digestión anaeróbica	27
Tabla 2. % de sólidos totales de acuerdo a la materia prima	30
Tabla 3. Residuos en el campo Rubiales	54
Tabla 4. Generación de residuos	55
Tabla 5. Referencias para la composición de los FVW	57
Tabla 6. Composición de mezcla de FVW de acuerdo a los artículos	58
Tabla 7. Referencias para la composición de la cascarilla de arroz	58
Tabla 8. Composición de la cascarilla de arroz según fuentes consultadas.	59
Tabla 9. Equipos de proceso	66
Tabla 10. Estado de las corrientes de proceso	67
Tabla 11. Composición estimada de FVW para el campo Rubiales	77
Tabla 12. Composición estimada de la cascarilla de arroz	78
Tabla 13. Composición de la mezcla	79
Tabla 14. Propiedades principales de las corrientes de proceso	85
Tabla 15. Fracción molar de las corrientes de proceso	86
Tabla 16. Corrientes de energía de la simulación	87
Tabla 17. Propiedades de la corriente de biogás	87
Tabla 18. Propiedades principales de la corriente de biometano.	88
Tabla 19. Energía disponible del proceso	88
Tabla 20. Energía disponible del proceso	89
Tabla 21. Costo de los equipos.	97
Tabla 22. Costos de la instalación y puesta en marcha	98
Tabla 23. Factores de planta típicos.	100
Tabla 24. Información de costos de energía eléctrica	100
Tabla 25. Costos de la MEA	101
Tabla 26. Salario y prestaciones sociales	101
Tabla 27. Costo por operarios	102
Tabla 28. Egresos por año del proyecto	103
Tabla 29. LCOE diferentes tecnologías	106

Tabla 30. Ingresos por la energía eléctrica	106
Tabla 31. Flujo de caja del proyecto	107
Tabla 32. Parámetros económicos del proyecto	107
Tabla 33. Fuentes de generación del campo	108
Tabla 34. Equipos utilizados en containers	110
Tabla 35. Equipos de casino	111
Tabla 36. Empresas proveedoras	129
Tabla 37. Dimensiones	129
Tabla 38. Boquillas y elevación	130
Tabla 39. Especificaciones compresor y turbogas	130

## LISTA DE ABREVIATURAS

**AGV:** Ácido graso volátil  
**atm:** Atmósfera  
**BFD:** Diagrama de flujo en bloques  
**CAPEX:** Costo de capital  
**CHP:** Ciclo combinado de calor y potencia  
**COP:** Peso colombiano  
**DA:** Digestión anaerobia  
**EE:** Energía eléctrica  
**FNCER:** Fuentes no convencionales de energías renovables  
**FVW:** Residuos orgánicos de frutas y vegetales  
**GEI:** Gases de efecto invernadero  
**hp:** Caballo de fuerza  
**IR:** Índice de rentabilidad  
**kg:** Kilogramo  
**kW:** Kilovatio  
**kWh:** Kilovatio-hora  
**L:** litro  
**LCOE:** Costo Nivelado De Energía  
**LHV:** Poder calorífico inferior  
**MEA:** Metiletilamina  
**OLR:** Carga orgánica aplicada  
**OPEX:** Costo de operación  
**PFD:** Diagrama de flujo de proceso  
**PR:** Período de recuperación  
**psi:** Libra sobre pulgada cuadrada  
**TIR:** Tasa de interna de retorno  
**TG:** Turbogas  
**VPN:** Valor presente neto

## RESUMEN

El presente trabajo tuvo como finalidad simular el aprovechamiento de biogás a partir de la cáscara de arroz para cogeneración de energía eléctrica en un campo petrolero de la cuenca de llanos orientales, utilizando como base un reactor anaerobio, que comprendía la utilización de biomasa efectiva como sustrato para el proceso de digestión anaerobia.

En la primera etapa del proyecto se caracterizó la corriente de entrada al reactor anaerobio a partir de fuentes bibliográficas y se simuló la producción de biogás y biometano para generación de energía eléctrica en el campo Rubiales. En la segunda etapa, a partir de los resultados de la simulación de la producción de biogás y de su enriquecimiento a biometano, se determinó el potencial energético del biometano partiendo del flujo másico y de su composición molar para proponer un plan de cogeneración de la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica para la actividad productiva del mismo. Finalmente se validó el proyecto económicamente con parámetros como la TIR y el VPN y se comparó el proyecto con la generación de energía actual del campo petrolero.

Con el proyecto se buscó reducir la contaminación por los residuos y subsanar los gastos energéticos del campo. La ejecución del proyecto de investigación buscó aportar al Campo Rubiales grandes beneficios en términos de autosuficiencia energética, lo cual impulsaría a incentivar el uso de energías renovables en el sector de hidrocarburos colombiano.

**Palabras claves:** Biogás, biometano, reactor, cogeneración, carga orgánica, biomasa, digestión anaerobia, purificación, Aspen HYSYS, LCOE, factor de planta, potencia, energía, CHP, demanda energética, abastecimiento.



## INTRODUCCIÓN

“La Ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las Zonas No Interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético” [1].

Las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), son aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente. Se consideran FNCER la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar y los mares. Otras fuentes podrán ser consideradas como FNCER según lo determine la UPME [2].

Los campos petroleros debido a su operación y mantenimiento a partir de las actividades de exploración, perforación, producción, facilidades de producción, purificación de los hidrocarburos, transporte y las acciones humanas generan un gran volumen de residuos (biomasa) que pueden ser la materia prima para la producción de biogás en un reactor. El biogás es una mezcla de metano y dióxido de carbono con unas pequeñas cantidades de otros gases producto de la digestión anaerobia de la materia orgánica [3], este biogás puede ser purificado para incrementar la composición de metano aumentando de esta manera el poder calorífico; a este gas se le conoce como biometano.

El biogás puede ser utilizado en un proceso de cogeneración en un campo petrolero haciendo uso de su energía interna y la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva [4]. El biometano producido, a su vez puede ser utilizado como combustible en el sector transporte automotor; se ha demostrado que el uso de biometano, en particular como biocombustible, puede producir grandes reducciones de GEI (Gases de Efecto Invernadero), repercutiendo en disminución de costos de producción en el sector transporte automotor [5].

En conclusión, actualmente algunos campos petroleros a nivel mundial hacen uso de biogás para satisfacer sus propias necesidades energéticas en sus procesos productivos y el sector transporte automotor le está apostando a la utilización de biometano como combustible debido a las pocas emisiones que este genera.

## 1. MARCO TEÓRICO

La cascarilla de arroz, entre otras fuentes orgánicas, pueden ser utilizados como una forma de auto sostenimiento en el Campo Rubiales, generando biogás a partir de estos residuos el cual se compone mayormente de metano (CH<sub>4</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Para llevar a cabo la producción de este, es necesario utilizar un proceso específico, denominado digestión anaerobia.

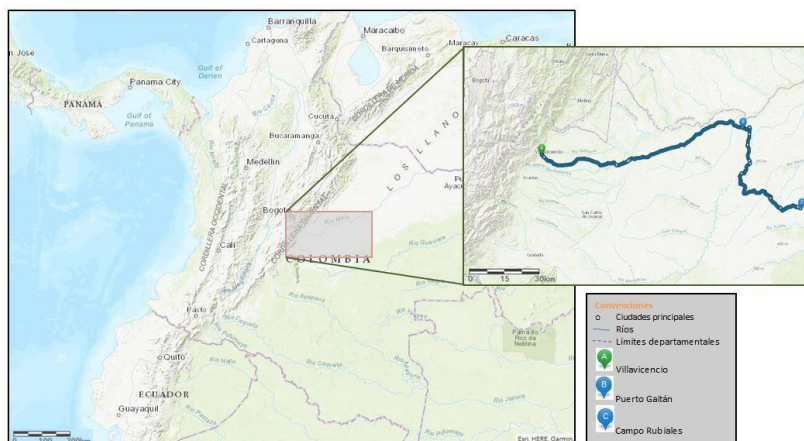
### 1.1 Contextualización del lugar

El lugar de estudio para este proyecto será el Campo Rubiales que forma parte de los campos petroleros situados sobre la cuenca de los Llanos Orientales y se encuentra ubicado al Oriente del departamento del Meta, a 167 km al sureste del municipio de Puerto Gaitán y a 465 km de Bogotá. La temperatura promedio es de 32,3 °C, precipitaciones de 1.900 a 22.000 mm/año [6].

En la Figura 1 se muestra la localización geográfica del campo.

#### Figura 1.

##### *Ubicación geográfica del Campo Rubiales*



**Nota.** La figura representa la ubicación del campo. Tomado de: Aponte and Vélez "Evaluación técnica y financiera del uso de un biorreactor anaerobio para el tratamiento de los residuos sólidos orgánicos generados en campo Rubiales como modelo de estandarización", pp- 1-137,2019.

#### 1.1.1 Historia

«Campo Rubiales fue descubierto por Intercol, compañía subsidiaria de Exxon en Colombia, en 1981, año en el cual se perforó el primer pozo (Rubiales-1) que alcanzó

una profundidad de 3.100 pies y evidenció petróleo de 13,5 °API. A raíz de esto, en 1988 fueron suscritos los contratos de Participación de Riesgo Rubiales y de Asociación Pirirí entre Ecopetrol (Empresa Colombiana de Petróleos) y las compañías Tethys Petroleum, Tumsector y Astralstake Limited » [7]

«Durante los años 1989 y 1994 se llevaron a cabo las siguientes cesiones de participación y cambios de nombre de los asociados:

Julio de 1989, se comunicó el cambio de nombre de la sociedad Astalstake Limited a Tuskar Colombia Limited y se designó a Tuskar como único operador.

Octubre de 1990, solicitud de autorización por parte de Tethys para ceder un 25% de su interés a la compañía Dyas. Ecopetrol comunica a Tethys que está de acuerdo con que se ceda el 10% del total de la participación.

Junio de 1991, se completaron los primeros tres (3) años de exploración y se dio participación en el contrato a la compañía Dyas.

Febrero de 1994, se comunicó el cambio de nombre de la operadora Tuskar a Coplex. En 1995 se dio inicio a las primeras actividades de perforación, mientras que en marzo de 1996 Ecopetrol decidió no aceptar la comercialidad del Campo Rubiales. Por esta razón, el Ministerio de Minas declaró el inicio de la explotación de los contratos de Pirirí bajo la modalidad de "Solo Riesgo". Posteriormente, en agosto de 1997, el campo fue cerrado por problemas de orden público.»[6]

«En enero del año 2000 se reinician operaciones en el campo y la compañía Dyas cambió su nombre a Rubiales Oil. Un año más tarde, en febrero, Tethys Petroleum fue designada como la compañía operadora del campo y en el año 2002 los grupos Elliot y Synergy entraron a participar en calidad de inversionistas. La primera campaña de perforación con 14 pozos verticales de desarrollo fue realizada en el año 2003 dando resultados exitosos, en diciembre del mismo año se dio la integración patrimonial de las empresas Turnsector - Astralstake - Coplex en la empresa Meta Petroleum Limited (filial de Pacific E&P), quien asumió la operación fue concedido el porcentaje restante.»[6]

«En noviembre del año 2004 Meta Petroleum Limited solicitó la extensión del contrato, petición rechazada por Ecopetrol. Durante el siguiente año se continuó con la segunda campaña de perforación de 15 pozos (tres horizontales, un monitor, un inyector, dos

exploratorios, tres de avanzada y cinco en desarrollo). En el año 2006 Ecopetrol hizo uso del derecho contemplado en el contrato y tomó participación en la operación de Campo Rubiales, suspendiendo la modalidad de "Solo Riesgo", a comienzos del mismo año se cumplió el objetivo del Proyecto 12K o 12.000 BOPD y se dio inicio a la tercera campaña de perforación de pozos horizontales de desarrollo. En julio del año siguiente Petro Rubiales Energy adquirió la participación del grupo Elliot y parte de la participación del grupo Synergy. En el mismo año se logró el objetivo de los 17K (17.000 BOPD).

En el año 2008 fue aprobado el Plan de Desarrollo 30K y posteriormente el Plan de Desarrollo 50K, además la fusión de Petro Rubiales Energy con Pacific Stratus Energy dio origen a Pacific Rubiales Energy Corporation, matriz de Meta Petroleum, Quifa Petroleum y Tethys Petroleum. En el año 2009 fue aprobado el Plan de Desarrollo 100K, seguido de los Planes de Desarrollo 140K y 170K (2010), 180K y 193K (2011) y 210K (2012). En el año 2013 se alcanzó el récord de producción de 212115 BOPD y Pacific Rubiales adquirió el 100% de los derechos de la Asociada. En el año 2016 se revirtió el contrato de asociación y en julio de este año Ecopetrol asumió la operación de Campo Rubiales.»[7]

### **1.1.2 Geología.**

La estructura del campo Rubiales está constituida por un monoclinal orientado regionalmente en una dirección N50°E. De acuerdo a los reportes bibliográficos, el entrapamiento de hidrocarburo en el campo Rubiales se da gracias a una combinación de factores estratigráficos (ríos trenzados) e hidrodinámicos (Empuje de agua fresca que genera un contacto agua-aceite inclinado 0.35° al NW). Sin embargo, existen diferencias al establecer cuál de los dos factores es la principal limitante de la acumulación de hidrocarburo.

### **1.1.3 Producción.**

La historia de producción del campo Rubiales incluye los pozos de la Asociación Piritó. La producción inicio en 1992. Se cerro en 1997 y comenzó de nuevo en el 2001 a una tasa promedio de 1700 barriles de petróleo/día con tendencia a subir, debido a la campaña de perforación de nuevos pozos. A diciembre de 2005 la producción del campo fue de 8420 barriles/día con un corte de agua del 80% al 87%. La producción inicial por

pozo está en un rango de 250 a 300 barriles/día con un porcentaje de agua de 30%. El mecanismo de producción es empuje hidrodinámico de agua.

#### **1.1.4 Reservas**

Se calcularon unas reservas probadas remanentes de 5.155 KBIs hasta diciembre de 2010 fecha en la cual se alcanzará el límite económico para el campo de 400 barriles/día.

#### **1.2 Descripción del proceso de digestión anaerobia**

«El proceso de fermentación en el cual el material orgánico (biomasa) son degradadas y el biogás es producido, se refiere a la digestión anaeróbica. Este proceso ocurre en lugares donde haya disponibilidad de materia orgánica y el potencial de redox es bajo (cero oxígeno). El tratamiento anaerobio por si solo es muy efectivo en la remoción de compuestos orgánicos, dejando compuestos mineralizados como  $\text{NH}_4^+$ ,  $\text{PO}_4^{3-}$ ,  $\text{S}^{2-}$  en la solución. Por otro lado, la cantidad de lodo en exceso producido es mínima y estable, incluso tiene un valor de mercado cuando se produce la suspensión de lodo granular en el biorreactor. Además de que se produce energía útil en forma de biogás en lugar de consumir energía de alto grado.» [8]

Aceptando que la digestión anaerobia simplemente remueve contaminantes orgánicos, solo quedan pocos inconvenientes con respecto al proceso, incluso con respecto a la tasa de arranque del sistema.

“Los tratamientos anaerobios para los residuos se pueden realizar en diferentes configuraciones de biorreactores, en una fase, dos fases o en una configuración multifacética” [9].

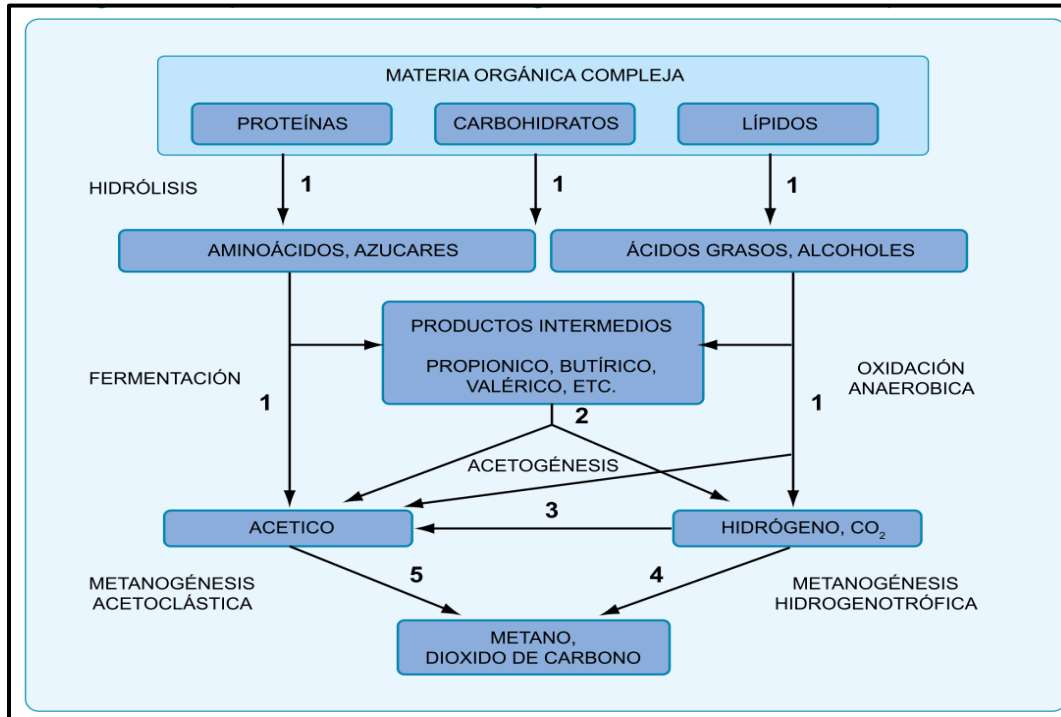
En una configuración de una sola fase (todo el proceso se realiza en un solo reactor), se desarrollan diferentes grupos de microorganismos en un mismo ambiente, con la condición de que la cantidad de estos será directamente proporcional a la disponibilidad de los sustratos en el sistema. La población bacteriana depende del material de alimentación, condiciones de operación (pH, temperatura, tiempo de retención) y de la estequiometría de las reacciones involucradas [9].

“La digestión anaerobia es un proceso con cuatro etapas secuenciales tales como son la: hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis. El proceso es dependiente de las interacciones que haya en el ambiente entre los grupos de microorganismos que son los que dan lugar a las etapas mencionadas” [10].

La figura 2 muestra las cuatro etapas descritas a continuación:

## Figura 2.

### Diagrama de la digestión anaerobia



**Nota.** La figura representa un esquema con las 4 etapas de la digestión anaerobia. Tomado de: VARNERO MORENO, María Teresa. Manual De Biogás. Chile: FAO, MINENERGIA, PNUD, and GEF, "Manual del Biogás," Proy. CHI/00/G32, p. 20, 2011, doi: 10.1073/pnas.0703993104.

## 1.3 Etapas del proceso de digestión anaerobia

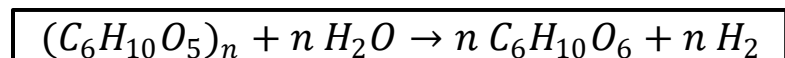
### 1.3.1 Hidrólisis

«En el proceso de hidrólisis se convierten macromoléculas orgánicas en sus componentes más pequeños, que a su vez pueden ser utilizados por bacterias acidogénicas. Si bien la hidrólisis puede existir como un proceso electroquímico, en la digestión anaeróbica, en su totalidad existe como un proceso enzimático. En el proceso de hidrólisis, las bacterias hidrolíticas pueden secretar enzimas extracelulares que pueden convertir carbohidratos, lípidos y proteínas en azúcares, ácidos grasos de cadena larga (LCFA) y aminoácidos, respectivamente. Después de la secreción enzimática, los productos de la hidrólisis pueden difundirse a través de las membranas celulares de los microorganismos acidogénicos.» [11]

En términos generales, la hidrólisis tiene, por sí sola, una temperatura óptima entre 30 – 50 °C y con un pH óptimo de 5 – 7, aunque no hay evidencia de una mejor actividad hidrolítica por debajo de un pH de 7. Desde una perspectiva química la hidrólisis se refiere a la división de los enlaces químicos por la adición de agua, cationes y aniones reaccionan con las moléculas de agua, alterando el pH en el proceso para crear la escisión de los enlaces H-O [12].

En la reacción 1 se muestra la hidrólisis de la celulosa por la adición de agua, para formar glucosa como el producto principal y a su vez la formación de hidrogeno consecuentemente.

### Reacción 1

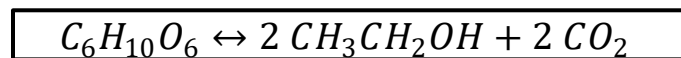


### 1.3.2 Acidogénesis

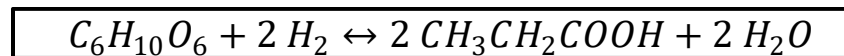
“Los compuestos solubles resultantes de la etapa hidrolítica van a ser transformados por la acción de microorganismos y bacterias fermentativas a través de un proceso de fermentación, dando como resultado ácido acético (CH<sub>3</sub>-COOH), hidrógeno (H<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) principalmente, y en menor cantidad productos intermedios: alcoholes, ácidos grasos volátiles (otros ácidos grasos de cadena corta además del ácido acético) y ácidos orgánicos”[13].

A diferencia de otras etapas, generalmente se cree que la acidogénesis avanza a un ritmo más rápido en la digestión anaerobia, y las bacterias acidogénicas tienen menos tiempo de regeneración. Se presenta la siguiente secuencia de reacción (reacciones 2, 3 y 4) que resume la etapa acidogénica en la digestión anaerobia Donde los productos formados en la hidrolisis se degradan y son convertidos en CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>, sin embargo, el ácido importante de esta etapa es el ácido acético, el cual se da por una descomposición de la glucosa en medio ácido [12].

### Reacción 2

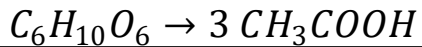


### Reacción 3



### Reacción 4





### 1.3.3 Acetogénesis

«Los compuestos intermedios resultantes de la etapa acidogénica van a ser transformados por las bacterias acetogénicas, obteniéndose como principales productos hidrógeno, dióxido de carbono y ácido acético. Este último compuesto aparece directamente por la acción de estas bacterias por la transformación de alcoholes, ácidos grasos, ácidos volátiles, etcétera, junto con hidrógeno y dióxido de carbono que por acción de las bacterias homoacetogénicas lo transforman en ácido acético. El metabolismo acetogénico va a ser muy dependiente de las concentraciones de estos productos.» [13]

Con la producción de acetato mediante la acidogénesis, una porción del sustrato original ya se ha convertido en un sustrato adecuado para la metanogénesis acetoclástica. Sin embargo, otros AGV superiores producidos aún no se han hecho accesibles a los microorganismos metanogénicos. La acetogénesis es el proceso por el cual estos AGV superiores y otros intermedios se convierten en acetato, y también se produce hidrógeno [14].

Las reacciones en serie que están asociadas con esta etapa de la DA se presentan en las reacciones 5, 6 y 7 [12]:

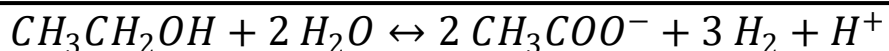
#### Reacción 5



#### Reacción 6



#### Reacción 7



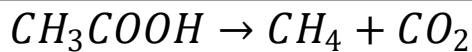
### 1.3.4 Metanogénesis

Con la presencia del ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono aparecen en el medio los microorganismos responsables de la metanogénesis o formación del metano. Se distinguen dos tipos principales de microorganismos: los que degradan el ácido acético produciendo metano y dióxido de carbono, (los metanógenos acetoclásticos), y los que

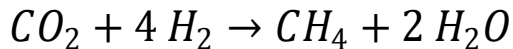
a partir del hidrógeno y dióxido de carbono resultantes de etapas anteriores van a generar metano y agua, (los metanógenos hidrogenotrofos). La principal vía de formación del metano va a ser la vía acetoclástica, con alrededor del 70% del metano producido de forma general [13].

Las reacciones que representan la etapa metanogénica en la digestión anaerobia son las reacciones 8, 9 y 10 [12].

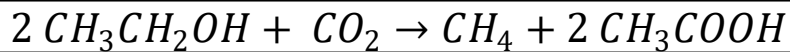
#### Reacción 8



#### Reacción 9



#### Reacción 10



Con respecto a las necesidades ambientales de la metanogénesis, los microorganismos metanogénicos tienden a requerir un pH más alto que las etapas anteriores (6,2 – 7,6) de la digestión anaerobia[15].

### 1.4 Factores importantes de la digestión anaerobia

“Siendo la digestión anaerobia un proceso bioquímico complejo, es necesario mantener las condiciones óptimas que permitan la realización tanto de las reacciones químicas dentro de la matriz líquida del biorreactor, como las reacciones bioquímicas intracelulares que dan vida a los organismos en juego”[13].

#### 1.4.1 Sustratos

«Las fuentes carbonadas más utilizadas por los microorganismos quimiotróficos son los glúcidos o carbohidratos, principalmente las hexosas que son degradadas por diferentes rutas metabólicas. Al ser un proceso cíclico, se da origen a diferentes cadenas carbonadas que participan en la formación de nuevas células, de igual forma se utilizan en oxidaciones y reducciones biológicas las cuales están ligadas a la síntesis de moléculas ricas en energía. Los sustratos se pueden clasificar en cuatro clases, según su apariencia física, nivel de dilución, grado de concentración y características cuantitativas, como: sólidos totales (ST), sólidos volátiles (SV) y demanda química de

oxígeno (DQO), como se ve en la tabla 1. A continuación se muestran las diferentes clasificaciones de sustratos.» [16]

- **Sustratos de clase 1:** Pueden degradarse eficientemente en digestores tipo batch.
- **Sustratos de clase 2:** Se degradan de manera eficiente en digestores de mezcla completa o con operación continua.
- **Sustratos de clase 3:** Al presentar una dilución mayor y en consecuencia una DQO menor, los sustratos de clase 3 deben tratarse con digestores de alta eficiencia, como son los de filtro anaerobio.
- **Sustratos de clase 4:** Debido a su alto contenido de DQO se deben degradar en digestores aerobios intensivos de mayor eficiencia.

**Tabla 1.**

*Clasificación de sustratos para la digestión anaeróbica*

Características	Clase	Tipo de sustrato	Características cuantitativas
Sólido	1	Basura doméstica	>20 % ST 40 – 70 % Fracción orgánica
		Estiércol sólido	
		Restos de cosecha	
Lodo altamente contaminado, alta viscosidad	2	Heces animales	100 – 150 g/l DQO 5% - 10% ST 4 % - 8 % SV
Fluidos con alto contenido de sólidos suspendidos (SS)	3	Heces animales de cría y levante diluido con agua de lavado	3 - 17 g/l DQO 1 - 2 g/l SS
		Aguas residuales de mataderos	
Fluidos muy contaminados,	4	Aguas residuales de agroindustrias	5 - 18 g/l DQO

---

sólidos en  
suspensión

---

Aguas negras 4 - 500 g/l DQO

---

**Nota.** Esta tabla muestra las características de los diferentes tipos de sustratos. Tomado de: VARNERO MORENO, María Teresa. Manual De Biogás. Chile: FAO, MINENERGIA, PNUD, and GEF, "Manual del Biogás," Proy. CHI/00/G32, p. 32, 2011, doi: 10.1073/pnas.0703993104.

#### **1.4.2 Temperatura**

La temperatura es uno de los parámetros cruciales en la digestión anaerobia (DA); las condiciones mesofílicas (30 - 40°C) son las más utilizadas, sin embargo, también se opera bajo condiciones termofílicas (50 – 60°C) o aun en condiciones hipertermófilas (65 – 75°C). Cuando se utilizan temperaturas de operación muy altas, se obtienen ventajas como una mejora en el proceso de hidrólisis, la reducción de organismos patógenos y la reducción de malos olores. Sin embargo, las condiciones mesofílicas tienen un menor consumo de energía y son más estables al momento de adicionar las cargas orgánicas, comparado con las condiciones de altas temperaturas. Adicionalmente, al manejar condiciones mesofílicas se favorece el crecimiento de una mayor variedad de microorganismos, lo que beneficia en la degradación de diferentes tipos de materia prima [17].

#### **1.4.3 pH**

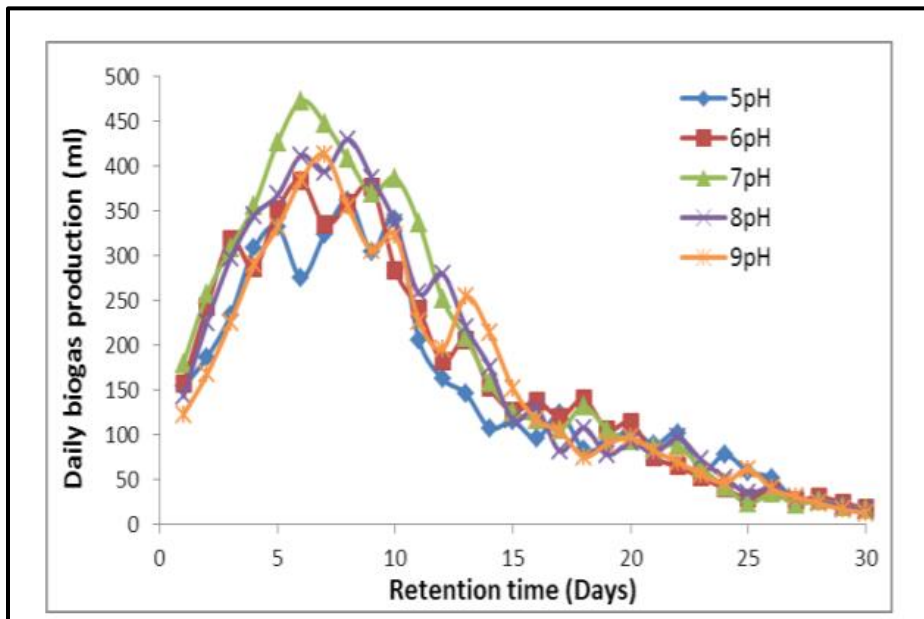
«Es un parámetro importante en los procesos de digestión anaerobia, normalmente los biodigestores operan en un intervalo entre (6,8 – 7,5), porque la actividad que tiene la población metanogénica es muy vulnerable a los cambios de pH si se compara con las demás poblaciones presentes en el lodo. Los AGV's son tóxicos para la metanogénesis, solamente en la forma no ionizada. Cuando se mantiene un pH neutro los AGV's se encuentran >99% en forma ionizada (No tóxica). Sin embargo, si el pH disminuye los AGV's, puesto que estarán menos disociados (tóxicos), en un valor de 5,0 los AGV's se mantienen disociados en un 50% aproximadamente.» [18]

En la figura 3 se puede observar cómo es el comportamiento de la producción de biogás variando el pH entre 5 y 9 respecto a los días de operación, además, se puede determinar que la producción de biogás mejoró en un rango de (6,5 – 7,5) para aumentar su

rendimiento, los resultados demuestran los efectos del pH en el sustrato, puesto que afecta la actividad de las bacterias para degradar materia orgánica a biogás. Un pH bajo inhibe la actividad de los microorganismos que están involucrados con los procesos metanogénicos [19].

### Figura 3.

*Producción de biogás vs tiempo de retención, a diferentes escalas de pH*



**Nota.** Esta figura representa el comportamiento de distintos pH. Tomado de: S. Jayaraj, B. Deepanraj, and V. Sivasubramanian, "STUDY ON THE EFFECT OF pH ON BIOGAS PRODUCTION FROM FOOD," no. May, pp. 801, 2012.

#### 1.4.4 Sólidos Totales (ST)

«La materia orgánica se compone de agua y una fracción sólida denominada ST. En la operación del biodigestor el porcentaje de ST que contenga la mezcla a utilizar como sustrato (agua residual doméstica) es un factor importante para considerar con la intención de tener un proceso que se efectúe de manera satisfactoria. La movilidad que tienen las bacterias metanogénicas dentro del sustrato es totalmente limitada por la cantidad de aumento que haya de sólidos, por lo que afecta directamente a la cantidad producida de biogás.» [16]

Adicionalmente, se han reportado mejoras en los rendimientos de biogás en digestores continuos utilizando alta cantidad de ST comparados con digestores de baja cantidad de ST operando bajo el mismo TRH [10].

Dado que los ST se articulan normalmente como un porcentaje o concentración, en la tabla 2 se ilustran diferentes tipos de sustratos y su porcentaje de ST.

**Tabla 2.**

*% de sólidos totales de acuerdo a la materia prima*

<b>Materias Primas</b>	<b>% Sólidos Totales</b>
Residuos animales	13,4 – 56,2
Bovinos	15,0 – 49,0
Porcinos	26,0 – 92,0
Aves	83,0 – 92,0
Caprinos	32,0 – 45,0
Ovejas	34,7 – 90,8
Conejos	19,0 – 42,9
Excretas humanas	17,0
Residuos Vegetales	
Hojas secas	50,0
Rastrojo maíz	77,0
Paja trigo	88,0 – 90,0
Paja arroz	88,8 – 92,6
Leguminosas (paja)	60,0 – 80,0
Tubérculos (hojas)	10,0 – 20,0
Hortalizas (hojas)	10,0 – 15,0
Aserrín	74,0 – 80,0

**Nota.** Esta muestra el % de sólidos totales para cada tipo de materia prima. Tomado de: VARNERO MORENO, María Teresa. Manual De Biogás. Chile: FAO, MINENERGIA, PNUD, and GEF, “Manual del Biogás,” Proy. CHI/00/G32, p. 37, 2011, doi: 10.1073/pnas.0703993104.

## 1.5 Biorreactores anaerobios

Los biorreactores son sistemas donde existe un intercambio químico que se da por las diferentes reacciones bioquímicas dentro de este. Cuando se habla de digestores o biorreactores continuos, el material orgánico es regularmente alimentado por un bombeo del sustrato. Un sistema continuo se sitúa mejor para operaciones a gran escala, puesto que permite obtener una composición consistente de la entrada y evitar cambios drásticos en ella [20].

### 1.5.1 Tipos de reactores

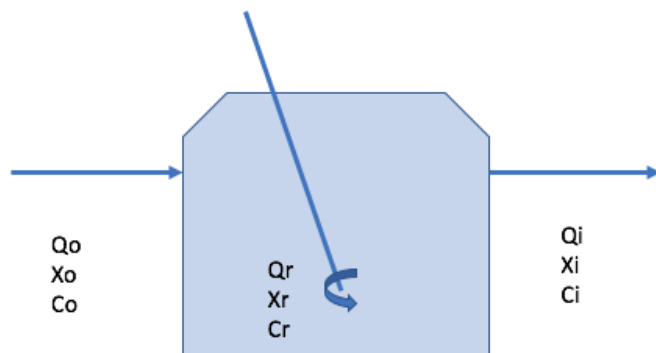
Según su funcionamiento y su cinética se pueden clasificar en:

1.5.1.a Reactores de tanque agitado continuo. CSTR (Continuous-Stirred Tank Reactor) es uno de los reactores más usados en la digestión anaerobia. Es un reactor de flujo continuo, el contenido de sólidos totales varía entre 7% y 40% y su TRH se encuentra entre 20-50 días [21].

En la figura 4 se muestra un esquema de este tipo de reactor, donde  $C$  es la concentración de sustrato,  $X$ , es la composición por componente y  $Q$  es el caudal másico.

**Figura 4.**

*Reactor CSTR*



**Nota.** Esta figura representa las corrientes de un reactor CSTR. Tomado de Forero y Sánchez, Desarrollo de la ingeniería conceptual del proceso de producción de biogás mediante los residuos orgánicos provenientes de la plaza distrital de mercado siete de agosto, p. 35.

1.5.1.b Reactores laguna cubierta. “Estos reactores manejan un porcentaje de sólidos volátiles entre 0,5% y 3%, trabajan a condiciones ambientales y sus TRH pueden estar entre 3 y 6 meses, dándole una característica de almacenamiento de residuos. También

ocurre que estos reactores se diseñan para manejar mezclas completas, lo que les da una característica similar a un CSTR” [21].

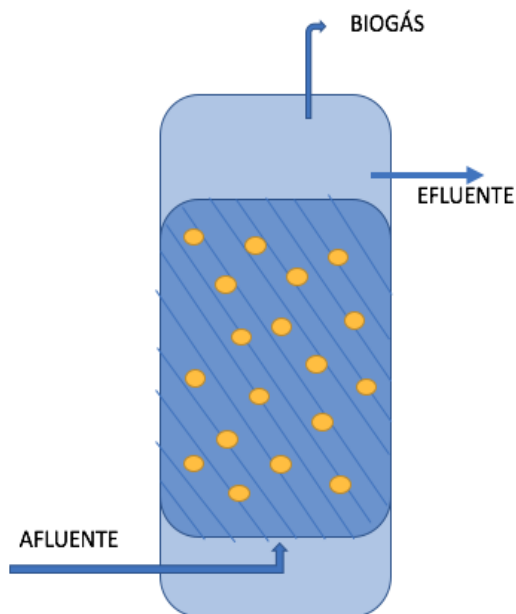
1.5.1.c Reactores de contacto. “Tienen la configuración de un CSTR pero contienen un almacenamiento del líquido decantado la cual se recircula hacia el reactor, haciendo que este mantenga una concentración alta de biomasa cada vez que entre sustrato nuevo, haciéndolo un sistema de flujo suspendido. Estos reactores se utilizan cuando se quieren manejar principalmente aguas residuales con altos contenidos de sólidos totales”[21].

1.5.1.d Reactor de flujo ascendente. Son reactores que mantienen una concentración alta de biomasa con gránulos densos que resisten el flujo ascendente, y las cuales ascienden gracias a las burbujas de gas producidas hasta llegar a suspenderse y por medio de las cuales se obtiene biogás que se recolecta y el efluente se trata posteriormente [22].

En la figura 5 se puede observar este tipo de reactor:

**Figura 5.**

*Reactor de flujo ascendente*



**Nota.** Esta figura representa las corrientes de un reactor CSTR. Tomado de Forero y Sánchez, Desarrollo de la ingeniería conceptual del proceso de producción de biogás mediante los residuos orgánicos provenientes de la plaza distrital de mercado siete de agosto, p. 35.



1.5.1.e Sistema de dos etapas. Estos consisten en un primer reactor con elevado tiempo de retención, en el cual se favorece la hidrólisis, seguido de un reactor de bajo tiempo de retención que digiere la materia orgánica disuelta y los ácidos producidos en la primera etapa. Ha sido aplicado con éxito para tratar residuos sólidos cuya etapa limitante es la hidrólisis: frutas, verduras, residuos sólidos urbanos, de ganado vacuno, etc [23].

### **1.5.2 Tipos de operación**

Existen 3 tipos de operación y de acuerdo al uso en campo se pueden clasificar en:

1.5.2.a Reactor Continuo. Este reactor se caracteriza por tener una alimentación y salida de efluente continuo. Es utilizado para instalaciones de tipo industrial donde la producción de biogás será mayor, como es el caso de este proyecto [24].

1.5.2.b Reactor Semicontinuo. Se caracteriza por ser alimentado regularmente cada determinado tiempo y a medida que se carga, se retira el efluente del sistema con un valor igual al volumen alimentado [24].

1.5.2.c Reactor Tipo Batch. Tiene un funcionamiento por ciclos, en donde cada ciclo se va a dividir en cuatro etapas que se dan durante todo el proceso las cuales son: etapa de alimentación en donde la materia orgánica se adiciona al reactor, etapa de reacción la cual tiene un tiempo variable y es en donde ocurre la degradación de la materia orgánica, etapa de sedimentación donde la biomasa se decanta (lodos) y por último etapa de descarga donde el efluente es retirado del reactor [24].

### **1.6 Producción de biometano**

El tratamiento del biogás generalmente tiene como objetivo: (1) un proceso de limpieza, en el que se eliminan los componentes traza dañinos para la red de gas natural, los aparatos o los usuarios finales, (2) un proceso de mejora, en el que se elimina el CO<sub>2</sub> para ajustar la poder calorífico y densidad relativa para cumplir con las especificaciones del Índice Wobbe. Este último parámetro depende tanto del poder calorífico como de la densidad relativa. Después de la transformación, el producto final se denomina "biometano", que normalmente contiene 95% a 97% de CH<sub>4</sub> y 1% a 3% de CO<sub>2</sub>. El biometano se puede utilizar como alternativa al gas natural. En general, el tipo de uso final del biogás establece sus exigencias de calidad [25].

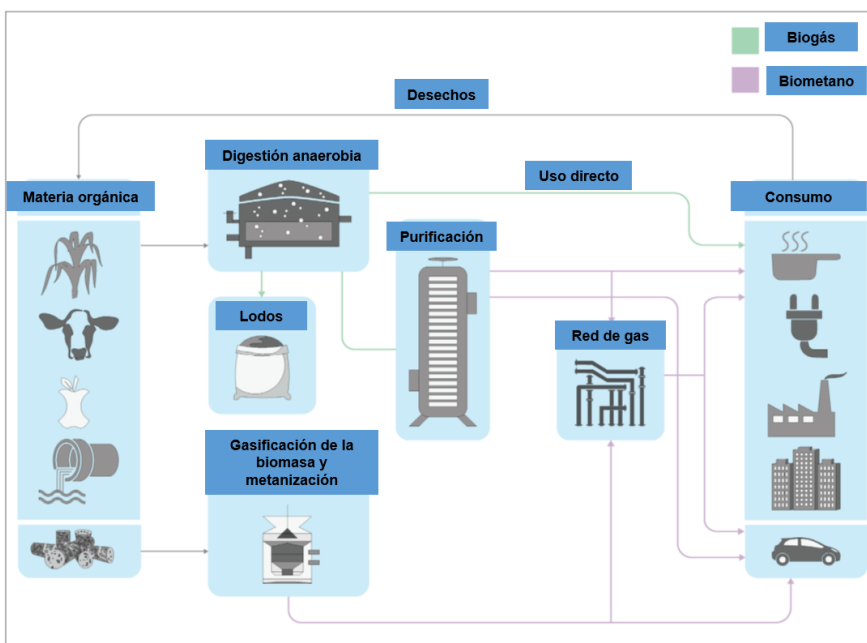
El biometano tiene un LHV de alrededor de 36 MJ / m<sup>3</sup>. Es indistinguible del gas natural y, por lo tanto, se puede utilizar sin necesidad de cambios en la infraestructura de

transmisión y distribución o en el equipo del usuario final, y es totalmente compatible para su uso en vehículos de gas natural.

El biometano (también conocido como "gas natural renovable") es una fuente casi pura de metano que se produce mediante la "mejora" del biogás (un proceso que elimina el CO<sub>2</sub> y otros contaminantes presentes en el biogás) o mediante la gasificación de biomasa sólida seguida de metanización, la producción de biometano se puede denotar en la figura 6 [3].

**Figura 6.**

*Procesamiento del biogás y biometano*



**Nota.** Esa figura representa la producción de biogás y su enriquecimiento a biometano. Elaboración propia con base en IEA. OUTLOOK FOR BIOGAS AND BIOMETHANE. PROSPECTS FOR ORGANIC GROWTH. WORLD ENERGY OUTLOOK SPECIAL REPORT. p. 14,2020.

### 1.6.1 Upgrading biogas

Esto representa alrededor del 90% del biometano total producido en todo el mundo en la actualidad. Las últimas tecnologías hacen uso de las diferentes propiedades de los diversos gases contenidos en el biogás para separarlos, y el water scrubbing y la separación por membranas representan casi el 60% de la producción de biometano a nivel mundial en la actualidad [3].

Entre las principales técnicas de upgrading o enriquecimiento se tiene:

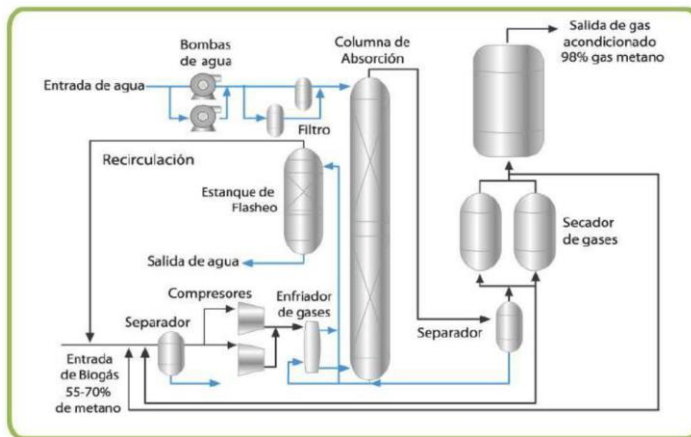
1.6.1.a Absorción química. El biogás se lava en contracorriente en una columna con relleno con un líquido absorbente como:

- Lavado con agua
- Lavado físico (etilenglicol)
- Lavado químico (aminas)
- El CO<sub>2</sub> es absorbido en la fase líquida por más soluble que el metano [26].

La absorción química se representa en la figura 7:

**Figura 7.**

*Esquema de absorción química*



**Nota.** Esta figura representa los equipos utilizados en la absorción química. Tomado de: CARTIF. D. Hidalgo, "Producción De Biometano," p. 50, 2019. PRODUCCIÓN DE BIOMETANO. p. 22.

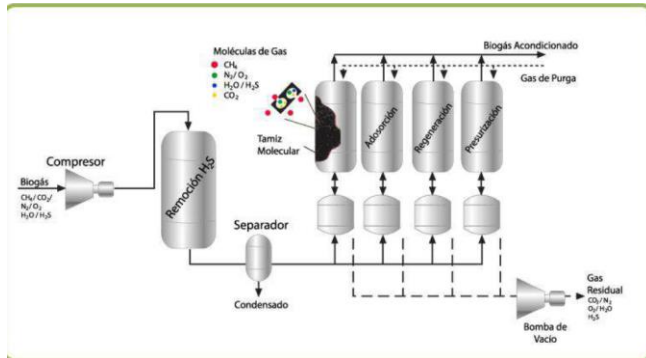
1.6.1.b Técnicas de adsorción. Proceso en el que el CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S Y N<sub>2</sub> se separan del CH<sub>4</sub> mediante el uso de un relleno adsorbente (carbón activado u otro tamiz molecular como zeolitas), las plantas que utilizan esta tecnología se componen generalmente de varias columnas en paralelo. El proceso de adsorción consta de cuatro etapas:

- Adsorción a alta presión.
- Desorción a través de reducción de presión con flujo paralelo y flujo a contra corriente.
- Desorción a través de purga con biogás sin tratar o con gas acondicionado.
- Presurización de la columna con biogás sin tratar o con gas acondicionado.

Esta técnica se ilustra en la figura 8.

**Figura 8.**

*Adsorción química*

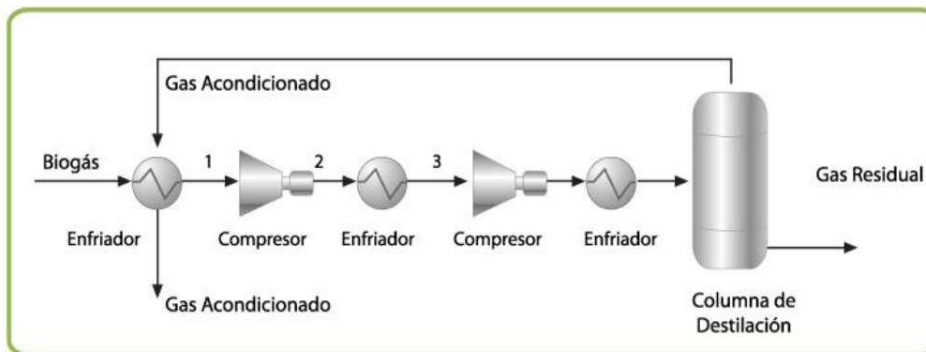


**Nota.** Esta figura representa los equipos utilizados en la adsorción química. Tomado de: CARTIF. D. Hidalgo, "Producción De Biometano," p. 50, 2019. PRODUCCIÓN DE BIOMETANO. p. 22.

1.6.1.c Separación criogénica. La condensación criogénica se basa en la diferencia entre los puntos de ebullición de los gases a separar, eliminando el CO<sub>2</sub> a alta presión desde la fase líquida. Son varias etapas sucesivas de enfriamiento y compresión, después de las cuales se eliminan los distintos componentes no deseados para finalmente operar la columna a condiciones cercanas a -78.5 °C (punto de sublimación del CO<sub>2</sub>) y 26 bar. Las etapas de la compresión se representan en la figura 9.

**Figura 9.**

*Etapas de la compresión*



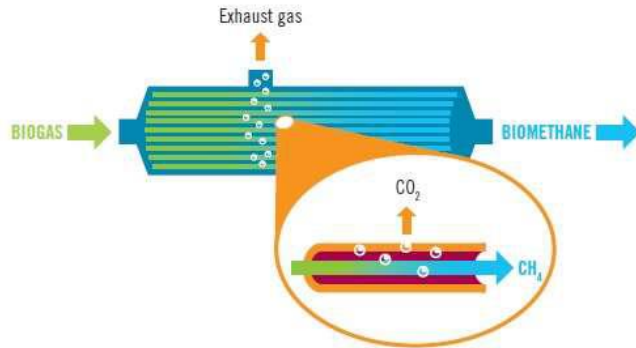
**Nota.** Esta figura representa las etapas de la compresión. Tomado de: CARTIF. D. Hidalgo, "Producción De Biometano," p. 50, 2019. PRODUCCIÓN DE BIOMETANO. p. 22.

1.6.1.d Separación por membranas. El proceso se basa en la difusión del CO<sub>2</sub> a través de membranas de caucho de silicona, acetato de celulosa o poliamidas, es una operación

a altas presiones y la eficacia depende del tipo de membrana. El funcionamiento se muestra en la figura 10.

### Figura 10.

#### *Separación por membranas*



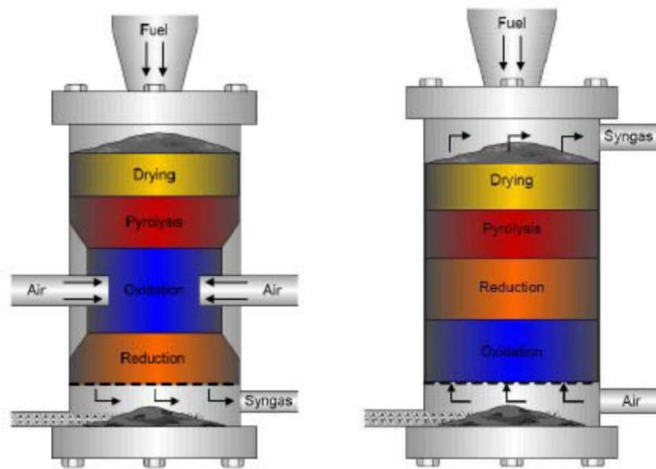
**Nota.** Esta figura representa la separación por membranas. Tomado de CARTIF. D. Hidalgo, "Producción De Biometano," p. 50, 2019. PRODUCCIÓN DE BIOMETANO. p. 22.

#### **1.6.2 Gasificación de biomasa seguida de metanización**

La biomasa leñosa se descompone primero a alta temperatura (entre 700-800 ° C) y alta presión en un entorno con poco oxígeno. En estas condiciones, la biomasa se convierte en una mezcla de gases, principalmente monóxido de carbono, hidrógeno y metano (a veces denominados colectivamente gas de síntesis). Para producir una corriente pura de biometano, este gas de síntesis se limpia para eliminar cualquier componente ácido y corrosivo. El proceso de metanización luego usa un catalizador para promover una reacción entre el hidrógeno y el monóxido de carbono o  $\text{CO}_2$  para producir metano. Cualquier resto de  $\text{CO}_2$  o agua se elimina al final de este proceso [3]. El funcionamiento de los gasificadores se muestra en la figura 11.

**Figura 11.**

*Gasificadores de lecho fijo*



**Nota.** Esta figura representa el funcionamiento de gasificadores para la producción de biogás. Tomado de: E. Ryckebosch, M. Drouillon, and H. Vervaeren, "Techniques for transformation of biogas to biomethane," *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, no. 5, pp. 1633–1645, 2011, doi: 10.1016/j.biombioe.2011.02.033.

## 1.7 Simulador usado en la producción de biogás

“La simulación es un proceso de diseño de un modelo operacional de un sistema y de dirigir experimentos con el mismo modelo con el propósito de entender el comportamiento del sistema y evaluar estrategias alternativas para el desarrollo o la operación del sistema. Debe ser capaz de reproducir ciertos aspectos del comportamiento del sistema modelado para llegar a un grado aceptable de exactitud”[27].

### 1.7.1 Aspen HYSYS

Aspen Hysys es una herramienta de simulación de procesos de aspenONE AspenTech que sirve para el diseño conceptual, la optimización, planificación empresarial, gestión de activos y la supervisión del rendimiento de petróleo y gas, procesamiento de gas, refinación de petróleo y las industrias de separación de aire.

Aspen Hysys ha sido creada teniendo en cuenta lo siguiente:

- Arquitectura de programa.
- Diseño de interface.

- Capacidades ingenieriles.
- Operación interactiva.

Este software permite simulaciones tanto estáticas como dinámicas. Sus operaciones y propiedades permiten modelar una amplia gama de procesos con confianza, tiene una gran base termodinámica y sus paquetes de propiedades llevan a la presentación de un modelo más realista. Aspen Hysys se ha establecido como un simulador de procesos intuitivo y fácil de usar en la industria de petróleo y gas. Ofrece una base termodinámica completa para el cálculo preciso de las propiedades físicas, propiedades de transporte y el comportamiento de fase para el petróleo y las industrias del gas y la refinación [28].

**Figura 12.**

*Logo Aspen HYSYS*



**Nota.** Esta figura representa el logo del simulador de procesos. Tomado de K. Rajendran, H. R. Kankanala, M. Lundin, and M. J. Taherzadeh, “A novel process simulation model (PSM) for anaerobic digestion using Aspen Plus,” *Bioresour. Technol.*, vol. 168, pp. 7–13, 2014, doi: 10.1016/j.biortech.2014.01.051.

**1.8 Cogeneración de energía**

Los sistemas de conversión de energía tienen como propósito convertir flujos energéticos en otros tipos de energías de mejor calidad. La energía eléctrica es una energía de alta calidad ya que su conversión a cualquier otro tipo de energía es relativamente fácil. Mientras que, para la energía térmica, su calidad depende de variables como la temperatura y la presión, entre otras. La cogeneración, es un procedimiento de

conversión de energía que busca mejorar la calidad de la energía producida a partir de un combustible [29].

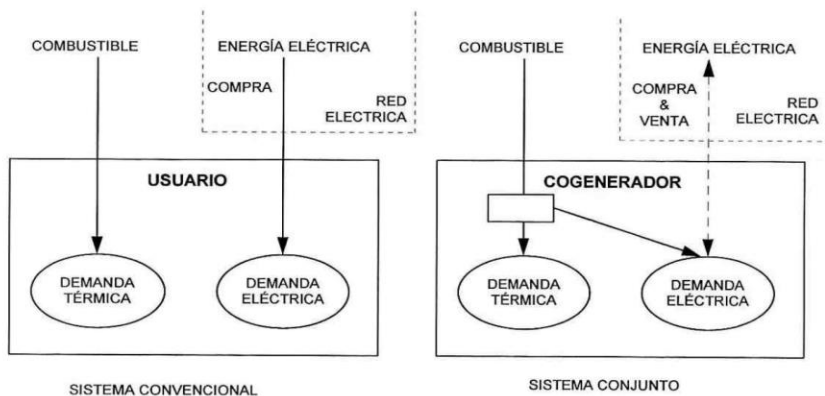
### 1.8.1 Aspectos Técnicos

Las industrias usualmente requieren de electricidad y energía térmica de forma simultánea para sus procesos. La forma común es la compra de energía eléctrica a la red y la producción de calor en calderas u otros equipos independientes. Esta producción separada de energía eléctrica y térmica encierra niveles de eficiencia muy bajos, sobre todo cuando la producción de energía eléctrica se realiza a través de ciclos térmicos.

El hecho de producir de forma conjunta y secuencial energía térmica y eléctrica o mecánica, conlleva a niveles muy buenos de eficiencia que a primera vista resultan en menor consumo de energéticos primarios por unidad de energía útil producida y por ende menores niveles de emisión respecto a la cantidad de energía útil total producida [30]. En la figura 13 se puede observar una comparación de un sistema convencional de energía, a uno de cogeneración de energía.

**Figura 13.**

*Sistema convencional vs Sistema cogenerador*



**Nota.** Esta figura representa una comparación de los sistemas de cogeneración. Tomado de: UPME, “Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014,” Minist. Minas y Energ., p. 28, 2014.

En sí, la cogeneración es la producción simultánea y secuencial de energía eléctrica o mecánica útil y formas de energía térmica útil, usado en cualquier proceso industrial o en cualquier aplicación de calentamiento y enfriamiento. El hecho de tal simultaneidad trae



consigo unas mayores eficiencias globales que las que traería la producción separada de energía eléctrica y energía térmica [31].

### 1.8.2 Ciclos de cogeneración

La cogeneración puede desarrollarse a partir de cualquier ciclo térmico convencional. Esto es, se puede tener cogeneración a partir de motores reciprocantes, turbinas de gas, turbinas de vapor y/o ciclos combinados.

Las tecnologías de cogeneración mencionadas arriba, pueden ser usadas como ciclo superior en el caso en que la energía proveniente del combustible primero es utilizada para la generación de energía eléctrica o mecánica, y luego en la generación de energía térmica. En particular, con ciclos a base de turbinas de vapor es factible otro tipo de cogeneración denominada de ciclo inferior. Esta es aquella en que el primero el combustible se usa para generar energía térmica para proceso, y una vez esta energía a dejado el proceso industrial donde fue usada, es recuperada en un caldera de recuperación, que puede tener combustión suplementaria, para generar vapor que luego es expandido en una turbina de vapor [32]. En la figura 14 se observan los ciclos superior e inferior de la cogeneración de energía.

**Figura 14.**

*Ciclo superior e inferior*

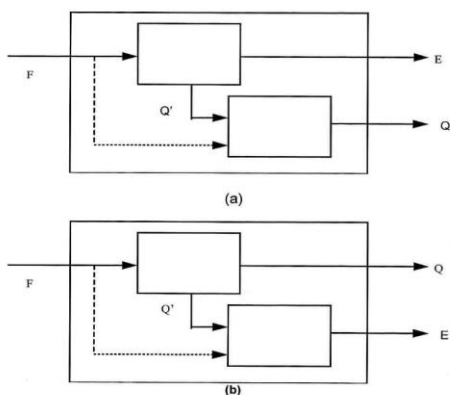


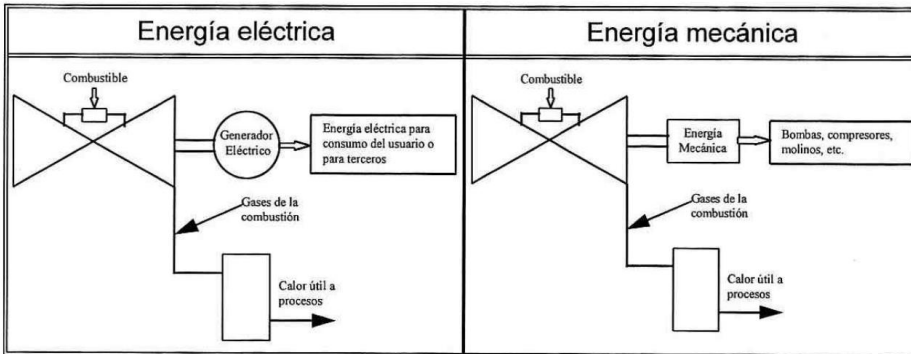
Figura 2.2. (a) Ciclo Superior ; (b) Ciclo Inferior. (E: Energía eléctrica de proceso, Q: Energía térmica de proceso, F: Combustible, Q': Calor rechazado).

**Nota.** Esta figura representa los ciclos en la cogeneración. Tomado de: UPME, "Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014," Minist. Minas y Energ., p. 28, 2014.

En la cogeneración la energía eléctrica o mecánica generada, debe entenderse como potencia transmitida a un eje, para que en este se acople un generador para generar electricidad o una máquina que necesite fuerza mecánica; esto se ilustra figura 15:

**Figura 15.**

*Comparación energía eléctrica y mecánica*



**Nota.** Esta figura representa la comparación del trabajo realizado por la energía eléctrica y la energía mecánica. Tomado de: UPME, “Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014,” Minist. Minas y Energ., p. 28, 2014.

Los ciclos combinados son aquellos donde se combinan los ciclos superior e inferior, un ejemplo de esto es el gas de combustión evacuado por una turbina de gas y aprovechado por una caldera para generar vapor y posteriormente electricidad a través de una turbina de vapor acoplada a un generador [30].

### 1.9 Principales diagramas de procesos en ingeniería

En ingeniería de petróleos para iniciar el desarrollo de un proyecto es fundamental tener claro el dimensionamiento del mismo, es por eso que se hace necesario planificar y construir los siguientes diagramas de proceso:

#### 1.9.1 Diagrama de flujo en bloques (BFD)

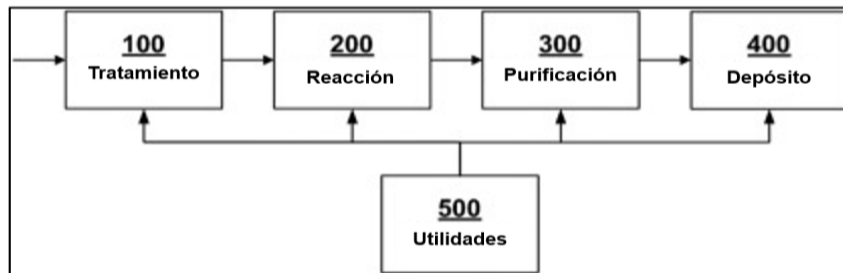
Los BFD brindan una vista general del proceso, usualmente en una sola hoja de papel, con cada uno de los casos principales representados por un bloque. Los BFD se utilizan principalmente para capacitar a personas que no están familiarizadas con la unidad, también son útiles para estudios de seguridad conceptual porque brindan una buena descripción general del proceso.

Los BFD muestran los principales flujos de procesos que conectan los bloques, el flujo de las corrientes de proceso es generalmente de izquierda a derecha, con un sesgo de

gravedad, cuando sea posible, lo que significa que los líquidos saldrán de la parte inferior de un bloque y los gases de la parte superior. Un BFD también puede mostrar algunos de los parámetros operativos más importantes, como los caudales y la temperatura, sin embargo, se excluyen las piezas individuales de los equipos y los números de equipo. La figura 16 es un ejemplo de un BFD muy simple, muestra que el proceso tiene cuatro unidades operativas y una sección de utilidades. Las materias primas entran en la Sección 100, donde se purifican y se tratan de otro modo, desde allí fluyen a la Sección 200, que es el paso de reacción, las corrientes de productos crudos se envían luego a la Sección 300 donde allí se purifican. En esta unidad se envían al almacenamiento, Sección 400, y los servicios públicos como vapor, aire para instrumentos y agua de refrigeración son proporcionados por la Sección 500 [33].

### Figura 16.

*Ejemplo de BFD*



**Nota.** Esta figura representa el diagrama BFD de una planta de procesos. Tomado de: SUTTON, Ian. 1.9.1 Block Diagrams. En: Plant Design and Operations (2nd Edition). Elsevier. p. 13-14. [13 agosto, 2020]. Disponible en: <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt011D1OU5/plant-design-operations/block-diagrams>.

El BFD es el diagrama más básico en ingeniería química, pero a su vez es el más importante ya que de él surgen los otros tipos de diagramas de procesos industriales, también es una representación de un proceso químico utilizado para simplificar y comprender la estructura básica de un sistema. Este diagrama no se realiza a escala y contiene información muy limitada de ingeniería y del proceso. Un BFD generalmente consiste en lo siguiente:

- Símbolos para los grandes equipos, o grupos de equipos. Estos símbolos no incluyen número de equipos.

- El equipo se colocará de izquierda a derecha en el orden del flujo de proceso y de flujo por gravedad.
- Las líneas que unen los elementos del equipo tendrán flechas que muestren la dirección del flujo.

### **1.9.2 Diagrama de flujo de proceso (PFD)**

“El diagrama de flujo de proceso (PFD) ilustra la disposición de los equipos y accesorios necesarios para llevar a cabo un proceso específico; las conexiones de flujo; caudales y composiciones de la corriente; y las condiciones de funcionamiento. El PFD es una representación esquemática del proceso, que normalmente se dibuja en una forma pictórica estilizada utilizando símbolos de estándares internacionales” [33].

Un PFD detallado proporciona información sobre tuberías, instrumentación y diseño de equipos y distribución de la planta. Además, se incluyen balances detallados de material y energía de cada equipo y composición, velocidad de flujo y temperatura de cada flujo.

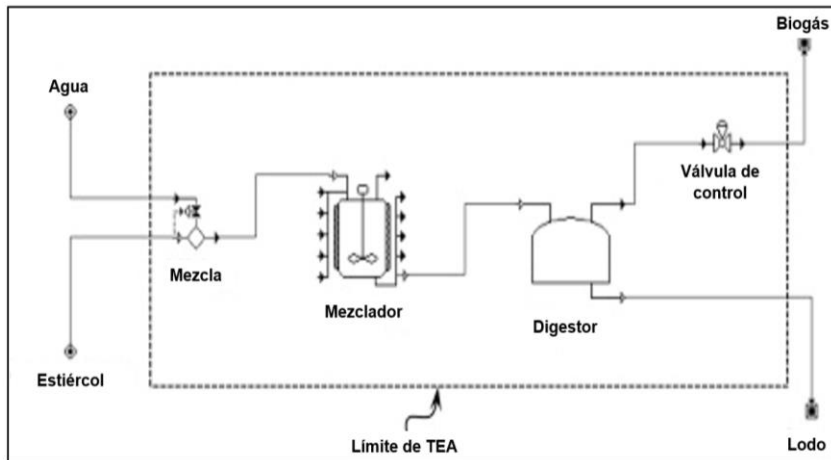
Regularmente en un PFD se incluye la siguiente información:

- Principales tuberías de proceso, incluido la dirección de flujo
- Equipos principales identificados por símbolos.
- Principales líneas de derivación y recirculación.
- Válvulas de control
- Válvulas de bloqueo de proceso crítico

En la figura 17 se detalla un PFD sencillo de la producción de biogás a partir del proceso de digestión anaerobia, se especifican las corrientes principales de proceso, instrumentación básica y el uso de equipos principales [33].

**Figura 17.**

*Ejemplo de PFD*



**Nota.** Esta figura representa el diagrama PFD de un proceso químico. Tomado de SHAH, A.; BARAL, N. R. y MANANDHAR, A. Chapter Four - Technoeconomic Analysis and Life Cycle Assessment of Bioenergy Systems. Advances in Bioenergy. 2016, vol. 1, pp. 195.

### **1.10 Estadísticas e información sobre el uso del biogás**

El presente proyecto contempla utilizar el biogás para un proceso de cogeneración de energía y convertir un flujo energético de menor calidad (biogás) a un flujo energético de mejor calidad (energía eléctrica). En este inciso se abordarán las estadísticas e información sobre el uso del biogás distintos al uso que se le dará en el presente proyecto.

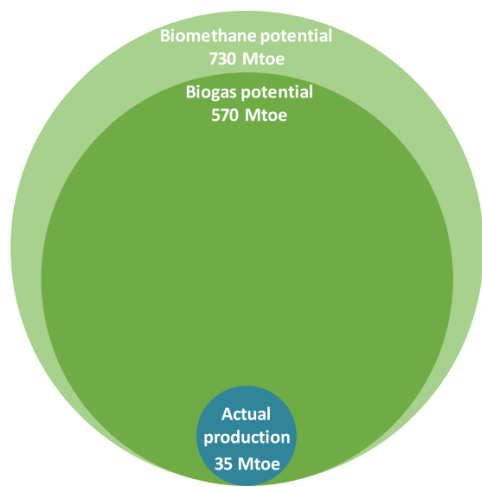
#### **1.10.1 Estadísticas sobre el uso del biogás**

Las materias primas disponibles para la producción sostenible de biogás y biometano son enormes, pero en la actualidad solo se utiliza una fracción de este potencial.

La disponibilidad mundial de materias primas para producir biogás y biometano muestra que el potencial técnico para producir estos gases es enorme y en gran parte sin explotar. Estas materias primas incluyen residuos de cultivos, estiércol animal, residuos sólidos urbanos, aguas residuales. La producción de biogás y biometano en 2018 fue de alrededor de 35 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtoe), solo una fracción del potencial general estimado. La plena utilización del potencial sostenible podría cubrir aproximadamente el 20% de la demanda mundial de gas actual [3]. Lo anteriormente dicho se observa en la figura 18.

## Figura 18.

### Potencial del biogás

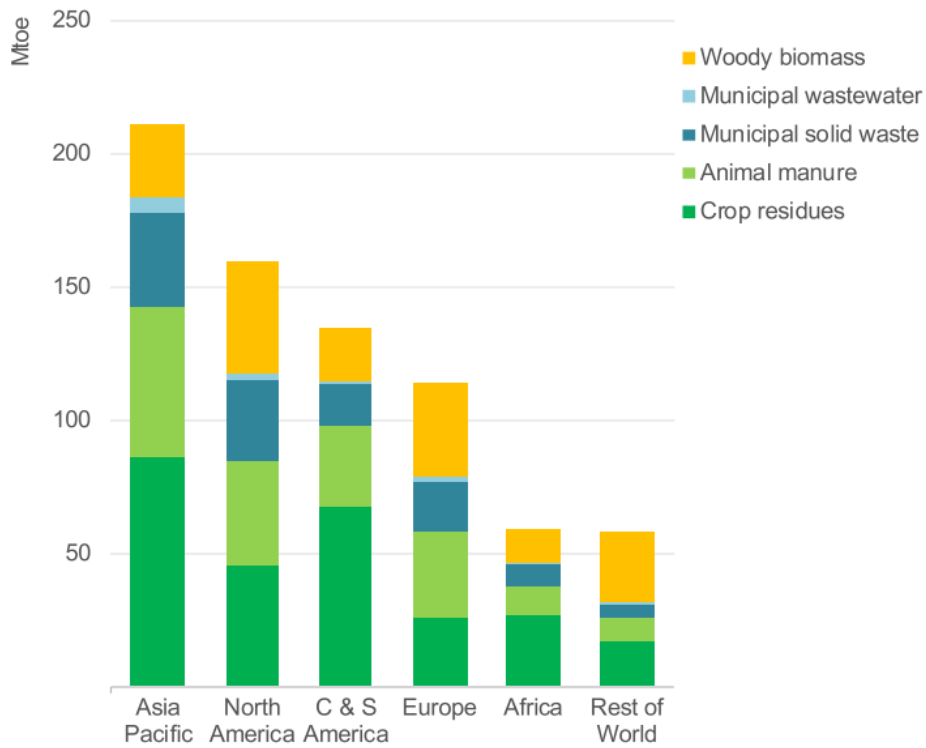


**Nota.** Esta figura representa la producción de biogás en 2018 comparado con todo su potencial de producción. Tomado de: IEA, "Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report.," p. 93, 2020.

Las posibilidades de producir biogás y biometano están ampliamente distribuidas en todo el mundo. Cada parte del mundo tiene un alcance significativo para producir biogás y / o biometano, y la disponibilidad de materias primas sostenibles para estos fines aumentará en un 40% para el año 2040. Las mayores oportunidades se encuentran en la región de Asia, donde el consumo y las importaciones de gas han crecido rápidamente en los últimos años, y también hay posibilidades importantes en América del Norte y del Sur, Europa y África. Se prevé que el potencial general crezca rápidamente durante las próximas dos décadas, sobre la base de una mayor disponibilidad de las diversas materias primas en una economía mundial más amplia, incluida la mejora en la gestión de desechos y los programas de recolección en muchas partes del mundo en desarrollo. En la figura 19 se puede observar la producción de biogás por tipo de biomasa en el año 2018.

**Figura 19.**

*Potencial de producción por biomasa*

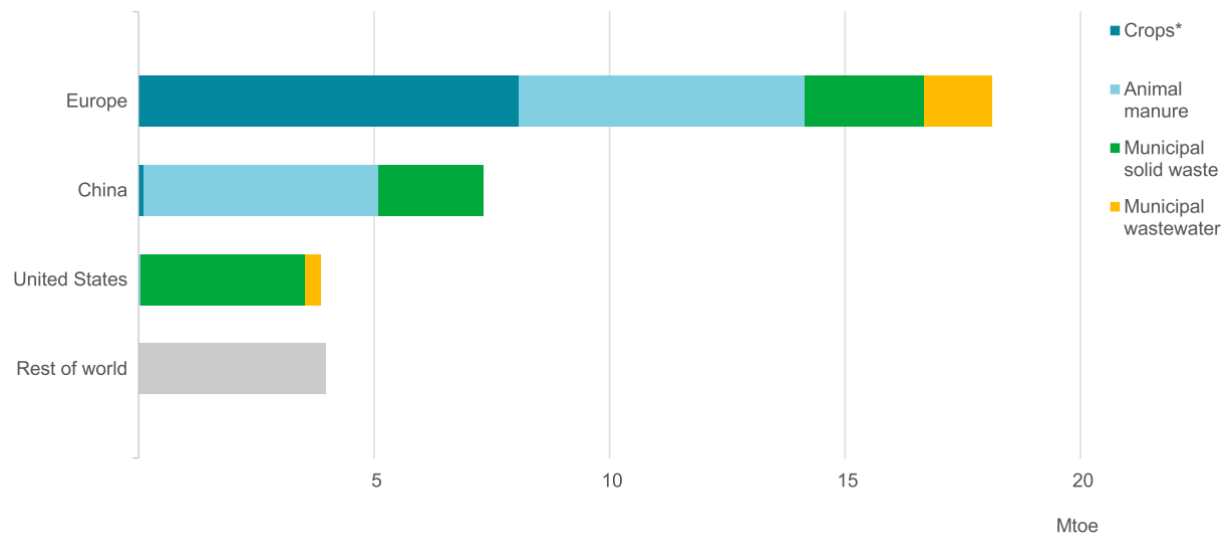


**Nota.** Esta figura representa un diagrama de columnas en el que muestra los Mtoe por biomasa de cada continente. Tomado de: IEA, "Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report.," p. 93, 2020.

La mayor parte de la producción de biogás actual proviene de cultivos y estiércol animal, y el país que mayor aporta a esta causa es el gigante asiático de china, en la figura 20 se puede denotar a los mayores productores de biogás comparados con el resto del mundo.

**Figura 20.**

*Producción de biogás en el año 2018*



**Nota.** Esta figura representa los mayores productores de biogás en el año 2018. Tomado de: IEA, “Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report.,” p. 93, 2020.

### **1.10.2 Información sobre el uso del biogás**

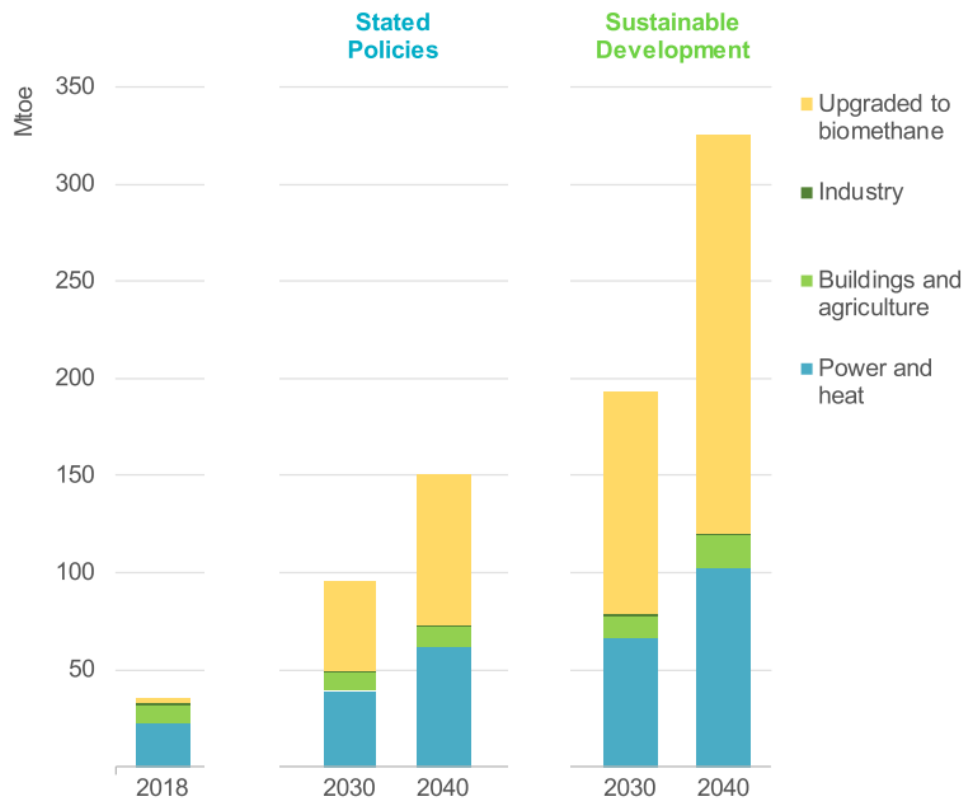
El biogás ofrece una fuente local de energía y calor, y un combustible de cocina limpio para los hogares.

El biogás es una mezcla de metano, CO<sub>2</sub> y pequeñas cantidades de otros gases que se pueden utilizar para generar energía y satisfacer la demanda de calefacción o para su uso en cocina. Sus usos y competitividad dependen de las circunstancias locales, pero un elemento común es que el biogás ofrece una forma sostenible de satisfacer las necesidades energéticas de la comunidad, especialmente donde el acceso a las redes eléctricas es más desafiante o donde hay una gran demanda de calor que no se puede satisfacer con otro tipo de energías renovables. En los países en desarrollo, el biogás reduce la dependencia de la biomasa sólida como combustible para cocinar, lo que mejora los resultados económicos y de salud. Para 2040 el biogás proporcionará una fuente de cocina limpia para más de 200 millones de personas [3]. En la figura 21 se observa el consumo de biogás por sector.



**Figura 21.**

*Consumo de biogás por sector*



**Nota.** Esta figura representa el consumo de biogás en el año 2018 y un potencial según políticas establecidas y el desarrollo sostenible de acuerdo al sector al que se le dará su uso. Tomado de: IEA, "Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report.," p. 93, 2020.

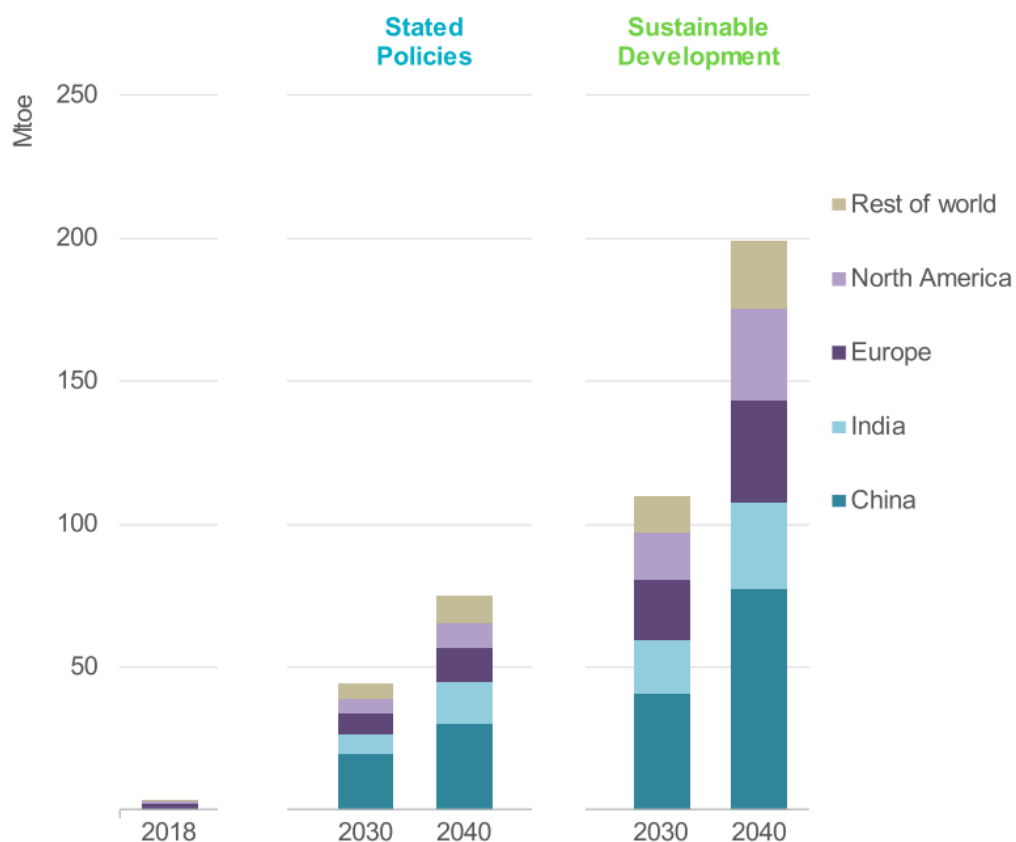
Cuando se purifica el biogás, el biometano aporta todos los beneficios del sistema energético del gas natural sin las emisiones netas asociadas.

El biometano es una fuente casi pura de metano que se produce mediante la "mejora" del biogás o mediante la gasificación de biomasa sólida; como no se distingue de la corriente de gas natural normal, se puede transportar y utilizar donde quiera que se consume gas, pero sin aumentar las emisiones. El biometano crece rápidamente en los escenarios globales. Permite a los países reducir las emisiones en algunos sectores difíciles de reducir, como la industria pesada y el transporte de mercancías. También ayuda a que algunas infraestructuras de gas existentes para que sean más compatibles con un futuro de bajas emisiones, mejorando así la rentabilidad y la seguridad de las transiciones energéticas en muchas partes del mundo.

El biometano según estudios evitará alrededor de 1000 millones de toneladas de emisiones de GEI en 2040. Esto incluye las emisiones de CO<sub>2</sub> que se habrían producido si se hubiera utilizado gas natural en su lugar, así como las emisiones de metano que de otro modo habrían resultado de la descomposición de materias primas. En la figura 22 se puede visualizar el consumo por región.

**Figura 22.**

*Consumo por región*

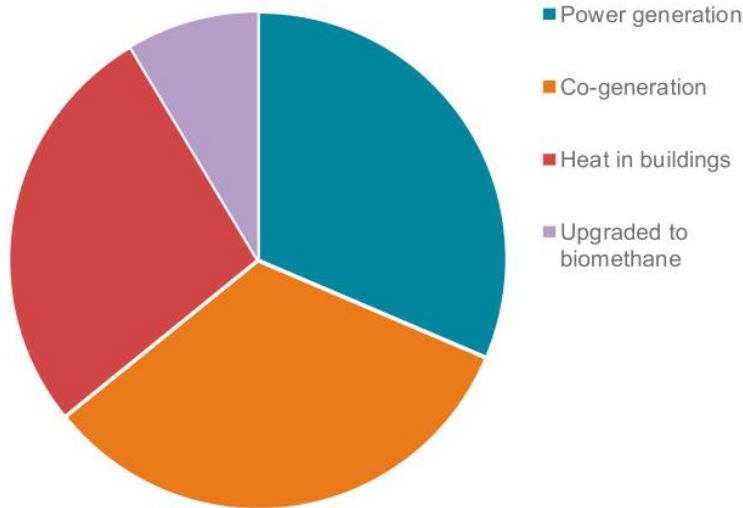


**Nota.** Esta figura representa el consumo de biogás en 2018 y el potencial del mismo en los años 2030 y 2040 de acuerdo a las políticas establecidas y a un desarrollo sostenible por cada región del mundo. Tomado de IEA, "Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report.," p. 93, 2020.

En la figura 23 se puede observar la distribución del uso final del biogás, no se especifican los porcentajes, pero en resumen se puede notar que mayoritariamente la disposición final del biogás corresponde a cogeneración y generación de potencia eléctrica.

**Figura 23.**

*Uso final del biogás*

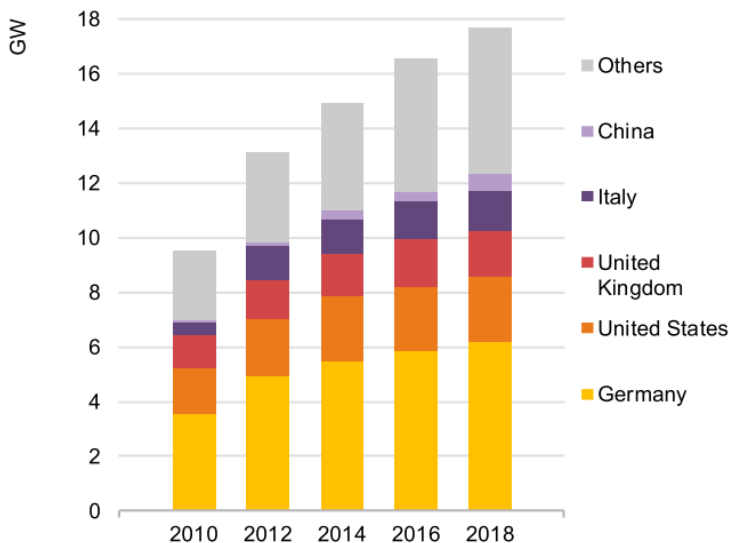


**Nota.** Esta figura representa la disposición final que tiene el biogás. Tomado de: IEA, "Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report.," p. 93, 2020.

En la figura 24 se puede observar los gigavatios instalados con la energía del biogás entre 2010 y 2018.

**Figura 24.**

*Capacidad instalada por los principales países*

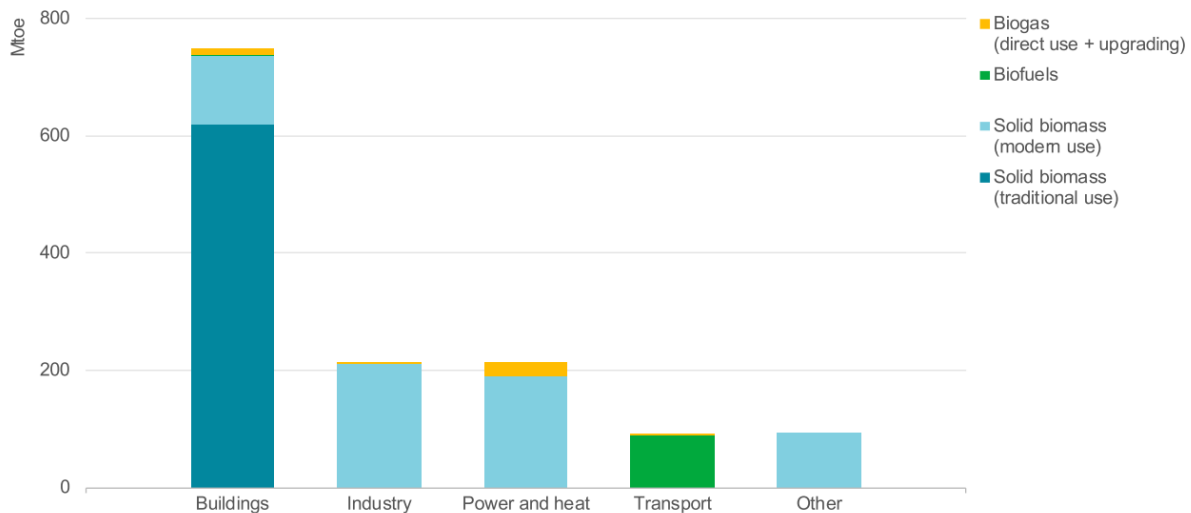


**Nota.** En esta figura se puede observar la capacidad instalada en GW por diferentes países. Tomado de: IEA, "Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report.," p. 93, 2020.

Actualmente el biogás y el biometano no son la principal fuente de energía a partir de biomasa, la figura 25 es la muestra de ello.

**Figura 25.**

*Consumo total de bioenergía*



**Nota.** Esta representa los tipos de bioenergía más utilizados a partir de la biomasa con respecto al biogás. Tomado de: IEA, “Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report.,” p. 93, 2020.

El “uso tradicional” de la biomasa sólida se refiere al uso de biomasa sólida con tecnologías básicas, como horno a leña, a menudo sin chimeneas o con un funcionamiento deficiente. El “uso moderno” de la biomasa sólida en los edificios se refiere al uso de estufas mejoradas y en otros sectores, tecnologías modernas que utilizan biomasa procesada como pellets.

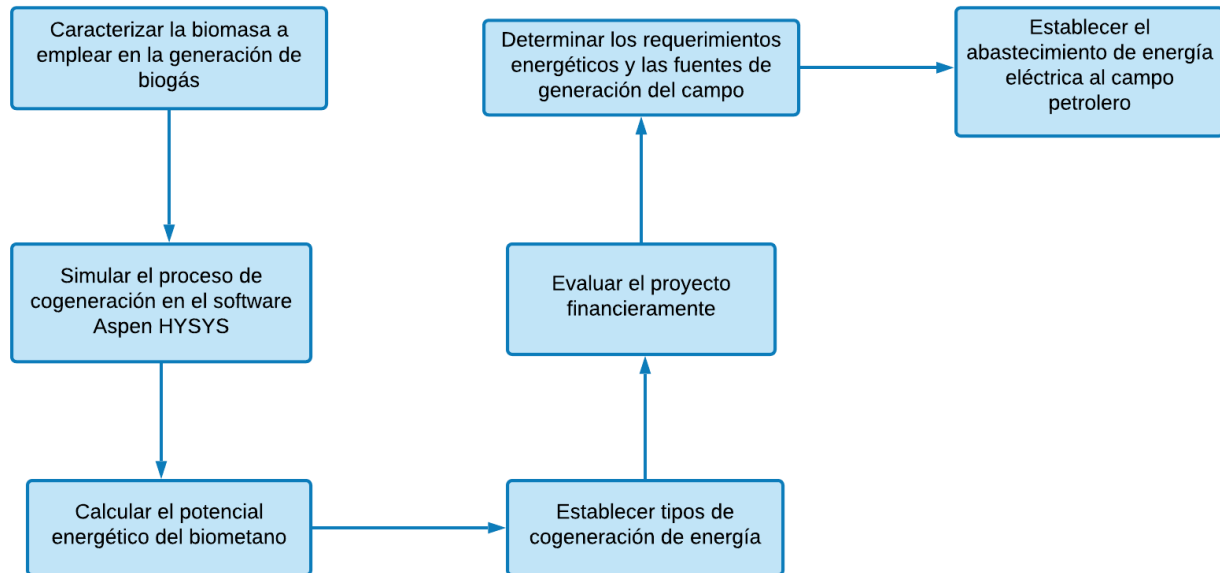
Cabe recalcar que este tipo de energía como se mencionó antes conllevan a aumento de los GEI, razón por la cual es muy importante incentivar este tipo de energía limpias como lo es el biogás y el biometano.

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

En este capítulo se definirá la metodología y los datos utilizados para desarrollar los objetivos propuestos, en la figura 26 se puede observar la metodología general a desarrollar.

**Figura 26.**

*Diagrama de flujo general del proyecto*



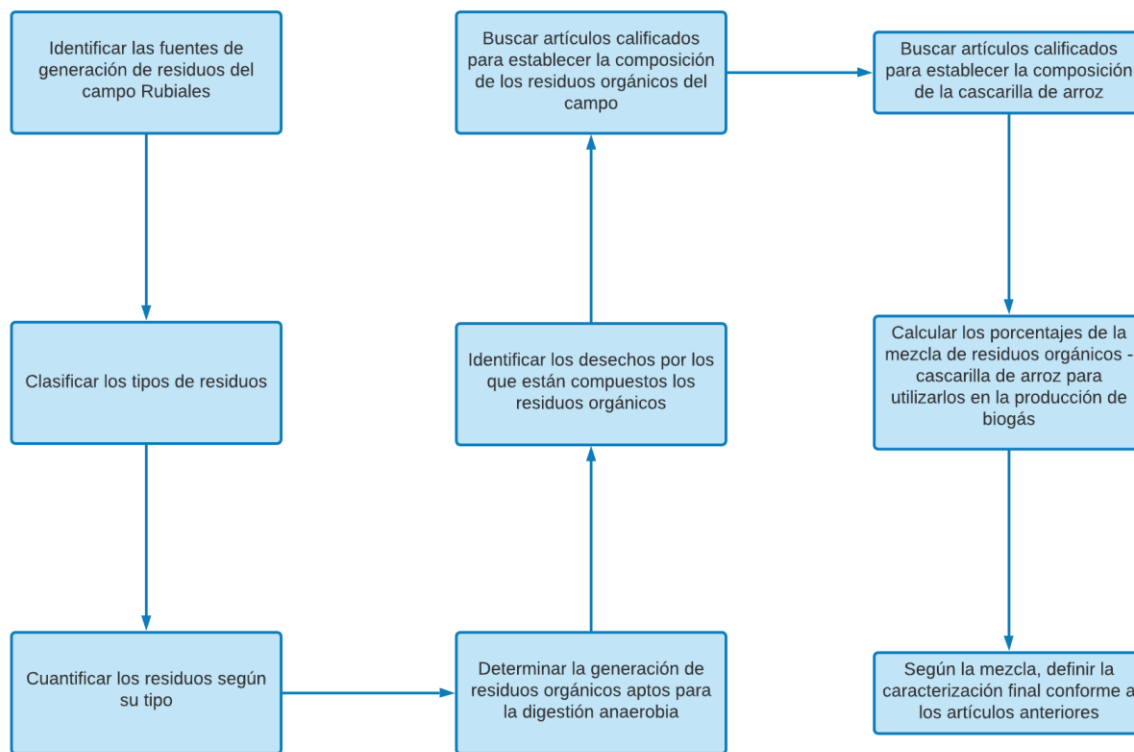
**Nota.** Esta figura representa el flujograma general para desarrollar el proyecto. Elaboración propia.

### 2.1 Caracterización de la biomasa del campo petrolero y alrededores

El siguiente apartado precisará la metodología y los datos utilizados para la caracterización básica de los residuos orgánicos generados por el campo petrolero y sus alrededores con base en fuentes bibliográficas certificadas teniendo como referente la cascarilla de arroz, en la figura 27 se observa el flujograma para realizar la caracterización de la biomasa.

**Figura 27.**

*Diagrama de flujo de la caracterización de la biomasa*



**Nota.** Esta figura representa el diagrama de flujo para realizar la caracterización de la biomasa.

### **2.1.1 Desechos producidos por el campo petrolero**

En este inciso se abordará los tipos y la cantidad de desechos que genera el campo petrolero, como también se describirá la caracterización básica de los mismos.

2.1.1.a Residuos por fuente de generación. Teniendo en cuenta las actividades productivas del campo Rubiales (exploración, perforación y producción) y los procesos y requerimientos que estos demanden, se definieron las siguientes fuentes de generación de residuos: Campamento, oficinas, enfermería, taller de mantenimiento y torres de perforación. Esto se puede visualizar en la tabla 3.

**Tabla 3.**

*Residuos en el campo Rubiales*

<b>Fuente de generación</b>	<b>Residuos</b>
Campamento	Restos de alimentos (en su mayoría cascaras de frutas y verduras), aceite usado vegetal, botellas plásticas, latas,

	envases de vidrio, papel, cartón, pilas, desechables, servilletas y empaques de aseo personal.
Oficinas	Cartuchos, papel, plásticos, lapiceros, correctores, marcadores, lámparas, bombillos, pilas, cascaras de frutas y verduras y restos de alimentos.
Enfermería	Jeringas, gasas, algodón, agujas, cuchillas, empaques, residuos de alimentos y vidrio.
Taller de mantenimiento	Madera, chatarra, aceite usado mineral, baterías, aceite, combustible, icopor y concreto.
Torres de perforación	Lodos de perforación, agua de formación, aceite usado, residuos químicos, residuos impregnados con químicos, combustible, crudo residual y pintura.

**Nota.** Esta tabla muestra los residuos que se encuentran en el campo Rubiales. Tomado de: Aponte and Vélez "Evaluación técnica y financiera del uso de un biorreactor anaerobio para el tratamiento de los residuos sólidos orgánicos generados en campo Rubiales como modelo de estandarización",pp- 1-137,2019.

2.1.1.b Tipos de residuos. Con base en la tabla anterior, se procedió a cuantificar y a cualificar los tipos de residuos de acuerdo con su fuente de generación y características de biodegradación.

**Tabla 4.** Generación de residuos

Tipo de residuo	Generación (Kg/día)
Orgánicos	3825
Reciclables	12719
Ordinarios	245
Hospitalarios e industriales	1858

**Nota.** Esta tabla muestra la generación de residuos que se encuentran en el campo Rubiales. Tomado de: Aponte and Vélez "Evaluación técnica y financiera del uso de un biorreactor anaerobio para el tratamiento de los residuos sólidos orgánicos generados en campo Rubiales como modelo de estandarización",pp- 1-137,2019.

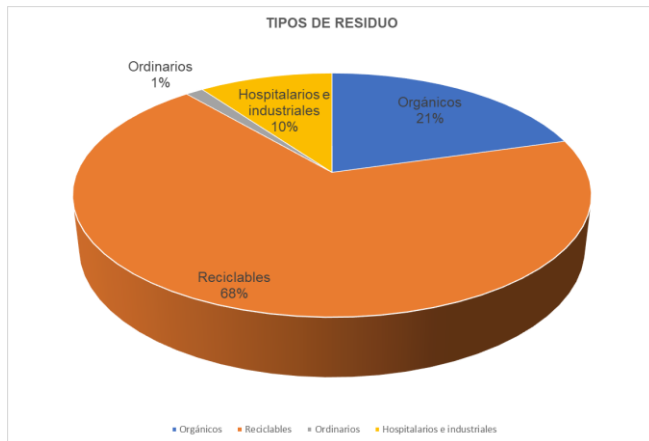
De acuerdo con la tabla, la mayor generación de residuos corresponde a los reciclables, sin embargo el campo Rubiales cuenta con empresas para efectuar su tratamiento; los residuos ordinarios, hospitalarios e industriales al no tener biodegradabilidad orgánica, no pueden ser utilizados como biomasa efectiva para la digestión anaerobia, pero los

residuos orgánicos, por el contrario, son la fuente ideal para iniciar un proceso de digestión anaerobia y posterior producción de biogás para cogeneración.

En la figura 28 se observa la distribución de estos residuos:

**Figura 28.**

*Distribución de residuos en el campo*



**Nota.** Esta figura representa un diagrama de torta con los % de los residuos en el campo. Elaboración propia.

2.1.1.c Distribución de los residuos orgánicos. Según la tabla número 3, los residuos orgánicos que se encuentran en el campo son los siguientes:

- FVW (residuos de frutas y vegetales).
- Aceite usado vegetal.
- Restos de hidrocarburos.

En una mayor proporción según la tabla 3 y la tabla 4, se encuentran los FVW; para el propósito de la caracterización de la biomasa se aplicó el supuesto de que el 100% de los residuos orgánicos son FVW. Por lo tanto, fue necesario realizar una amplia búsqueda bibliográfica para relacionar la composición de los residuos de fruta y vegetales (FVW), teniendo en cuenta la cantidad de carbohidratos, lípidos, proteínas, AGV's (ácidos grasos volátiles) y lignina, para ello se utilizó la base referencial de SCOPUS, relacionando términos de búsqueda asociados a los FVW.

- Caracterización de los FVW. Una vez realizado el análisis bibliográfico extenso, fue posible establecer 6 artículos científicos de alta calidad que ilustraran distintas



caracterizaciones de FVW [22], los títulos de estos artículos se enuncian en la tabla 5.

**Tabla 5.**

*Referencias para la composición de los FVW*

<b>Referencia IEE</b>	<b>Revista</b>	<b>Año de publicación</b>	<b>Artículo científico</b>
[34]	Waste Management	2018	Influence of chemical composition on biochemical methane potential of fruit and vegetable waste
[35]	AIP Conference Proceedings	2019	Performance of Anaerobic Digestion of Fruit and Vegetable Waste (FVW)
[36]	Water Science and Technology	2016	Recovering biomethane and nutrients from anaerobic digestion of water hyacinth ( <i>Eichhornia crassipes</i> ) and its co-digestion with fruit and vegetable waste
[37]	Biomass and Bioenergy	2015	Effect of increasing proportions of lignocellulosic cosubstrate on the single-phase and two-phase digestion of readily biodegradable substrate
[38]	Waste Management	2016	Effects of carbohydrate, protein and lipid content of organic waste on hydrogen production and fermentation products
[39]	Waste Management	2009	Effect of temperature on VFA's and biogas production in anaerobic solubilization of food waste

**Nota.** Esta tabla muestra los artículos seleccionados para referenciar la composición de los FVW. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los 6 artículos presentados en la tabla 5, se extraen las composiciones ilustradas en cada una de las investigaciones, al condensar esta información fue posible realizar la tabla 6.

**Tabla 6.** Composición de mezcla de FVW de acuerdo a los artículos

Referencia IEE*	Incidencia del artículo (%)	Carbohidratos (%)	Proteínas (%)	Lípidos (%)	Lignina (%)	AGV's (%)
[34]	16, $\bar{6}$	73,10	15,90	4,50	6,40	0,10
[35]	16, $\bar{6}$	70,00	4,80	-	-	-
[36]	16, $\bar{6}$	59,50	-	-	5,30	-
[37]	16, $\bar{6}$	75,90	-	-	1,00	-
[38]	16, $\bar{6}$	68,00	4,90	6,10	-	-
[39]	16, $\bar{6}$	-	-	-	-	0,10

**Nota.** Esta tabla muestra la composición de los FVW con base a 6 artículos. Elaboración propia.

\*Valores reportados en base seca

### 2.1.2 Cascarilla de arroz

Los residuos que generan la industria y la agricultura pueden significar un problema en términos de contaminación ambiental, siendo una parte significativa de dichos residuos biomasa, que podría ser eventualmente empleados como un combustible renovable, como es el caso de la cascarilla de arroz [40].

Puerto Gaitán es uno de los municipios de Colombia que más produce arroz y por lo tanto su residuo que es la cascarilla; la cercanía de este municipio al Campo Rubiales lo hace un punto estratégico, produciendo 47.512 toneladas para el año 2016 [41].

2.1.2.a Caracterización de la cascarilla de arroz. La cascarilla de arroz es uno de los subproductos de mezcla con los FVW y agua para la generación de biogás a través de digestión anaerobia del proyecto.

Con base en una amplia búsqueda bibliográfica se logró caracterizar esta importante biomasa a partir de 5 artículos de alta validez científica como se ilustra en la tabla 7.

**Tabla 7.**

*Referencias para la composición de la cascarilla de arroz*

Referencia IEE	Revista	Año de publicación	Artículo científico
[42]	E3S Web of Conferences	2018	Biogas Production from Rice Husk Waste by using Solid State Anaerobic Digestion (SSAD) Method

[43]	Industrial Crops and Products	2012	Extraction, preparation and characterization of cellulose fibres and nanocrystals from rice husk
[44]	Scientia et Technica	2007	Análisis comparativo de las características fisicoquímicas de la cascarilla de arroz.
[45]	Journal of Environmental Science and Technology	2018	Optimization of biogas production from rice husk waste by solid state anaerobic digestion (SSAD) using response surface methodology
[46]	Instituto de investigaciones químicas y biológicas	2013	Caracterización del subproducto cascarilla de arroz en búsqueda de posibles aplicaciones como materia prima en procesos

**Nota.** Esta tabla muestra los artículos utilizados para la caracterización de la cascarilla de arroz. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los 5 artículos presentados en la tabla 5, se extraen las composiciones ilustradas en cada una de las investigaciones, al condensar esta información fue posible realizar la tabla 8.

**Tabla 8.**

*Composición de la cascarilla de arroz según fuentes consultadas*

Referencia IEE*	Incidencia del artículo (%)	Carbohidratos (%)	Proteínas (%)	Lípidos (%)	Lignina (%)	AGV's (%)
[42]	20	76,89	-	-	20,90	-
[43]	20	68,00	-	-	23	-
[44]	20	56,85	3,56	-	24,60	-
[45]	20	76,89	-	-	20,90	-
[46]	20	76,35	3,00	0,55	20,00	0,10

**Nota.** Esta tabla muestra la composición de la cascarilla de arroz según las fuentes consultadas. Elaboración propia.

\*Valores reportados en base seca

### **2.1.3 Caracterización FVW + cascarilla de arroz**

Según [16] la cáscara de arroz y los FVW son buenas fuentes de producción de biogás por su gran contenido de carbohidratos, pero el autor plantea que entre menor contenido porcentual de lignina tenga la biomasa, se considera un mejor prospecto en termino de generación del biogás, por tal razón se consideró emplear una mayor cantidad de FVW.

2.1.3.a Mezcla FVW + cascarilla de arroz. Según lo tratado en los apartados 2.1.1, 2.1.2 y 2.1.3; la biomasa efectiva para el proceso de digestión anaerobia será una mezcla de residuos de frutas y verduras (FVW) y la cascarilla de arroz.

Esta biomasa no puede ingresar de forma seca como se detalla en las tablas 7 y 8, sino que tiene que ser humedecida por una corriente de agua, que en el apartado de simulación se detallara la corriente final (FVW + cascarilla de arroz + agua) que ingrese al digestor para producir biogás.

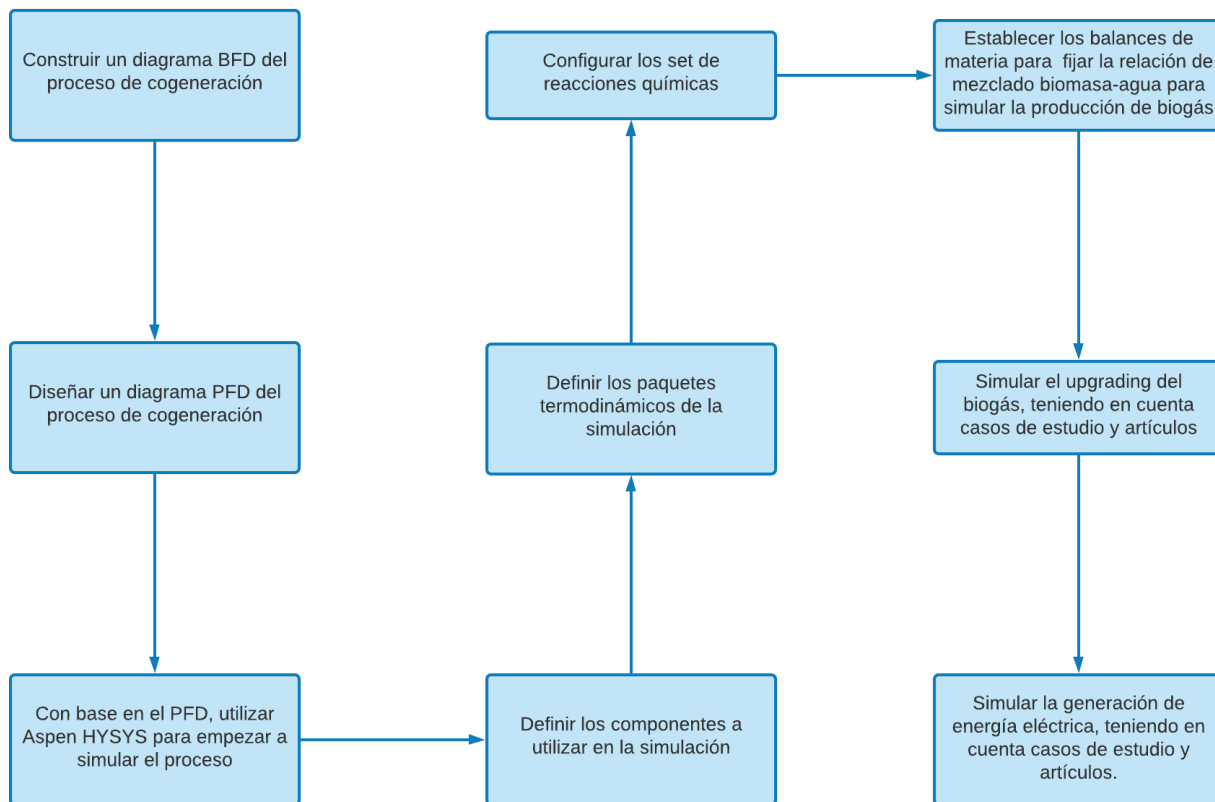
2.1.3.b Composición FVW + cascarilla de arroz. Para definir la composición de esta mezcla es necesario conocer el porcentaje de cada uno de sus componentes, como se consideró en el numeral 2.1.3, la mayor cantidad de residuos deben corresponder a los FVW y menor cantidad a la cascarilla de arroz. Por tal motivo se planteó una mezcla de acuerdo a la disponibilidad y a los recursos del campo petrolero y de los cultivos de arroz.

## **2.2 Simulación de la producción de biogás y biometano**

En este capítulo se describirá la metodología y los datos utilizados para la realización de la simulación de producción de biogás y biometano en el campo petrolero de estudio según la disponibilidad de residuos orgánicos. Esta simulación se realizó con base en los aportes en el área del ingeniero químico Jonathan Ayala León de la Universidad Industrial de Santander, el ingeniero químico Héctor Hernando Herrera Flórez de la UPME, el ingeniero de petróleos Camilo Andres Guerrero Martín de la Universidad de América y de los artículos científicos [6], [47], [56]–[59], [48]–[55], [60]–[62]. El proceso a seguir se ilustra en la figura 29.

**Figura 29.**

*Flujograma para realizar la simulación*



**Nota.** Esta figura representa el diagrama de flujo para la elaboración de la simulación. Elaboración propia.

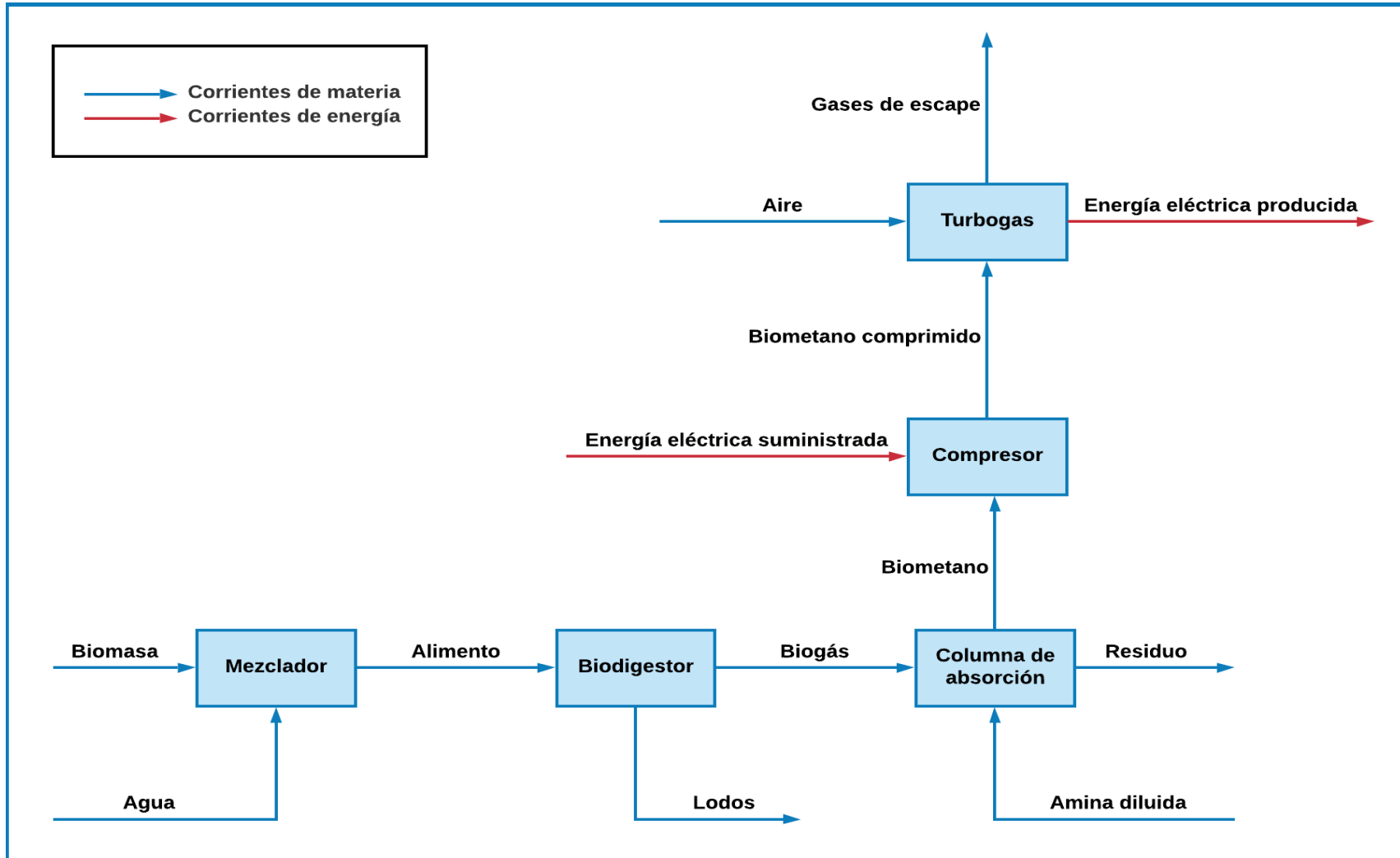
### **2.2.1 Diagramas de proceso en la simulación**

En ingeniería de petróleos existen diversos diagramas de proceso industriales entre los cuales los más representativos son los siguientes: BFD (diagrama de flujo en bloques), PFD (diagrama de flujo de procesos), P&ID (diagrama de instrumentación y tuberías), isométricos (diagramas en 3D del proceso) y layouts (diagrama de distribución en planta); para este proyecto al tratarse de una ingeniería básica se optó por escoger el diagrama de flujo en bloques BFD y el diagrama de flujo de procesos PFD para tener un entendimiento global del funcionamiento del proceso.

2.2.1.a Diagrama de flujo en bloques (BFD). Para iniciar a construir la simulación del proceso, es necesario plantear un BFD para conseguir una visión global de toda la operación, es este diagrama no se detallan todos los equipos de proceso utilizados, sino únicamente los más principales. A continuación, se detalla el BFD de la propuesta:

**Figura 30.**

*BFD de la propuesta*

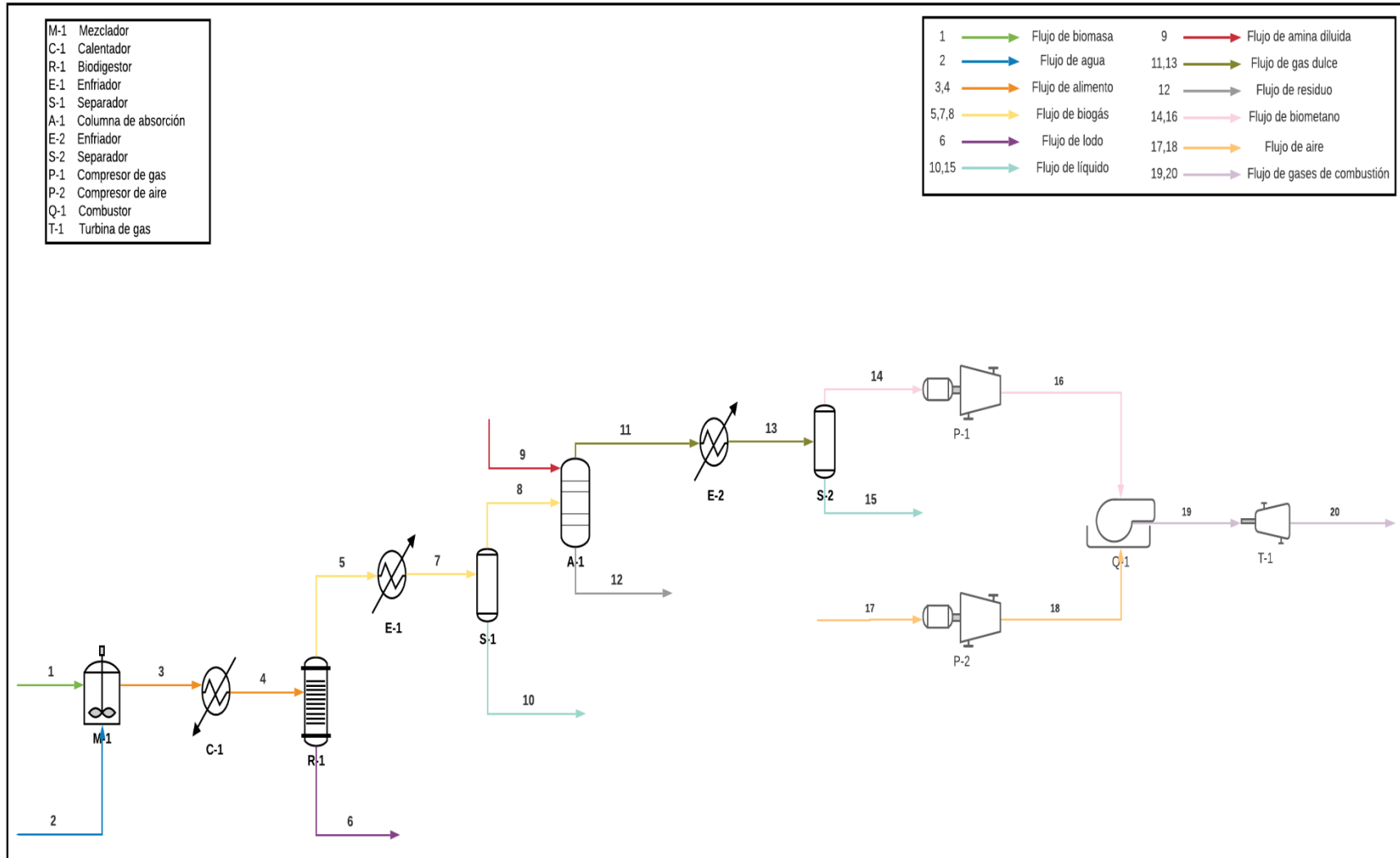


**Nota.** Esta figura representa el BFD del proceso de cogeneración. Elaboración propia.

2.2.1.b Diagrama de flujo de procesos (PFD). Después de tener la visión general del proceso gracias al BFD, se procedió a realizar un PFD para detallar el proceso en su totalidad, en este diagrama se pueden definir todas las corrientes y los equipos utilizados en el proceso para posteriormente poderlos simular en el software Aspen HYSYS, este tipo de diagramas omiten lo relacionado a instrumentación y control de procesos. A continuación, se detalla el PFD de la propuesta:

**Figura 31.**

*PFD de la propuesta*



**Nota.** Esta figura representa el PFD del proceso de cogeneración. Elaboración propia.



### **2.2.2 Descripción del proceso**

Según el PFD anterior, el proceso se divide en tres etapas como lo describe el BFD:

2.2.2.a Mezclado. En esta etapa se mezcla la biomasa seca y molida con el agua en un tanque mezclador para formar una mezcla homogénea, posterior a eso la mezcla se calienta para lograr una condición mesofílica la cual tiene una mayor capacidad para manejar una alta carga orgánica por tener mayor control respecto a las perturbaciones. Una temperatura de 35°C – 40°C sería la óptima para tener un mayor consorcio bacteriano.

2.2.2.b Producción de biogás. Para esta segunda etapa, la corriente de alimento entre 35 °C y 40°C ingresa a un reactor anaerobio donde ocurra todo el proceso de digestión anaerobia para producir el biogás cuya composición principalmente será de metano y dióxido de carbono con algunas trazas indeseables como el vapor de agua, por otra parte, la otra salida del reactor es una corriente de lodos que puede servir como abono orgánico.

2.2.2.c Purificación del biogás. En esta etapa, el biogás producido pasa por un enfriador cuya función es enfriar y deshumidificar la corriente de biogás para retirar la mayor cantidad de condensados posibles como el vapor de agua, posterior a esto el biogás deshumidificado pasa a un separador flash, el cual separa vapor de líquido, la corriente resultante entra a una columna de absorción donde al biogás se le retirará el mayor contenido de dióxido de carbono posible, impurezas no deseadas y se aumentará la fracción de metano a través del endulzamiento que realiza la amina, las corrientes resultantes son una amina rica que se considera como residuo y el biogás purificado el cual ingresa a un enfriador donde se eliminan mayoritariamente los condensados remanentes y por último esta corriente de flujo pasa nuevamente por un separador flash para asegurar una separación de componentes livianos y pesados, el cual da como resultado la corriente de biometano con un contenido de metano mayor al 90% y una corriente de fondos líquida que no es significativa para el proceso.

2.2.2.d Generación de energía eléctrica. En esta última etapa del proceso el biometano pasa por un compresor para adecuarlo a las condiciones de presión y temperatura del turbogas, en el cual ingresa aire ambiente, que es comprimido por el compresor interno que este posee. Las corrientes de biometano y aire comprimido ingresan a un combustor

donde ocurre la reacción exotérmica de la combustión, la cual desprende grandes cantidades de energía térmica que la turbina de gas convierte en energía mecánica para posterior ser transformada en energía eléctrica por el generador.

### **2.2.3 Equipos de proceso utilizados**

En la tabla 9 se ilustra el funcionamiento que cumple cada equipo de proceso.

**Tabla 9.**

*Equipos de proceso*

<p><b>Mezclador</b></p>	<p>Tanque en el que ocurre la operación unitaria de mezclado, proceso en el cual varios componentes se ponen en contacto en forma aleatoria, de tal manera que al final de la operación se obtenga un sistema homogéneo [63].</p>
<p><b>Calentador</b></p>	<p>El calentador calienta una (s) corriente (s) de proceso. El calentador se usa para alcanzar una temperatura alta en la (s) corriente (s). Para simular el calentador las corrientes de entrada y salida deben estar bien definidas y se debe asignar la eficiencia con la utilidad [63].</p>
<p><b>Biodigestor</b></p>	<p>Aparato que facilita el crecimiento y la proliferación de un grupo de bacterias anaerobias metanogénicas, que descomponen y tratan los residuos dejando como resultado final, un gas combustible conocido como biogás, además produce un efluente líquido alcalino rico en nutrientes y materia orgánica estabilizada.</p>
<p><b>Enfriador</b></p>	<p>Es un tipo de intercambiador de calor, la corriente entrada es enfriada para los requerimientos de la corriente de salida, y la corriente de energía se basa en la diferencia de entalpia de las dos corrientes [63].</p>
<p><b>Separador flash</b></p>	<p>El separador flash contiene en su interior la fase líquida y la fase vapor, los cuales alcanzan el equilibrio antes de que sean separados completamente en las corrientes de salida.</p>

<b>Columna de absorción</b>	En una torre de absorción la corriente de gas entrante a la columna circula en contracorriente con el líquido. El gas asciende como consecuencia de la diferencia de presión entre la entrada y la salida de la columna. El contacto entre las dos fases produce la transferencia del soluto de la fase gaseosa a la fase líquida, debido a que el soluto presenta una mayor afinidad por el disolvente. Como resultado, el biogás será más limpio [64].
<b>Compresor de biometano</b>	Su función principal es aumentar la presión de la corriente de entrada, esto para adecuarlo a las condiciones de los equipos posteriores.
<b>Turbogas</b>	Este equipo es el encargado de la generación de energía eléctrica, consta de 3 secciones: 1. Compresión del aire: Un compresor interno aumenta la presión del aire el cual está a condiciones ambiente. 2. Combustión: Ocurre la combustión entre el aire y el gas para generar gran cantidad de energía térmica. 3. Generación de energía eléctrica: La turbina de gas transforma la energía térmica en energía mecánica para posterior ser transformada en energía eléctrica por el generador.

**Nota.** Esta tabla muestra la función de cada equipo de proceso. Elaboración propia.

### 2.2.4 Corrientes de proceso

La fase de las corrientes se puede detallar en la tabla 10.

**Tabla 10.**

*Estado de las corrientes de proceso*

<b>Corriente</b>	<b>Fase</b>
1	Sólida
2	Líquida
3	Líquida
4	Líquida
5	Gaseosa
6	Líquida

7	Gaseosa
8	Gaseosa
9	Líquida
10	Líquida
11	Gaseosa
12	Líquida
13	Gaseosa
14	Gaseosa
15	Líquida

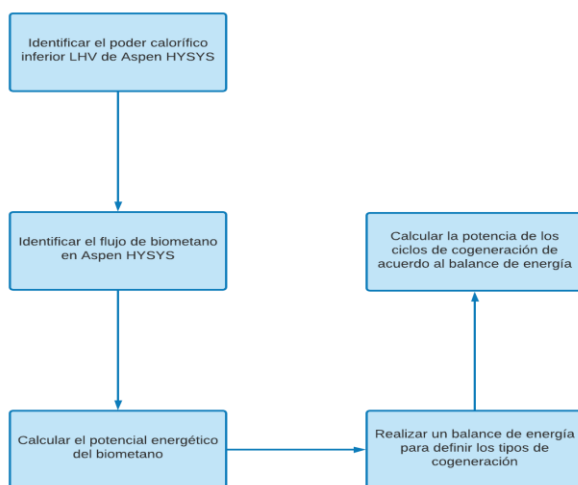
**Nota.** Esta tabla muestra el estado de las corrientes de proceso. Elaboración propia.

### 2.3 Cogeneración de energía

En este capítulo se mostrará el procedimiento para el cálculo del potencial energético del biometano, se detallarán las ecuaciones utilizadas para el balance de energía y se definirán dos tipos diferentes de cogeneración, la figura 32 representa el diagrama de flujo del presente inciso.

**Figura 32.**

*Flujograma cogeneración de energía*



**Nota.** Esta figura representa el paso a paso de los cálculos de la cogeneración de energía para el presente proyecto. Elaboración propia.

### 2.3.1 Potencial energético del biometano (biogás con alto contenido de metano)

Para calcular el potencial energético del biometano es necesario conocer dos valores del gas, los cuales son el poder calorífico inferior LHV (masico, volumétrico o molar) y el flujo (masico, volumétrico o molar), una vez conocido estos valores se procede a realizar la siguiente operación para conocer el potencial energético [22].

$$Ep = LHV * Flujo\ gas$$

El LHV y el flujo con valores conocidos que Aspen HYSYS internamente calcula por la composición y condiciones de la corriente.

### 2.3.2 Balance de energía

La energía no puede crearse, ni destruirse, solo transformarse. Para todos los casos se cumple la ecuación del balance de energía global del proceso:

$$\begin{aligned} & \text{Entrada de energía al sistema desde los alrededores} \\ & = \text{salida de energía del sistema hacia los alrededores} \\ & + \text{acumulación de energía dentro del sistema} \end{aligned}$$

De acuerdo a esto se plantea la siguiente ecuación, la cual surge tomando en cuenta un balance de energía genérico del proceso, partiendo de este punto se realiza un procedimiento fenomenológico para poder alcanzar la expresión de la ecuación de un sistema cerrado [22].

$$(U_1 + gz_1 + \frac{1}{2}v_1^2) \frac{dm_1}{dt} - (U_2 + gz_2 + \frac{1}{2}v_2^2) \frac{dm_2}{dt} + \frac{dQ}{dt} - \frac{dW}{dt} = \frac{d}{dt} [U + gz + \frac{1}{2}v^2]m$$

Donde:

$$U_1 = \text{Energía interna específica del estado inicial [J]}$$

$$g = \text{Gravedad [m/s}^2\text{]}$$

$$z_1 = \text{Altura inicial [m]}$$

$$v_1 = \text{Velocidad inicial [m/s]}$$

$$\frac{dm_1}{dt} = \text{Flujo masico inicial [kg/s]}$$

$$U_2 = \text{Energía interna específica del estado final [J]}$$

$$z_2 = \text{Altura final [m]}$$

$$v_2 = \text{Velocidad final [m/s]}$$

$$\frac{dm_2}{dt} = \text{Flujo masico final [kg/s]}$$

$$\frac{dQ}{dt} = \text{Calor que ingresa al sistema [J/s]}$$

$$\frac{dW}{dt} = \text{Trabajo sobre los alrededores [J/s]}$$

$$\frac{d}{dt} [(U + gz + \frac{1}{2}v^2)m] = \text{Razon de acumulacion de energia [J/s]}$$

Asumiendo un balance de energía global para un sistema cerrado donde no hay flujos de entrada, ni de salida, se tienen las siguientes determinaciones:

$$\frac{dm_1}{dt} = 0 ; \frac{dm_2}{dt} = 0$$

Con base en esto, se tiene la ecuación siguiente:

$$\frac{dQ}{dt} - \frac{dW}{dt} = \frac{d}{dt} [(U + gz + \frac{1}{2}v^2)m]$$

Integrando de un tiempo inicial a un tiempo final, que corresponde a los estados iniciales y finales del sistema, surge la ecuación de energía global integrado:

$$Q - W = [(U + gz + \frac{1}{2}v^2)m]_2 - [(U + gz + \frac{1}{2}v^2)m]_1$$

Dado que un sistema cerrado tiene la característica que debe tener masa constante durante la entrada y salida,  $m_1=m_2$ , de esta forma se obtiene que:

$$Q - W = [\Delta U + g\Delta z + \frac{1}{2}(v^2_2 - v^2_1)]m$$

Considerando la energía cinética y la energía potencial insignificantes:

$$Q - W = \Delta U(m)$$

Donde:

$Q = \text{Flujo energetico del biometano para la generacion de energia electrica} = Ee$

$W = \text{Potencia requerida de equipos auxiliares} = W \text{ intercambiadores}$

$\Delta U(m) = \text{Flujo energetico disponible del proceso} = Ed$

### 2.3.3 Cogeneración de energía con turbogas

La simulación del capítulo anterior será la base para establecer la energía disponible de la cogeneración por turbogas, es por eso que se tendrá en cuenta los compresores y la turbina de gas utilizados en el proceso.

### 2.3.4 Cogeneración de energía con sistema convencional de potencia y calor combinado CHP

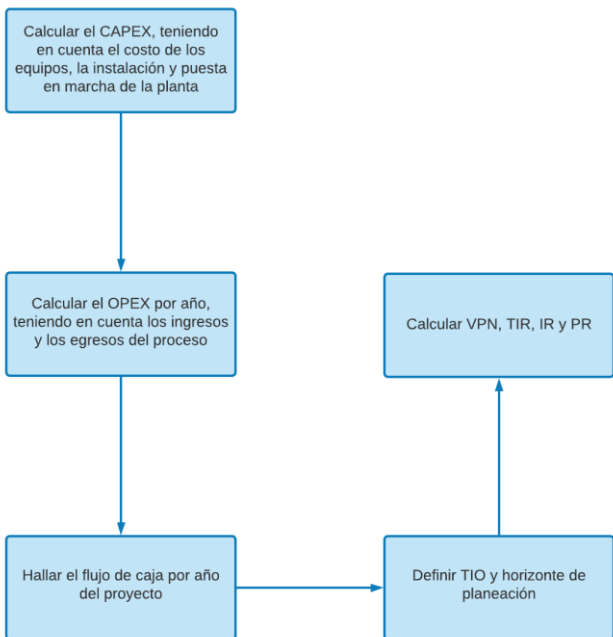
La energía contenida en el biometano debe recuperarse y transformarse para posteriores procesos. Un sistema combinado de calor y energía (CHP) es una forma eficiente de producir electricidad y recuperar calor de varias corrientes. Los motores de combustión en un ciclo CHP tienen una eficiencia aproximada del 33% y la eficiencia de un sistema de cogeneración CHP convencional ronda alrededor del 85%. Desafortunadamente, la mayoría de las veces, solo la energía eléctrica es útil y genera ganancias, que solo representan en promedio un 30% de la energía total contenida en el biogás [65].

### 2.4 Viabilidad económica financiera del proyecto

En este capítulo se explicará los pasos a seguir para definir si el proyecto se considera viable a partir de parámetros económicos como el VPN y la TIR, cabe recalcar que el costo de obras civiles, el estudio del terreno, las conexiones de tuberías y detalles económicos de cada equipo no se tendrán en cuenta para el análisis económico financiero, en la figura 33 se representa el procedimiento a seguir.

**Figura 33.**

*Diagrama de flujo financiero*



**Nota.** Esta figura representa el procedimiento para realizar el inciso financiero del proyecto. Elaboración propia.

### **2.4.1 CAPEX**

El CAPEX es una abreviatura que por sus siglas en inglés “Capital Expenditure” o gastos de capital, es la financiación utilizada para adquirir equipos, maquinaria, edificios o para mejorar los activos productivos, también tiende a referirse a niveles significativos de gastos [66].

En el presente proyecto se incluirán únicamente los costos de inversión para los equipos del proceso de cogeneración por turbogas presentados en la simulación y la mano de obra empleada para el montaje de la planta. Debido a que el campo Rubiales es uno de los campos más grandes del país, se asumió que tiene el terreno suficiente para la instalación de la planta, razón por la cual no se asumió este costo. Los costos de cada equipo se tomarán de acuerdo a cotizaciones del año 2021, y la sumatoria de estos; más costos secundarios será el resultado del CAPEX

### **2.4.2 OPEX**

El OPEX es una abreviatura que por sus siglas en inglés “Operational Expenditure” o gastos de operación, es el costo continuo para operar un proceso, negocio o sistema, donde incluye también el costo de materiales, energía, mantenimiento, personal, servicios de soporte, y utilidades [66].

Donde  $n$  son los periodos de flujo, es decir que hay un OPEX por periodo de flujo.

2.4.2.a Costos directos. Los costos directos de producción corresponden a todas las materias primas utilizadas en el proceso de cogeneración con turbogas, en este caso como el campo Rubiales es gran productor de agua tratada, no se tendrá en cuenta este costo, pero en el caso de la amina, si es obligación adquirirla con un proveedor externo.

2.4.2.b Costos indirectos. Los costos indirectos en este proyecto harán referencia a los costos de la mano obra para la operación de la planta.

2.4.2.c Utilidades. Hace referencia a la generación de energía eléctrica del proceso, el LCOE es el costo nivelado de energía e indicará el costo por kWh y lo comparará con otras formas de generación de energía.

La sumatoria de los costos directos, indirectos y las utilidades son el resultado del OPEX, esto se denota en la siguiente ecuación:

$$OPEX_n = Ingresos_n - Egresos_n$$



### 2.4.3 VPN

Es una abreviatura, significa valor presente neto, representa el costo de un proceso o producto calculado en el presente. La premisa es que la inversión de dinero hoy puede generar intereses y, por lo tanto, tiene un valor presente mayor que el dinero recibido en algún momento en el futuro. Por lo tanto, el VPN se determina a partir de la suma de los valores presentes de cada flujo de efectivo individual a partir del inicio del proceso o producto [66].

- VPN > 0: Se generan ganancias y la ejecución del proyecto es viable
- VPN < 0: Se generan pérdidas y la ejecución del proyecto no es inviable
- VPN = 0: La ejecución del proyecto es indiferente.

Teniendo en cuenta el CAPEX y el OPEX, el VPN se puede calcular de la siguiente manera:

$$VPN_i = -CAPEX + \sum_{j=1}^n \frac{OPEX_j}{(1+i)^j}$$

Donde:

i= TIO (Tasa interna de oportunidad)

n= Numero de periodos para la evaluación del proyecto

### 2.4.4 TIR

El TIR es la tasa interna de retorno, está definida como la tasa de interés con la cual el VPN de una inversión sea igual a cero. Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor (tasa de descuento), y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una TIR mayor. Si la TIR es igual a la tasa de descuento, el inversionista es indiferente entre realizar la inversión o no. Si la TIR es menor a la tasa de descuento, el proyecto debe rechazarse [66].

Teniendo en cuenta lo anterior, la ecuación para despejar la TIR sería la siguiente:

$$0 = -CAPEX + \sum_{j=1}^n \frac{OPEX_j}{(1+TIR)^j}$$

La única incógnita que quedaría por despejar sería la TIR.

#### **2.4.5 Relación beneficio-costo o Índice de Rentabilidad IR**

Es un parámetro económico que calcula si el valor presente de las utilidades es mayor a la inversión inicial del proyecto.

Se halla de la siguiente forma:

$$IR = \frac{\sum \text{Valor presente de las utilidades}}{CAPEX}$$

- Si el IR es menor que 1, el proyecto no es viable.
- Si el IR es igual a 1, la ejecución del proyecto es indiferente.
- Si el IR es mayor a 1, el proyecto se considera viable.

#### **2.4.6 Periodo de recuperación PR**

El PR en pocas palabras es un índice financiero que muestra en cuanto tiempo se recupera la inversión. Se puede calcular de la siguiente manera:

$$PR = a - \frac{b}{c}$$

Donde:

a = Último periodo de tiempo con flujo acumulado negativo (tiene que estar en valor presente).

b = Último flujo acumulado negativo (tiene que estar en valor presente).

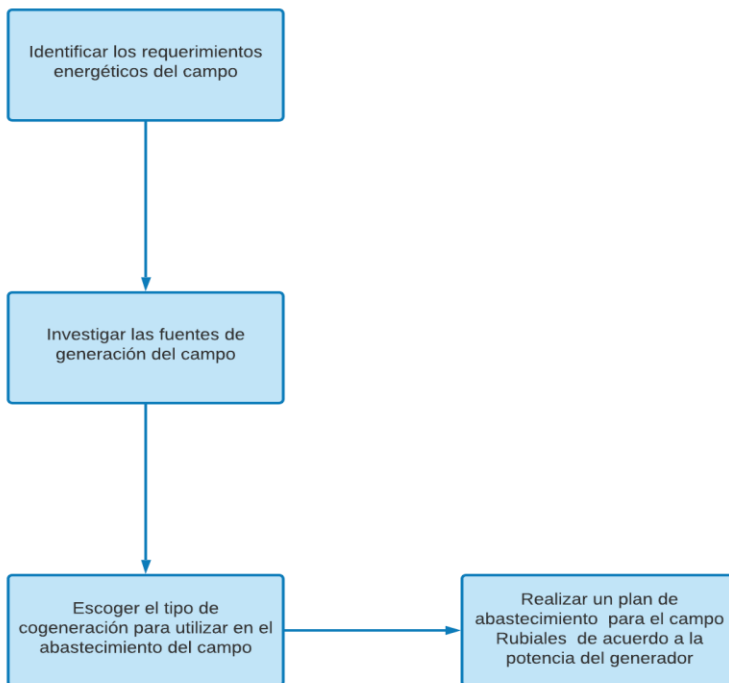
c = Flujo del periodo siguiente en valor presente.

#### **2.5 Validación del proyecto a partir de la comparación de generación de energía actual usada en el campo.**

En este capítulo se mostrará cómo se hallarán los requerimientos energéticos estimados del campo y se especificarán los pasos para un plan de abastecimiento de energía eléctrica para el campo petrolero. En la figura 34 se detalla el procedimiento.

**Figura 34.**

*Flujograma validación del proyecto*



**Nota.** Esta figura representa el diagrama de flujo para hacer la validación del proyecto. Elaboración propia.

**2.5.1 Requerimientos energéticos del campo**

Para establecer un plan de abastecimiento de energía al campo petrolero se hace necesario conocer cuanta demanda de energía el campo para su funcionamiento diario, para eso se procederá a consultar por fuentes bibliográficas y por operadoras principales del campo Rubiales.

**2.5.2 Plan de abastecimiento de energía eléctrica al campo**

Teniendo en cuenta la comparación de energía eléctrica producida entre la cogeneración de energía por turbogas y ciclo CHP, se procederá a escoger el que tenga la mayor energía disponible y con base en ello se planificará el plan de abastecimiento de acuerdo a las necesidades energéticas del campo.

### 3. RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

#### 3.1 Caracterización de la biomasa

En este apartado se ilustrarán los resultados y el análisis de resultados de la caracterización de los residuos orgánicos en el campo petrolero y sus alrededores.

##### 3.1.1 Caracterización de los FVW

Utilizando la tabla 6 fue posible generar una media de los datos extraídos de cada uno de los artículos analizados, con ello para poder generar una estimación de la composición específica de los FVW del campo Rubiales. En la tabla 11 se enuncia la composición final de los FVW después de normalizar las medias de cada composición, este procedimiento se puede apreciar en las siguientes ecuaciones:

$$\text{Media carbohidratos} = \frac{73,10 + 70 + 59,50 + 75,90 + 68}{5} = 69,30\%$$

$$\text{Media proteínas} = \frac{15,9 + 4,8 + 4,9}{3} = 8,5\bar{3}\%$$

$$\text{Media lípidos} = \frac{4,5 + 6,1}{2} = 5,3\%$$

$$\text{Media lignina} = \frac{6,4 + 5,3 + 1}{3} = 4,2\bar{3}\%$$

$$\text{Media AGV's} = \frac{0,1 + 0,1}{2} = 0,1\%$$

$$\text{Porcentaje total sin normalizar} = 87,4\bar{6}\%$$

$$\text{Media carbohidratos} = \frac{69,3}{87,4\bar{6}} * 100\% = 79,23\%$$

$$\text{Media proteínas} = \frac{8,5\bar{3}}{87,4\bar{6}} * 100\% = 9,76\%$$

$$\text{Media lípidos} = \frac{5,3}{87,4\bar{6}} * 100\% = 6,06\%$$

$$\text{Media lignina} = \frac{4,2\bar{3}}{87,4\bar{6}} * 100\% = 4,84\%$$

$$\text{Media AGV's} = \frac{0,1}{87,4\bar{6}} * 100\% = 0,11\%$$

$$\text{Porcentaje total normalizado} = 100\%$$

**Tabla 11.**

*Composición estimada de FVW para el campo Rubiales*

Parámetro	Valor*
Carbohidratos (%)	79,23
Proteínas (%)	9,76
Lípidos (%)	6,06
Lignina (%)	4,84
AGV's (%)	0,11
Total (%)	100

**Nota.** Esta tabla muestra el promedio normalizado de la composición de los FVW. Elaboración propia.

\*Valores reportados en base seca

### **3.1.2 Caracterización de la cascarilla de arroz**

Utilizando la tabla 8 fue posible generar una media de los datos extraídos de cada uno de los artículos analizados, con ello para poder generar una estimación de la composición específica de la cascarilla de arroz. En la tabla 12 se enuncia la composición final de la cascarilla de arroz después de normalizar las medias de cada composición, este procedimiento se puede apreciar en las siguientes ecuaciones:

$$\text{Media carbohidratos} = \frac{76,89 + 68 + 56,85 + 76,89 + 76,35}{5} = 71,00\%$$

$$\text{Media proteínas} = \frac{3,56 + 3}{2} = 3,28\%$$

$$\text{Media lípidos} = \frac{0,55}{1} = 0,55\%$$

$$\text{Media lignina} = \frac{20,9 + 23 + 24,6 + 20,9 + 20}{5} = 21,88\%$$

$$\text{Media AGV's} = \frac{0,1}{1} = 0,1\%$$

$$\text{Porcentaje total sin normalizar} = 96,81\%$$

$$\text{Media carbohidratos} = \frac{71,00}{96,81} * 100\% = 73,34\%$$

$$\text{Media proteínas} = \frac{3,28}{96,81} * 100\% = 3,39\%$$

$$\text{Media lípidos} = \frac{0,55}{96,81} * 100\% = 0,57\%$$

$$\text{Media lignina} = \frac{21,88}{96,81} * 100\% = 22,60\%$$

$$\text{Media AGV's} = \frac{0,10}{96,81} * 100\% = 0,10\%$$

*Porcentaje total normalizado = 100%*

**Tabla 12.**

*Composición estimada de la cascarilla de arroz*

<b>Parámetro</b>	<b>Valor*</b>
<b>Carbohidratos (%)</b>	73,34
<b>Proteínas (%)</b>	3,39
<b>Lípidos (%)</b>	0,57
<b>Lignina (%)</b>	22,60
<b>AGV's (%)</b>	0,10
<b>Total (%)</b>	100

**Nota.** Esta tabla muestra la composición normalizada de la cascarilla de arroz. Elaboración propia.

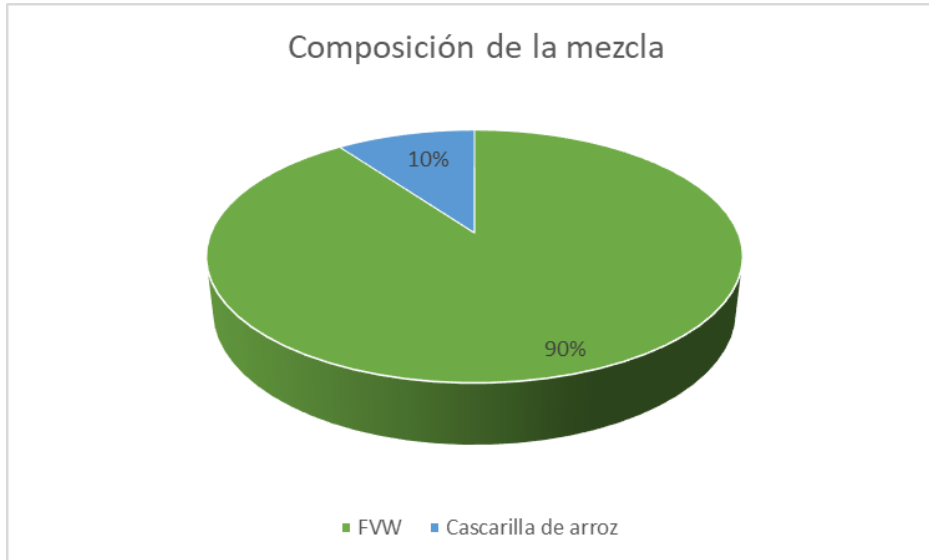
*\*Valores reportados en base seca*

**3.1.3 Caracterización de la cascarilla de arroz + FVW**

Teniendo en cuenta el inciso 2.3.2, de acuerdo a la disponibilidad de la cascarilla de arroz y de los FVW del campo, se planteó la siguiente composición másica de mezcla. La figura 35 representa la distribución.

### Figura 35.

#### Distribución de la biomasa



**Nota.** Esta figura representa la distribución de la biomasa. Elaboración propia.

Según lo mencionado anteriormente la composición de la mezcla teniendo en cuenta la composición independiente de los FVW y de la cascarilla de arroz sería la de la tabla 13:

#### Tabla 13.

##### Composición de la mezcla

Parámetro	Valor*
Carbohidratos (%)	78,64
Proteínas (%)	9,12
Lípidos (%)	5,51
Lignina (%)	6,62
AGV's (%)	0,11
Total (%)	100

**Nota.** Esta tabla muestra la composición normalizada de la mezcla FVW+cascarilla de arroz. Elaboración propia.

#### 3.1.4 Análisis

De acuerdo a lo planteado anteriormente se puede analizar que la mezcla tiene buena cantidad de carga orgánica y material biodegradable para el proceso de digestión

anaerobia por su gran contenido de material lignocelulósico, lo cual se traduce en mayores tasas de producción de biogás.

### **3.2 Resultados y análisis de resultados de la simulación de producción de biogás y biometano**

En este inciso se detallará los resultados y su respectivo análisis de la simulación de producción de biogás y biometano, además de la generación de energía eléctrica en el software Aspen HYSYS.

#### **3.2.1 Partes de la simulación**

Para realizar la simulación fue necesario un extenso procedimiento que implica la configuración de cada equipo de proceso, corriente de proceso, paquetes termodinámicos, reacciones químicas, transferencia de masa y calor, entre otras operaciones unitarias que se detallarán en el anexo A.

A continuación, se explicarán las partes principales que fueron necesarias para realizar el modelamiento y la simulación de este proceso químico.

3.2.1.a Producción de biogás. En esta primera etapa fue fundamental fijar la relación agua-biomasa para ingresar al mezclador, para eso se usó la relación de la bibliografía [16], la cual establece:

$$\frac{L \text{ agua}}{Kg \text{ biomasa}} = \frac{\text{solidos totales biomasa} - \text{solidos totales biomasa diluida}}{\text{solidos totales biomasa diluida}}$$

Según la literatura, la biomasa caracterizada tiene un 60% de solidos totales y lo recomendable según la FAO es que la biomasa diluida tenga en promedio un 8% de solidos totales; siendo así:

$$\frac{L \text{ agua}}{Kg \text{ biomasa}} = \frac{0,6 - 0,08}{0,08} = 6,5$$

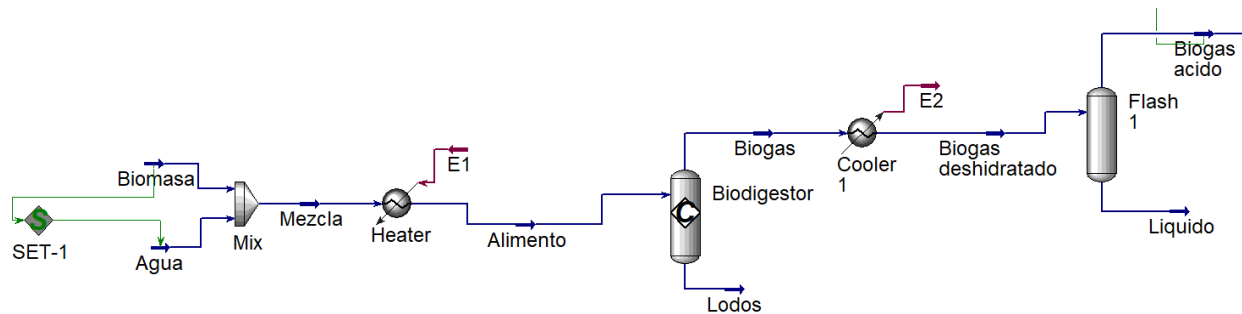
Esto significa que por cada kilogramo de biomasa se necesitan 6,5 litros de agua o 6,4805 kilogramos de agua utilizando su respectiva densidad a las condiciones de presión y temperatura del campo Rubiales por cada kilogramo de biomasa caracterizada en el capítulo anterior, posterior a esto se mezclan e ingresan a un calentador que le incrementa la temperatura a 40°C. Una vez calentada la mezcla, ingresa al reactor donde ocurren las reacciones químicas para producir biogás al cual se le separa la mayor



cantidad de agua y condensados por un enfriador y un separador flash; cuya corriente de salida es un biogás ácido. La simulación de esta sección se muestra en la figura 36:

**Figura 36.**

*Simulación de la producción de biogás*



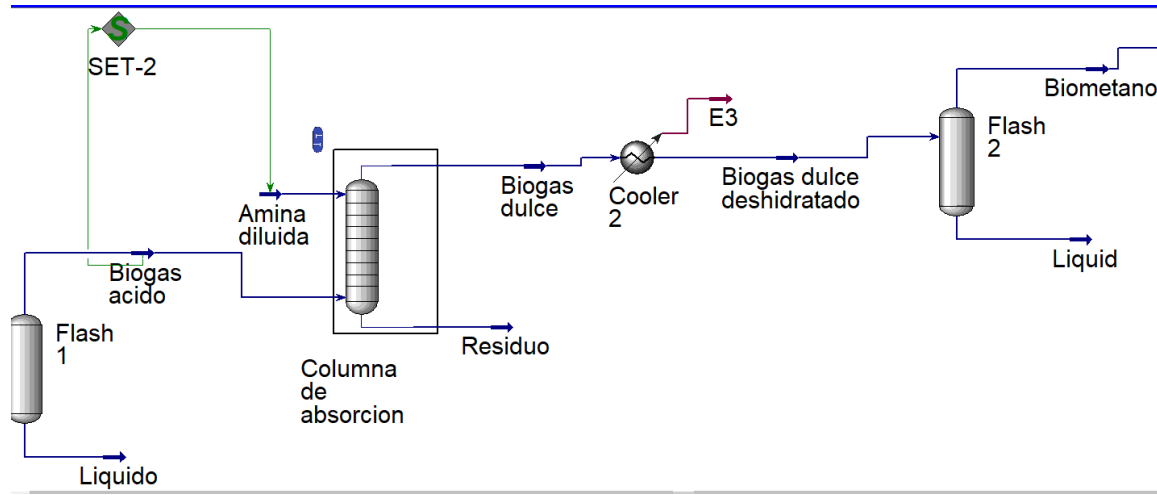
**Nota.** Esta figura representa la primera parte de la simulación. Elaboración propia.

3.2.1.b Producción de biometano. En esta segunda etapa, es necesario definir las corrientes de entrada a la columna de absorción.

Según [50] y [51] la MEA diluida (metiletilamina) muestra los mejores rendimientos en remoción de dióxido de carbono, fue por eso que se escogió en la simulación en una proporción de 4,1 veces el flujo molar del gas ácido a la entrada de la columna de acuerdo a las recomendación de AspenTech, como producto se obtiene un biogás dulce y una amina rica en ácidos. El biogás dulce para poder convertirse en biometano debe pasar por un cooler para condensar posibles gases y retirarlos en un flash como se muestra en la figura 37:

**Figura 37.**

*Producción de biometano*

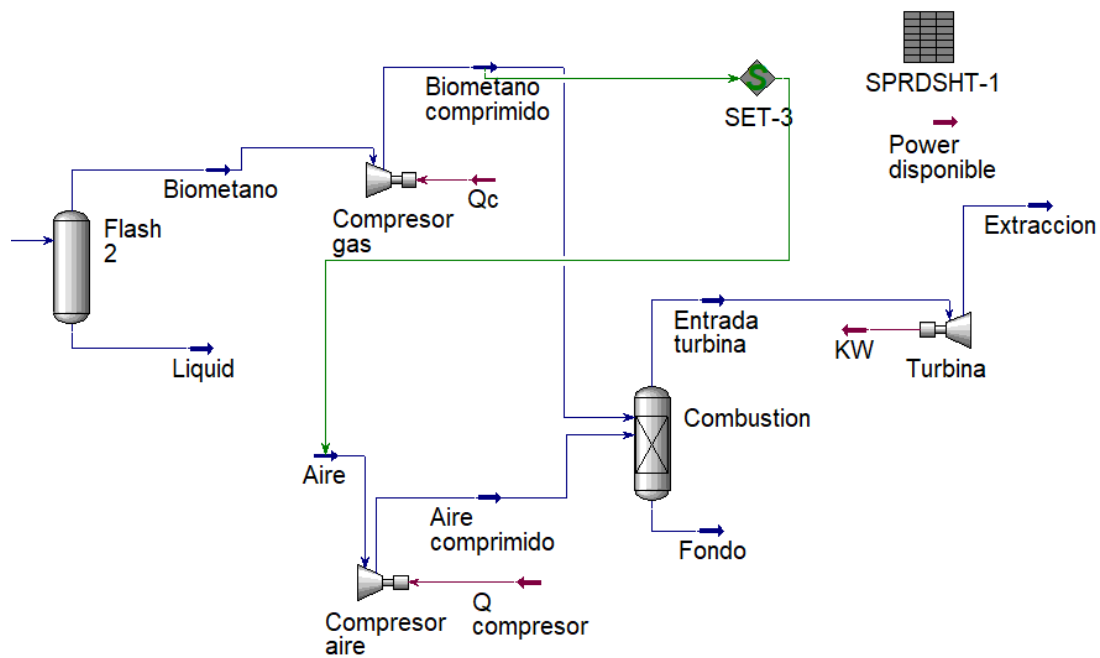


**Nota.** Esta figura representa la segunda parte de la simulación. Elaboración propia.

3.2.1.c Generación de energía eléctrica. En esta última etapa el biometano y el aire es comprimido a 10 bares según lo recomienda el fabricante [61]. Para que haya un combustión completa es necesario que el ingreso del aire al combustor sea mucho mayor que el gas, es por eso que se definió una relación de aire de 67 veces el flujo molar del gas de acuerdo a [60]–[62] para garantizar un combustión completa. Los gases de salida del combustor ingresan a la turbina para convertir toda la energía térmica de los gases en energía mecánica, la cual es requerida para que el generador la transforme en energía eléctrica; la razón de este proyecto, la simulación de este proceso se puede observar en la figura 38.

**Figura 38.**

*Generación de energía eléctrica*



**Nota.** Esta figura representa la última parte de la simulación. Elaboración propia.

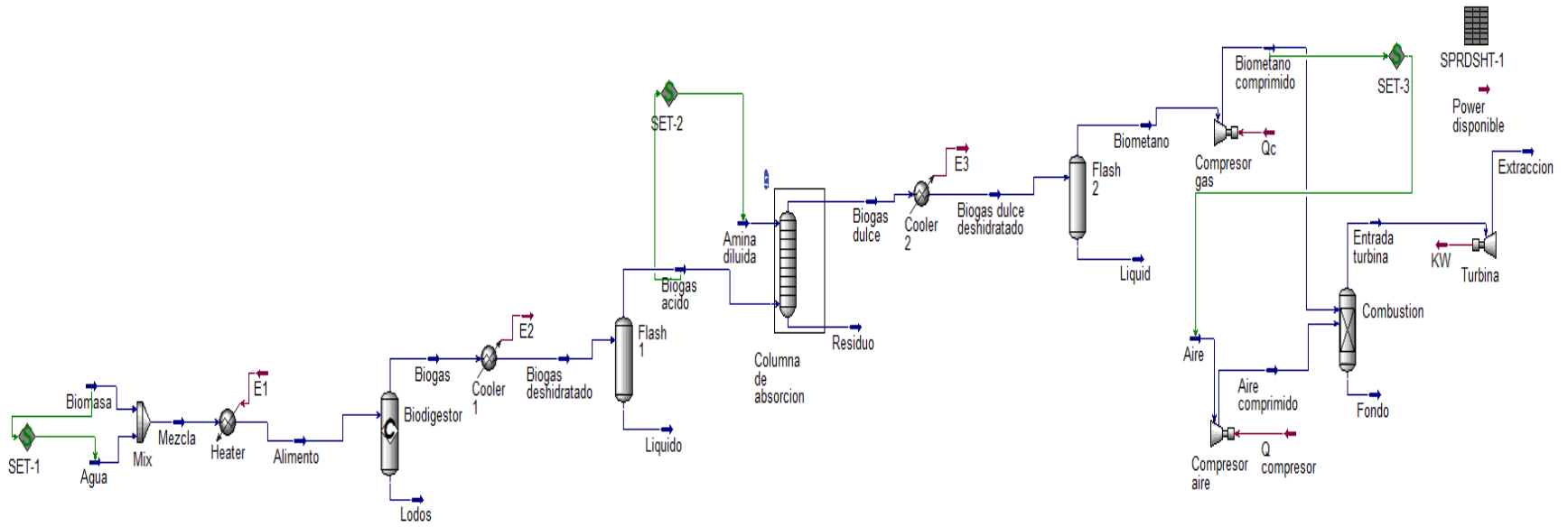
### **3.2.2 Corrientes de proceso**

En este apartado se visualizarán los workbook tables como resultado de la simulación de procesos.

3.2.2.a Simulación completa. En la figura 39, se detalla el resultado de la simulación finalizada.

**Figura 39.**

*Simulación cogeneración de energía con biogás*



**Nota.** Esta figura representa la simulación completa. Elaboración propia.

3.2.2.b Propiedades básicas de las corrientes en la simulación. Aspen HYSYS genera un resumen de las propiedades de los corrientes llamados “workbook tables”. En la tabla 14, se detalla la de la simulación completa.

**Tabla 14.**

*Propiedades principales de las corrientes de proceso*

Material Streams							
		Biomasa	Agua	Mezcla	Alimento	Biogas	Lodos
Vapour Fraction		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.0000
Temperature	F	77.00	77.00	77.00	104.0	136.9	136.9
Pressure	psia	14.70	14.70	14.70	14.70	14.70	14.70
Molar Flow	lbmole/hr	4.239	140.4	144.7	144.7	12.40	140.8
Mass Flow	lb/hr	390.4	2530	2920	2920	321.4	2599
Liquid Volume Flow	ft3/day	119.0	974.6	1094	1094	224.4	995.0
Heat Flow	Btu/hr	-1.235e+006	-1.720e+007	-1.844e+007	-1.836e+007	-1.131e+006	-1.723e+007
		Biogas deshidratado	Biogas acido	Liquido	Amina diluida	Biogas dulce	Residuo
Vapour Fraction		0.8459	1.0000	0.0000	0.0000	1.0000	0.1863
Temperature	F	77.00	77.00	77.00	77.00	186.4	154.9
Pressure	psia	14.70	14.70	14.70	14.70	14.70	14.70
Molar Flow	lbmole/hr	12.40	10.48	1.911	42.99	10.47	30.96
Mass Flow	lb/hr	321.4	287.0	34.43	1293	179.5	665.1
Liquid Volume Flow	ft3/day	224.4	211.1	13.27	492.5	155.0	270.8
Heat Flow	Btu/hr	-1.174e+006	-9.400e+005	-2.340e+005	-5.236e+006	-6.580e+005	-3.915e+006
		Biogas dulce deshidratado	Biometano	Liquid	Aire	Aire comprimido	Entrada turbina
Vapour Fraction		0.5942	1.0000	0.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Temperature	F	77.00	77.00	77.00	77.00	616.7	1656
Pressure	psia	14.70	14.70	14.70	14.70	149.9	149.9
Molar Flow	lbmole/hr	10.47	6.224	4.251	239.0	239.0	237.1
Mass Flow	lb/hr	179.5	102.9	76.58	6895	6895	6675
Liquid Volume Flow	ft3/day	155.0	125.5	29.50	3064	3064	2992
Heat Flow	Btu/hr	-7.481e+005	-2.275e+005	-5.206e+005	0.0000	9.264e+005	1.607e+006
		Fondo	Biometano comprimido	Extraccion			
Vapour Fraction		0.0000	1.0000	1.0000			
Temperature	F	1656	445.0	812.2			
Pressure	psia	149.9	149.9	14.70			
Molar Flow	lbmole/hr	8.093	6.224	237.1			
Mass Flow	lb/hr	323.3	102.9	6675			
Liquid Volume Flow	ft3/day	151.0	125.5	2992			
Heat Flow	Btu/hr	-8.857e+005	-2.052e+005	2.570e+004			

**Nota.** Esta tabla muestra las propiedades principales de las corrientes de proceso de la simulación. Elaboración propia.

3.2.2.c Composición de las corrientes en la simulación. En la tabla 15 se detalla la composición molar de cada una de las corrientes de la simulación.

**Tabla 15.**

*Fracción molar de las corrientes de proceso*

Compositions							
	Biomasa	Agua	Mezcla	Alimento	Biogas	Lodos	Biogas deshidratado
Comp Mole Frac (Methane)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.4787	0.0000	0.4787
Comp Mole Frac (H2O)	0.0000	1.0000	0.9707	0.9707	0.1805	0.9939	0.1805
Comp Mole Frac (CO2)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3408	0.0001	0.3408
Comp Mole Frac (Glycerol)	1.0000	0.0000	0.0293	0.0293	0.0000	0.0060	0.0000
Comp Mole Frac (MEAmine)							
Comp Mole Frac (H2S)							
Comp Mole Frac (Oxygen)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	Biogas acido	Liquido	Amina diluida	Biogas dulce	Residuo	Biogas dulce deshidratado	Biometano
Comp Mole Frac (Methane)	0.5659	0.0000	0.0000	0.5665	0.0000	0.5665	0.9533
Comp Mole Frac (H2O)	0.0313	0.9997	0.7200	0.4244	0.8667	0.4244	0.0313
Comp Mole Frac (CO2)	0.4028	0.0002	0.0000	0.0092	0.1333	0.0092	0.0154
Comp Mole Frac (Glycerol)	0.0000	0.0000		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (MEAmine)			0.2800				
Comp Mole Frac (H2S)			0.0000				
Comp Mole Frac (Oxygen)	0.0000	0.0000		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0000	0.0000		0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
	Liquid	Aire	Aire comprimido	Entrada turbina	Fondo	Biometano comprimido	Extraccion
Comp Mole Frac (Methane)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.9533	0.0000
Comp Mole Frac (H2O)	1.0000	0.0000	0.0000	0.0509	0.0001	0.0313	0.0509
Comp Mole Frac (CO2)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.7450	0.0154	0.0000
Comp Mole Frac (Glycerol)	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Comp Mole Frac (MEAmine)							
Comp Mole Frac (H2S)							
Comp Mole Frac (Oxygen)	0.0000	0.2100	0.2100	0.1614	0.0059	0.0000	0.1614
Comp Mole Frac (Nitrogen)	0.0000	0.7900	0.7900	0.7877	0.2490	0.0000	0.7877

**Nota.** Esta tabla muestra la composición molar de todas las corrientes de la simulación. Elaboración propia.

Como se puede observar Aspen HYSYS en sus simulaciones maneja en su mayoría componentes puros por lo que la composición de la biomasa es a partir de componentes puros como el glicerol que es un compuesto puro el cual se adapta perfectamente a la caracterización de la biomasa del capítulo anterior y que se detalla su análisis en el anexo A. En la composición del biogás se puede identificar que la composición de H2S es equivalente a 0, esto se debe a que la biomasa no es susceptible a generar este de gases.

3.2.2.d Corrientes de energía en la simulación. En la simulación precedente hay algunos equipos que tienen gasto energético como los compresores, las turbinas y los intercambiadores de calor. En las se detallan su gasto energético. La tabla 16 muestra el gasto energético.

**Tabla 16.***Corrientes de energía de la simulación*

Energy Streams				
		E1	E2	E3
Heat Flow	Btu/hr	7.549e+004	4.268e+004	9.010e+004
		Q compresor	Qc	KW
Heat Flow	Btu/hr	9.264e+005	2.223e+004	1.581e+006
		Power disponible		
Heat Flow	Btu/hr	6.325e+005		

**Nota.** Esta tabla muestra el flujo energético de las corrientes de energía de la simulación. Elaboración propia.

Las corrientes de energía E1, E2, y E3 como se puede denotar en la tabla tienen un gasto energético netamente utilizado en calentar o enfriar corrientes de proceso, pero gracias a la facilidad que tiene el campo rubiales en producción de agua y picos de calor que presenta el mismo; los intercambiadores de calor no requerirán consumo de energía eléctrica, como si lo harán los compresores y turbinas (Q compresor, Qc y KW).

**3.2.3 Biogás producido**

El flujo de biogás a la salida del primer flash, es decir la corriente que ingresa a la columna de absorción mostro los resultados que se ilustran en la tabla 17:

**Tabla 17.***Propiedades de la corriente de biogás*

Biogas acido		
Temperature	77.00	F
Pressure	14.70	psia
Std Ideal Liq Vol Flow	211.1	ft3/day
Master Comp Mole Frac (Methane)	0.5659	
Master Comp Mole Frac (CO2)	0.4028	
Vapour Fraction	1.0000	

**Nota.** Esta tabla muestra las propiedades principales de la corriente de biogás. Elaboración propia.

Como se puede observar en la workbook table el flujo de gas que se obtiene a partir de los residuos orgánicos y la cascarilla de arroz es considerable, pero aún no está en

condiciones de uso debido a que todavía sigue siendo un gas ácido con una fracción de dióxido de carbono del casi 41%, el cual afectaría la salud humana y los equipos posteriores a un uso de generación de energía.

### 3.2.4 Biometano producido

El flujo de biometano a la salida del segundo flash después de la absorción química en la columna de la absorción mostro los resultados que se ilustran en la tabla 18:

**Tabla 18.**

*Propiedades principales de la corriente de biometano*

Biometano		
Temperature	77.00	F
Pressure	14.70	psia
Master Comp Mole Frac (Methane)	0.9533	
Master Comp Mole Frac (CO2)	0.0154	
Std Ideal Liq Vol Flow	125.5	ft3/day
Vapour Fraction	1.0000	

**Nota.** Esta tabla muestra las propiedades principales del biometano producido. Elaboración propia.

Esta tabla resumen muestra como fue el proceso de upgrading del biogás, se aumentó la fracción de CH<sub>4</sub> en un 69% y se removió aproximadamente un 96% de CO<sub>2</sub>, mientras que el flujo disminuyo en un 40% por la remoción de componente ácidos que realizo la amina diluida por la absorción química, además se puede visualizar que la fracción vaporizada es igual a 1, lo cual rectifica que el biometano no presenta trazas de líquido.

### 3.2.5 Capacidad o potencia de la planta

La energía disponible del proceso fue calculada por la hoja de cálculo de Aspen HYSYS, en la cual se formularon una serie de ecuaciones que se profundizaran en el capítulo de cogeneración, los resultados se muestran en la tabla 19 y 20.

**Tabla 19.**

*Energía disponible del proceso*

Power disponible		
Heat Flow	6.325e+005	Btu/hr
Power	248.6	hp

**Nota.** Esta tabla muestra la corriente de energía disponible del proceso en unidades de campo. Elaboración propia.



**Tabla 20.**

*Energía disponible del proceso*

Power disponible		
Heat Flow	6.673e+005	kJ/h
Power	185.4	kW

**Nota.** Esta tabla muestra la energía disponible del proceso en unidades del sistema internacional. Elaboración propia.

El propósito de este proyecto, que es la generación de energía eléctrica mostro una planta con una capacidad de 248.6 hp o de 185.4 kW, este quiere decir la potencia eléctrica que produce el generador eléctrico, al transformar la energía mecánica de la turbina de gas.

En el capítulo posterior se comparará esta generación, con la generación de energía de un ciclo CHP.

### **3.2.6 Casos de estudio de la simulación (análisis de sensibilidad)**

Para verificar que la simulación aparte de converger, tenga sentido físico-químico y posea puntos de mejora a partir de la optimización, se tomaron en cuenta 2 análisis de sensibilidad que tuvieron como variable independiente la operación set 2 y set 3 y diversos artículos mencionados al inicio del capítulo.

3.2.6.a Caso de estudio relación amina diluida-biogás. En la siguiente imagen se puede observar el paquete Case Study de Aspen HYSYS, en el que se puede modificar varias variables independientes del proceso para mirar la incidencia en variables dependientes a través del número de casos.

En la columna de absorción según condiciones de operación, lo mínimo que puede manejar es una relación de 2.6 entre la amina diluida y el biogás ácido y máximo una relación de 5. Se considero un paso a paso de 0.1 para mirar la incidencia de los resultados de la composición y el flujo del biometano a la salida del flash. En la figura 40 se detalla el caso de estudio.

**Figura 40.**

*Caso de estudio relación amina diluida-biogás*

State	SET-2 - Multiplier	Biometano - Std Ideal Liq Vol Flow [ft3/day]	Biometano - Master Comp Mole Frac (Methane)	Biometano - Master Comp Mole Frac (CO2)
Case 1	2.600	128.6	0.9308	0.0379
Case 2	2.700	126.6	0.9455	0.0232
Case 3	2.800	125.5	0.9534	0.0154
Case 4	2.900	125.1	0.9566	0.0121
Case 5	3.000	124.9	0.9580	0.0107
Case 6	3.100	124.9	0.9585	0.0102
Case 7	3.200	124.9	0.9586	0.0101
Case 8	3.300	124.8	0.9586	0.0101
Case 9	3.400	124.9	0.9586	0.0102
Case 10	3.500	124.9	0.9583	0.0105

**Nota.** En esta figura el formato de HYSYS para realizar el caso de estudio. Elaboración propia

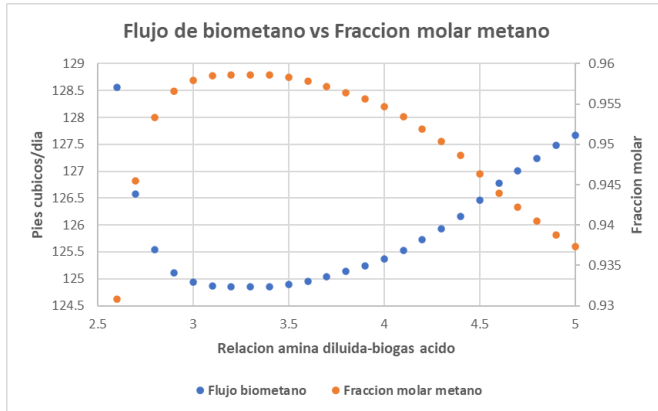
En la figura 41, obtenida de los casos generados por Aspen HYSYS se puede apreciar el flujo y la fracción molar de metano del biometano con respecto a la relación de amina diluida-biogás ácido, a simple vista se puede notar una relación inversamente proporcional entre las dos variables; mientras aumenta el flujo de biometano, disminuye la fracción de metano y viceversa.

Para analizar esta gráfica, es importante definir la composición mínima de metano recomendada para el biometano, que es igual a 93% según la mayoría de autores.

Según la gráfica un escenario considerable es el ubicado entre 4 y 4.5 debido a que se tiene un buen flujo de biometano sin sacrificar la composición de metano. Cualquier valor entre 4 y 4.5 serviría para la simulación, pero el paquete termodinámico ACID GAS de Aspen recomienda acercarse más una relación de 4, razón por la cual se escogió 4.1.

**Figura 41.**

*Flujo de biometano vs fracción molar de metano conforme a la relación de amina diluida*

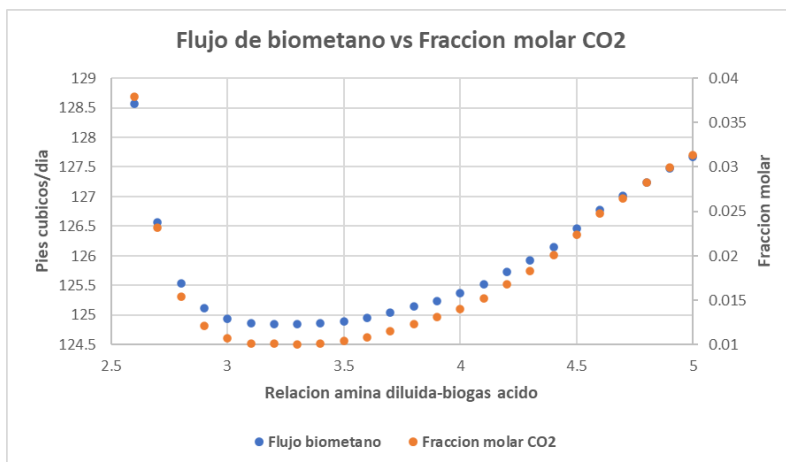


**Nota.** Esta figura representa el comportamiento del flujo del biogás y de la fracción molar de metano conforme a relación de amina diluida. Elaboración propia.

En la figura 42 se puede visualizar una relación directamente proporcional entre la fracción de CO<sub>2</sub> y el flujo de biometano respecto a la relación de amina diluida-biogás ácido y se observa la tendencia de las curvas respecto a la primera gráfica.

**Figura 42.**

*Flujo de biometano vs fracción molar de metano conforme a la relación de amina diluida*



**Nota.** Esta figura representa el comportamiento del flujo del biogás y de la fracción molar de CO<sub>2</sub> conforme a relación de amina diluida. Elaboración propia.

3.2.6.b Caso de estudio relación aire-biometano. En la figura 43 se observa el caso de estudio de la relación de aire-biometano para el turbogas.

**Figura 43.**

*Caso de estudio turbogas*

State	SET-3 - Multiplier	Entrada turbina - Pressure [psia]	Entrada turbina - Temperature [F]	Entrada turbina - Std Ideal Liq Vol Flow [ft3/day]	Extraccion - Temperature [F]	Power disponible - Power [hp]	Turbina - Power [hp]
Case 49	49.00	149.9	1994	2060	1035	228.9	503.9
Case 50	50.00	149.9	1969	2126	1019	233.6	514.0
Case 51	51.00	149.9	1946	2187	1003	237.1	523.0
Case 52	52.00	149.9	1923	2245	987.9	239.8	531.1
Case 53	53.00	149.9	1901	2301	973.2	241.9	538.7
Case 54	54.00	149.9	1880	2355	959.1	243.6	545.8
Case 55	55.00	149.9	1859	2407	945.5	244.9	552.5
Case 56	56.00	149.9	1839	2458	932.3	245.9	559.0
Case 57	57.00	149.9	1820	2509	919.6	246.7	565.2
Case 58	58.00	149.9	1801	2559	907.2	247.4	571.3

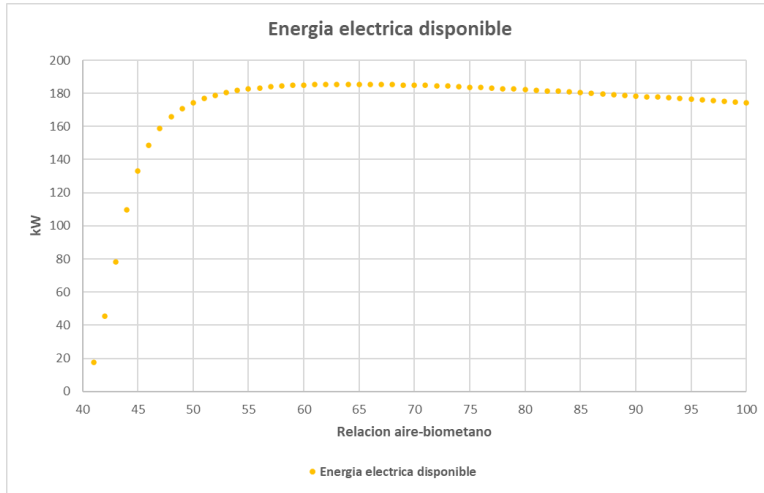
**Nota.** Esta figura representa el caso de estudio de HYSYS de la relación de combustión conforme a la generación de energía eléctrica. Elaboración propia.

El fabricante del turbogas recomienda una relación de combustión entre 60 y 70 para garantizar una combustión completa; según la gráfica el fabricante acierta debido a que los máximos de generación de energía eléctrica disponible del proceso ocurren entre ese rango.

Para fijar una relación, se procedió a calcular los puntos máximos de ese rango y posterior a eso fijar una relación de 67 veces aire con respecto al gas para generación de energía de aproximadamente de 185 kW. La relación de combustión conforme a la energía eléctrica disponible se observa en la figura 44.

**Figura 44.**

*Energía disponible vs relación de combustión*

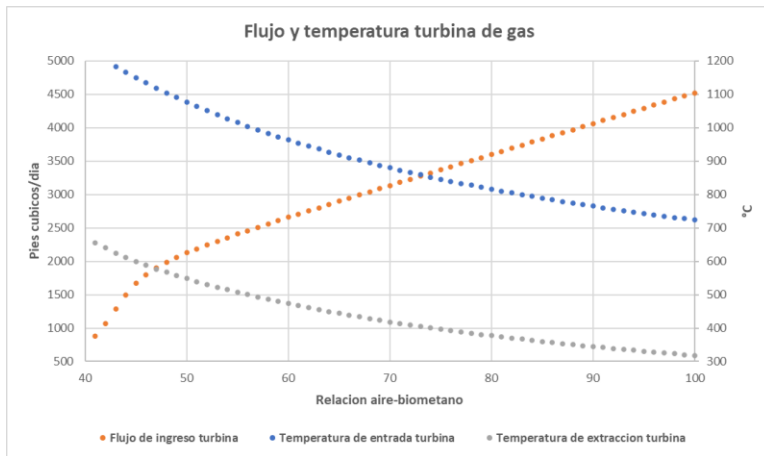


**Nota.** Esta figura representa el comportamiento de la energía disponible conforme a la relación de combustión. Elaboración propia.

Es importante analizar cómo se comporta la temperatura y el flujo dentro de la turbina, es por eso que se procedió a realizar la figura 45 que se muestra a continuación, en la cual se analiza que, a mayor flujo de ingreso, se tendrá un menor diferencial de temperatura, el cual no es recomendable para el funcionamiento de la turbina, razón por la cual también es buen pronóstico fijar la relación en 67.

**Figura 45.**

*Comportamiento de la turbina respecto a la relación de combustión*



**Nota.** Esta figura representa el comportamiento de la turbina conforme a la relación de combustión. Elaboración propia.

### 3.2.7 Valores críticos e hidratos del biometano

En este inciso se hace una recopilación de las características físicas del biometano producido utilizando algunas propiedades que tiene Aspen HYSYS.

Con base en la figura 46 se puede visualizar que el punto crítico se encuentra en (-113,1 °F; 688,1 psia), donde este es el punto final donde coexiste el equilibrio entre la fase líquida y la fase vapor, a temperaturas más altas este gas no tiene la posibilidad de ser licuado, sin importar cuanta presión se le suministre.

#### Figura 46.

##### Valores críticos del biometano

Critical Values	
Two-Phase Critical Temperature	-113.1 F
Two-Phase Critical Pressure	688.1 psia
Three-Phase Critical Temperature	<empty>
Three-Phase Critical Pressure	<empty>

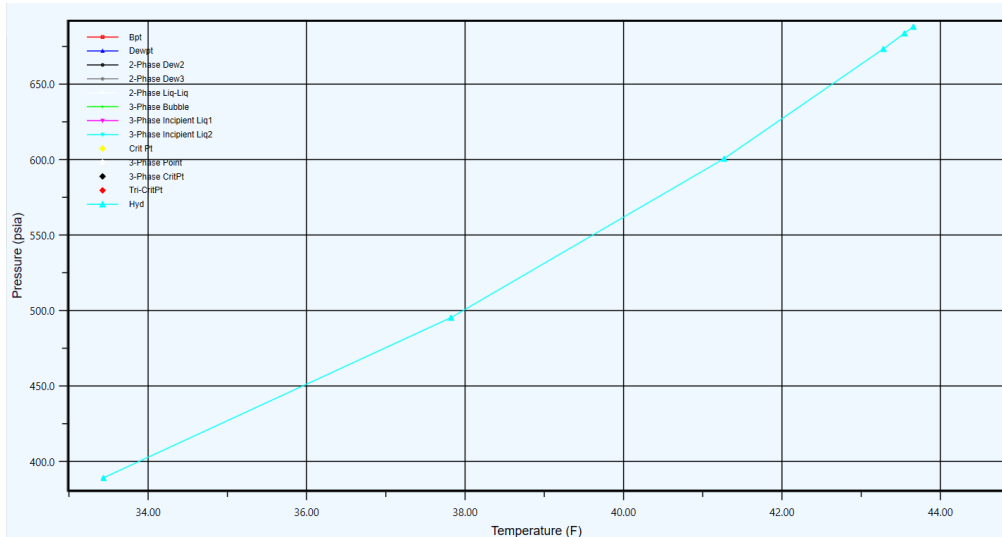
Maxima	
Cricondenthern	-113.0 F
Cricondenbar	688.2 psia

**Nota.** Esta figura representa algunos valores críticos del biometano. Elaboración propia.

La figura 47 muestra la generación de hidratos del biometano, lo cual es un parámetro importante para no generar incrustaciones o algún otro tipo de problemas en los diferentes equipos de proceso, es por eso que se generó la gráfica de hidratos de gas, en la cual se puede analizar que el biometano solamente genera hidratos bajo condiciones muy específicas de presión y temperatura que en el campo Rubiales jamás se presentarían, el gas tendría que estar a una presión mayor a 390 psia y una temperatura menor a 44 °F.

**Figura 47.**

*Formación de hidratos del biometano*



**Nota.** Esta figura representa la gráfica de formación de hidratos (presión vs temperatura). Elaboración propia.

### 3.3 Cogeneración de energía

En este capítulo se mostrarán los resultados para el cálculo del potencial energético del biometano, se detallarán los valores de las variables del balance de energía y se definirá la energía disponible de los dos tipos de cogeneración.

#### 3.3.1 Potencial energético del biometano

Según la metodología prevista, el potencial energético del biometano sería:

$$E_p = LHV \text{ masico} * \text{Flujo másico}$$

$$E_p = \frac{46277,50 \text{ KJ}}{\text{Kg}} * \frac{46,68 \text{ Kg}}{\text{h}} * \frac{1 \text{ h}}{3600 \text{ s}}$$

$$E_p = 600,08 \text{ kW}$$

El potencial energético del biometano es equivalente a 600,08 kW, lo cual significa que es el flujo total energético del biometano, este potencial puede ser utilizado como energía eléctrica o energía térmica, pero cabe aclarar que este proceso de transformación posee pérdidas y la conversión no es igual al 100%. La cantidad de energía aprovechada se detallará en los ítems de cogeneración.

### 3.3.2 Cogeneración de energía con turbogas

Según el balance de energía detallado en el inciso de metodología, se tiene que:

$$Q - W = \Delta U(m)$$

Donde:

$Q = \text{Flujo energetico del biometano para la generacion de energia electrica} = E_e$

$W = \text{Potencia requerida de equipos auxiliares} = W \text{ intercambiadores}$

$\Delta U(m) = \text{Flujo energetico disponible del proceso} = E_d$

Siendo así:

$$E_e - W \text{ intercambiadores} = E_d$$

Desglosando se tiene que:

$$W \text{ intercambiadores} = 0$$

Esto debido a que como se especificó en el capítulo de la simulación, el fluido de servicio de los intercambiadores es agua de enfriamiento y calentamiento local focalizado.

La energía eléctrica generada por el turbogas se puede definir como:

$$E_e = E \text{ turbina} - E \text{ compresores}$$

$$E \text{ turbina} = 463,39 \text{ kW}$$

$$E \text{ compresores} = E \text{ aire} + E \text{ biometano}$$

$$E \text{ compresores} = 271.50 \text{ kW} + 6.52 \text{ kW}$$

Por lo tanto:

$$E_e = 185,37 \text{ kW} = E_d$$

### 3.3.3 Cogeneración de energía con ciclo CHP

Según el balance de energía detallado en el inciso de metodología, se precisa que:

$$Q - W = \Delta U(m)$$

Donde:

$Q = \text{Flujo energetico del biometano para la generacion de energia electrica} = E_e$

$W = \text{Potencia requerida de equipos auxiliares} = W \text{ intercambiadores}$

$\Delta U(m) = \text{Flujo energetico disponible del proceso} = E_d$

Siendo así:

$$E_e - W \text{ intercambiadores} = E_d$$

Desglosando se tiene que:



$$W \text{ intercambiadores} = 0$$

Esto debido a que como se especificó en el capítulo de la simulación, el fluido de servicio de los intercambiadores es agua de enfriamiento y calentamiento local focalizado.

$$Ee = Ep * 0,85 * 0,33$$

Esta ecuación parte de las eficiencias mencionadas del motor de combustión y de un ciclo básico CHP.

$$Ee = 600,08 \text{ kW} * 0,85 * 0,33$$

Por lo tanto:

$$Ee = 168,32 \text{ kW} = Ed$$

### 3.4 Viabilidad económica financiera del proyecto

En este numeral se calculará la inversión del proyecto de acuerdo con la metodología prevista, también se hallarán las utilidades de cada año teniendo en cuenta los ingresos y egresos. Con base en el CAPEX y el OPEX, se calcularán los indicadores económicos VPN y TIR para mirar la viabilidad del proyecto en un periodo de 7 años, que según autores financieros es un tiempo prudente para considerar la viabilidad de una inversión.

#### 3.4.1 CAPEX

Para el cálculo del CAPEX se incluyó el costo de los equipos y la instalación y puesta en marcha del proceso.

3.4.1. a Equipos de proceso. En la tabla 21 se muestra el costo aproximado según proveedores de cada equipo de proceso para el proyecto de cogeneración.

**Tabla 21.**

*Costo de los equipos*

Equipo	Unidades	Valor Total (COP)	
Mezclador	1	\$	60.000.000
Heater	1	\$	3.000.000
Biodigestor	1	\$	6.000.000
Cooler 1	1	\$	43.000.000
Separador flash 1	1	\$	30.000.000
Columna de absorción	1	\$	50.000.000
Cooler 2	1	\$	43.000.000
Separador flash 2	1	\$	30.000.000
Compresor de gas	1	\$	3.700.000
Turbogas	1	\$	145.000.000

<b>Total</b>		\$	413.700.000
--------------	--	----	-------------

**Nota.** En esta tabla se muestra los costos de los diferentes equipos utilizados en la simulación. Elaboración propia.

3.4.1.b Instalación y puesta en marcha. Para este ítem se procedió a contratar a 4 técnicos de construcción durante un periodo estimando de 6 meses, cabe aclarar que a cada uno se le respeta sus condiciones laborales (salario mínimo 2021, auxilio transporte, prestaciones sociales, seguridad social y parafiscales). En la tabla 22 de puede visualizar lo dicho anteriormente.

**Tabla 22.**

*Costos de la instalación y puesta en marcha*

<b>Salario y prestaciones sociales</b>	<b>Técnico de construcción 1</b>	<b>Técnico de construcción 2</b>	<b>Técnico de construcción 3</b>	<b>Técnico de construcción 4</b>
Salario	\$ 908.526	\$ 908.526	\$ 908.526	\$ 908.526
Auxilio de transporte	\$ 106.454	\$ 106.454	\$ 106.454	\$ 106.454
Cesantías	\$ 84.582	\$ 84.582	\$ 84.582	\$ 84.582
Intereses sobre cesantías	\$ 10.150	\$ 10.150	\$ 10.150	\$ 10.150
Primas	\$ 84.582	\$ 84.582	\$ 84.582	\$ 84.582
Vacaciones	\$ 37.855	\$ 37.855	\$ 37.855	\$ 37.855
<b>Aportes a la seguridad social</b>				
Pensiones (AFP)	\$ 109.023	\$ 109.023	\$ 109.023	\$ 109.023
Salud (EPS)	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Riesgos laborales (ARL)	\$ 63.233	\$ 63.233	\$ 63.233	\$ 63.233
<b>Parafiscales</b>				
Caja de compensación familiar	\$ 36.341	\$ 36.341	\$ 36.341	\$ 36.341
ICBF	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
SENA	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Costo mensual (COP)	\$ 1.440.746	\$ 1.440.746	\$ 1.440.746	\$ 1.440.746
<b>Total/6 meses (COP)</b>	<b>\$ 34.577.904</b>			

**Nota.** Esta tabla muestra los costos de la instalación y puesta en marcha de la planta de cogeneración. Elaboración propia.

En la tabla se puede identificar que hay valores de \$0 COP, esto es debido a la exoneración para empleadores de acuerdo con el artículo 65 de la Ley 1819 de 2016, para trabajadores que devenguen menos de 10 SMMLV. Salud, SENA e ICBF quedan en cero pesos para el empleador.

Con base en los gastos de capital en la adquisición de los diferentes equipos y en la instalación y puesta en marcha de la planta para la implementación de un proyecto de cogeneración de energía eléctrica en el Campo Rubiales; la inversión inicial del proyecto o CAPEX en el periodo 0 será equivalente a \$ 448.277.904 COP.

### **3.4.2 OPEX**

Como se mencionó anteriormente se tuvo en cuenta un periodo de 7 años para evaluar el proyecto, es de suma importancia conocer el factor de planta del proceso.

3.4.2.a Factor de planta. El factor de planta en este proyecto se define como la relación entre la energía real producida durante un intervalo de tiempo y la energía teórica generada por la planta si tuviera un factor de 100% durante ese mismo intervalo de tiempo teniendo en cuenta su capacidad o potencia. La ecuación del factor de planta sería la siguiente:

$$\text{Factor de planta} = \frac{\text{Generación de energía real}}{\text{Generación de energía teórica}} * 100$$

Según el simulador Aspen HYSYS la generación de energía real es equivalente a 1.299.865,87 kWh/año, eso quiere decir que la planta eléctrica genera electricidad alrededor de 19 horas por día.

La generación de energía teórica como se mencionó antes va relacionada con la potencia y un factor del 100%; la potencia generada para este inciso financiero hará referencia a la del turbogas (simulación) debido a que es una potencia mayor con respecto al ciclo CHP convencional, según esto:

$$\text{Generación de energía teórica} = \text{potencia generada en kW} * \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}}$$

$$\text{Generación de energía teórica} = 185,37 \text{ kW} * \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}}$$

$$\text{Generación de energía teórica} = 1.623.841,20 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

Teniendo en cuenta lo anterior, el factor de planta de la simulación sería el siguiente:

$$\text{Factor de planta} = \frac{1.299.865,87 \frac{kWh}{año}}{1.623.841,20 \frac{kWh}{año}}$$

$$\text{Factor de planta} = 80,05\%$$

Este factor de planta tiene bastante congruencia porque la disponibilidad de los residuos es permanente y no hay problemas de suministro, las únicas paradas de planta se deben a mantenimientos o estabilidad de parámetros fisicoquímicos para el proceso de digestión anaerobia.

La siguiente tabla muestra los factores de planta típicos de los principales modos de generación de energía.

**Tabla 23.**

*Factores de planta típicos*

Tipo de generación	Factor de planta
Hidroeléctrica	60%
Termoeléctrica	78%
Paneles solares	25%
Parque eólico	25%
Ciclo CHP	60%
Central nuclear	79%
Planta de biogás	82%

**Nota.** Esta tabla representa los factores de planta típicos de las principales fuentes de generación. Tomado de la Unidad de Planeación Minero Energética UPME.

3.4.2.b Ingresos. El propósito de este proyecto es la generación de energía eléctrica, la cual será el ingreso para determinar la utilidad de cada periodo de tiempo. Hay que aclarar que, para definir el costo del kWh, hay que calcular primero el LCOE (costo nivelado de energía).

La tabla 24 tiene en cuenta parámetros importantes para determinar el cálculo de los ingresos por año:

**Tabla 24.** Información de costos de energía eléctrica

<b>Potencia de la planta (kW)</b>	185,37
<b>Generación de la planta (kWh/año)</b>	1.299.865,87
<b>Precio de venta kWh (COP/kWh)</b>	Depende del LCOE y de la

	competitividad de precios
<b>Incremento del precio del kWh por año</b>	5%

**Nota.** Esta tabla muestra los costos de la generación de energía eléctrica en el departamento del Meta. Elaboración propia.

La generación eléctrica se definió por la capacidad de la planta y el factor de la misma, y el incremento del precio del kWh por estadísticas del precio del kWh en Colombia.

3.4.2.c Egresos. Los egresos que se tendrán en cuenta en el presente proyecto, son el salario de los operarios de la planta y el flujo de MEA requerido en la simulación.

Para calcular los ingresos por MEA, es necesario conocer los siguientes parámetros que se muestran en la tabla 25:

**Tabla 25.**

*Costos de la MEA*

<b>Flujo másico de MEA (kg/h)</b>	333,50
<b>Precio MEA al 99,9% (USD/kg)</b>	0.03
<b>Precio MEA (COP/año)</b>	\$ 324.284.004,72
<b>Incremento del precio de la MEA</b>	2%

**Nota.** Esta tabla muestra los costos de la MEA. Elaboración propia.

El flujo masico de MEA se determinó por cálculos del HYSYS, El precio de la MEA por distribuidores al por mayor (> 2.000 toneladas), y el incremento por variaciones en los últimos años del PIB.

Para la parte salarial se incluyó a 6 operarios para controlar los procesos de la planta, cada uno devenga un salario mínimo mensual legal vigente del 2021, con sus respectivas prestaciones sociales, seguridad social y parafiscales, esto se puede visualizar en la tabla 26:

**Tabla 26.**

*Salario y prestaciones sociales*

<b>Salario y prestaciones sociales</b>	<b>Operario</b>
Salario	\$ 908.526
Auxilio de transporte	\$ 106.454
Cesantías	\$ 84.582

Intereses sobre cesantías	\$ 10.150
Primas	\$ 84.582
Vacaciones	\$ 37.855
<b>Aportes a la seguridad social</b>	
Pensiones (AFP)	\$ 109.023
Salud (EPS)	\$ 0
Riesgos laborales (ARL)	\$ 63.233
<b>Parafiscales</b>	
Caja de compensación familiar	\$ 36.341
ICBF	\$ 0
SENA	\$ 0
Costo mensual (COP)	\$ 1.440.746
<b>Total/año (COP)</b>	<b>\$ 17.288.952</b>

**Nota.** Esta tabla muestra el salario y las prestaciones sociales de los colaboradores. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta lo anterior, surge la tabla 27:

**Tabla 27.**

*Costo por operarios*

Número de operarios	6
Salario operario por año (COP/año)	\$ 17.288.952
Salario total (COP/año)	\$ 103.733.712
Incremento salario por año	3.5%

**Nota.** En esta tabla se muestra el costo de los 6 operarios. Elaboración propia.

El incremento del salario mínimo se estableció por el ultimo incremento del año 2021. De acuerdo a lo anterior los egresos totales por año serían los que se muestran en la tabla 28:

**Tabla 28.***Egresos por año del proyecto*

<b>Año</b>	<b>Egresos amina COP</b>	<b>Egresos salarios COP</b>	<b>Egresos totales</b>
1	\$ 324,284,005	\$ 103.733.712	\$ 428.017.717
2	\$ 330,769,685	\$ 107.364.392	\$ 438.134.077
3	\$ 337,385,079	\$ 111.122.146	\$ 448.507.224
4	\$ 344,132,780	\$ 115.011.421	\$ 459.144.201
5	\$ 351,015,436	\$ 119.036.820	\$ 470.052.256
6	\$ 358,035,744	\$ 123.203.109	\$ 481.238.854
7	\$ 365,196,459	\$ 127.515.218	\$ 492.711.677

**Nota.** Esta tabla muestra los egresos por año del proyecto. Elaboración propia.

3.4.2.d Bonos verdes. Los bonos verdes son un instrumento de financiamiento para proyectos verdes, es decir para proyectos relacionados con energías renovables, transporte u otro tipo de proyecto que sea amigable con el medio ambiente. Para hacer el análisis de los bonos verdes es necesario obtener un estudio detallado por una entidad bancaria, debido a eso se plantea un estudio preliminar sobre este tipo de bonos.

Es evidente que el proyecto al utilizar biometano como fuente de generación de energía eléctrica, las emisiones de CO<sub>2</sub> serán mucho menores que al utilizar fuel oil o gas natural, además de esto es un proyecto de economía circular y eficiencia energética, cumple los requisitos para acceder a un bono verde.

De acuerdo a entidades bancarias que financian estos bonos el porcentaje de financiación de un proyecto se enfoca en la inversión inicial, es decir en el CAPEX, su porcentaje de cubrimiento va desde el 40% hasta el 80% de la inversión inicial.

Siendo así en este proyecto se irá por el escenario más desfavorable porque no se sabe con exactitud el grado de financiación del proyecto por una entidad bancaria. Siendo así el banco financiaría un valor de \$179.311.162 COP.

3.4.2.e Costo nivelado de energía LCOE. El LCOE se define como el costo total de una inversión (lifetime cost) dividido por la energía acumulada de esa inversión. En pocas palabras define el costo de producción del kWh. El LCOE matemáticamente hablando es el precio de venta del kWh para lograr un VPN igual a 0 [2]. Siendo así el LCOE se podría expresar de dos maneras:

$$LCOE = \frac{\text{Total lifetime cost}}{\text{Total lifetime output}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Lo que está en la parte superior son los distintos costes de construir y operar la planta; y lo que está en la parte de inferior indica la producción de energía.

I= gastos de inversión

M= costos de operación y mantenimiento

F= costo de combustible

E= generación de energía

r= tasa de interés

t= periodo de tiempo

La otra manera de representa el LCOE es utilizando el valor presente neto, la cual es matemáticamente equivalente a la expresión superior. Para utilizar este método es obligatorio utilizar un programa financiero que permita plantear un valor de venta del kWh de tal forma que planteando un solver el cálculo del VPN de igual a 0 con la siguiente ecuación:

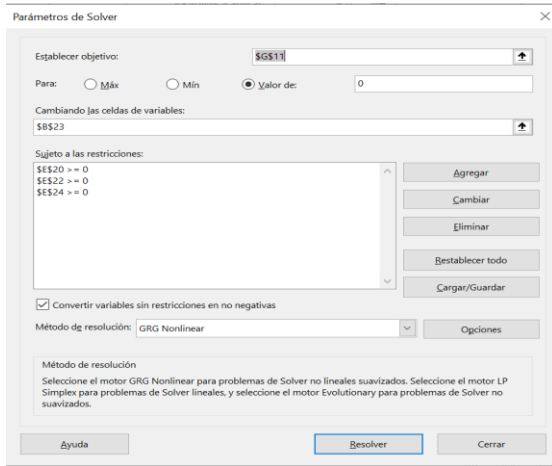
$$-CAPEX + \sum_{j=1}^n \frac{OPEX_j}{(1+i)^j} = 0$$

Para calcular el LCOE se hizo uso del programa Microsoft Excel integrando datos de Aspen HYSYS, se creó una hoja formulada con todo lo relacionado con flujo de caja, después se hizo uso de la herramienta de datos “solver”, se fijó la variable VPN con valor de 0; la variable modificada será el precio del kWh y por último se impusieron restricciones para obtener datos negativos. A continuación, se presenta el uso de la herramienta solver para calcular el LCOE.



**Figura 48.**

### Solver Excel



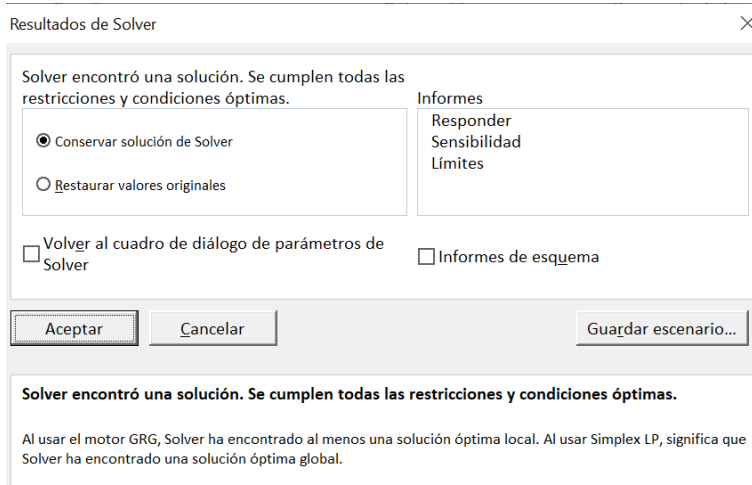
**Nota.** Esta figura representa el uso de solver en Excel para encontrar el LCOE fijando el VPN como 0. Elaboración propia.

En la figura, la celda G11 es la celda que esta formulada con la formula del VPN, la celda B23 es la celda vacía que corresponde al LCOE y las 3 restricciones son parámetros en el flujo de caja que tiene que ser no negativos.

Al seleccionar resolver, el algoritmo resuelve las ecuaciones no lineales del flujo de caja y converge hasta encontré el LCOE, esto se muestra en la siguiente imagen:

**Figura 49.**

### Solución solver



**Nota.** Esta figura muestra la resolución del solver para calcular el LCOE. Elaboración propia.

Con base en la resolución del solver, el valor del LCOE es equivalente a \$344,2072 COP/kWh o aproximándolo en estándares internacionales serian \$9 U.S. cents/ kWh. En la siguiente tabla se hace la comparación de los LCOE de diferentes tipos de energía.

**Tabla 29.**

*LCOE diferentes tecnologías*

<b>Tecnología</b>	<b>LCOE (U.S. cents/kWh)</b>
Proyecto de grado	9
Biogás por digestión anaerobia	6-19
Biogás por gasificación	6-24
Energía geotérmica	5-13
Hidroeléctrica	3-23
Energía del océano	21-28
Energía solar	12-38
Energía eólica onshore	4-16
Energía eólica offshore	15-23

**Nota.** Esta tabla representa los LCOE de distintos tipos de tecnología y lo compara con el LCOE del proyecto. Elaboración propia, con base en REN21.

Como se puede observar en la tabla, la tecnología que menor rango de valor de LCOE tiene es la energía geotérmica; hay otro tipo de energías que tienen un límite superior muy alto, como es el caso de la solar y la mareomotriz y en el caso de este proyecto se puede identificar que el LCOE calculado está dentro del rango de 6 y 19, además de esto es un LCOE muy competitivo con los diferentes tipos de tecnología.

Con el valor del LCOE es posible fijar un precio de venta del kWh teniendo en cuenta la competitividad de precios de la empresa electrificadora del Meta. En el anexo C se puede observar que la empresa según el estrato tiene precios de venta que oscilan entre 300 y 760 COP el kWh; según esto se consideró prudente aumentar en un 4.2% el LCOE para tener un precio competitivo con la industria; con este aumento, el precio de venta del kWh será equivalente a \$359 COP.

En la tabla 30 se ilustra los ingresos generados por la generación de energía eléctrica:

**Tabla 30.**

*Ingresos por la energía eléctrica*

<b>Año</b>	<b>Ingresos COP</b>
1	\$ 466.651.847
2	\$ 489.984.440
3	\$ 514.483.662

4	\$ 540.207.845
5	\$ 567.218.237
6	\$ 595.579.149
7	\$ 625.358.106

**Nota.** Esta tabla muestra los ingresos por año de la generación de energía eléctrica. Elaboración propia.

### 3.4.3 VPN, TIR, IR y PR

Con base en la metodología y utilizando Excel financiero, se procedió a calcular el VPN, la TIR, la relación beneficio costo y el periodo de recuperación para observar la viabilidad del proyecto; para el cálculo del VPN se propuso una tasa interna de oportunidad TIO igual al 10%, valor recomendado por algunos autores y para la TIR, el IR y el PR se utilizar los valores presentes y presentes acumulados de cada año. La tabla 31 indica la inversión inicial, la utilidad en cada año (flujos netos de efectivo), la utilidad convertida a valor presente y el valor acumulado de cada año.

**Tabla 31.**

*Flujo de caja del proyecto*

<b>Año</b>	<b>Utilidad</b>	<b>Valor Presente</b>	<b>Acumulado</b>
0	-\$ 268.966.742	-\$ 268.966.742	-\$ 268.966.742
1	\$ 38.634.131	\$ 35.121.937	-\$ 233.844.805
2	\$ 51.850.363	\$ 42.851.540	-\$ 190.993.266
3	\$ 65.976.438	\$ 49.569.074	-\$ 141.424.192
4	\$ 81.063.644	\$ 55.367.560	-\$ 86.056.632
5	\$ 97.165.981	\$ 60.332.429	-\$ 25.724.203
6	\$ 114.340.295	\$ 64.542.116	\$ 38.817.913
7	\$ 132.646.429	\$ 68.068.592	\$ 106.886.505

**Nota.** Esta tabla muestra el flujo de caja por año del proyecto. Elaboración propia.

Con base en esto, los parámetros económicos calculados a una proyección de 7 años y una TIO igual al 10% serían los siguientes:

**Tabla 32.**

*Parámetros económicos del proyecto*

<b>VPN</b>	\$ 106.886.505 COP
<b>TIR</b>	19,0%
<b>IR</b>	1,40
<b>PR</b>	5,40 años
<b>TIO</b>	10%

<b>Horizonte de planeación</b>	7 años
--------------------------------	--------

**Nota.** Esta tabla muestra los parámetros económicos calculados para el presente proyecto. Elaboración propia.

Como el VPN es mayor que 0, la TIR es mayor que la TIO, el IR es mayor que 1 y el PR es menor a lo planeado, se considera que el proyecto es viable.

### **3.5 Validación del proyecto a partir de la comparación de generación de energía actual usada en el campo**

En este inciso se identificarán los requerimientos energéticos estimados del campo y se especificará el plan de abastecimiento de energía eléctrica para el campo petrolero.

#### **3.5.1 Fuentes de generación del campo y demanda eléctrica**

El campo Rubiales demanda más de 220 MW de potencia para su funcionamiento diario, de la cual, aproximadamente el 60% lo obtiene por autosuficiencia energética (autogeneración) y el restante por la red eléctrica nacional, las fuentes de generación se pueden detallar en la tabla 33:

**Tabla 33.**

*Fuentes de generación del campo*

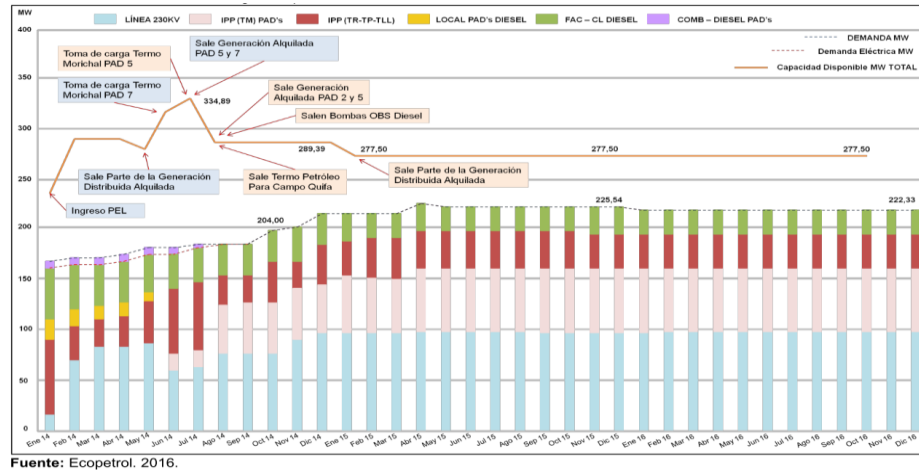
<b>Fuentes</b>	<b>Planeado 2014 (potencia MW)</b>
Termomorichal crudo	47,5
IPP fases I,II,III,IV	52
Generación distribuida fuel oil #4	30
Red Nacional	116
<b>Total</b>	<b>245,5</b>

**Nota.** Esta tabla muestra las fuentes de generación del campo Rubiales. Tomado de: Gallego y Jáuregui en EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE UN TRATAMIENTO TERMO- QUÍMICO PARA LA REDUCCIÓN DE LA FRACCIÓN DE AGUA DE LOS RESIDUOS ACEITOSOS PRODUCIDOS EN LAS FACILIDADES DE CAMPO RUBIALES pp1-133.

La estación Termomorichal crudo es una fuente de autogeneración a partir de crudo rubiales, las IPP son plantas independientes de generación eléctrica que operan con motores de combustión interna alimentados de crudo pesado, la generación distribuida funciona con destilado fuel oil y es una generación a pequeña escala, y por último la red nacional es la red de energía eléctrica que suministra el estado al campo Rubiales.

**Figura 50.**

*Demanda de energía eléctrica*



**Nota.** Esta figura representa la demanda energética del campo Rubiales. Tomado de Gallego y Jáuregui en EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE UN TRATAMIENTO TERMO- QUÍMICO PARA LA REDUCCIÓN DE LA FRACCIÓN DE AGUA DE LOS RESIDUOS ACEITOSOS PRODUCIDOS EN LAS FACILIDADES DE CAMPO RUBIALES pp1-133.

En la figura 50 se observa cómo se distribuye la energía eléctrica del campo rubiales en los años 2014, 2015 y 2016 de acuerdo a su respectiva fuente de generación y se puede concluir que desde el año 2015 se observa una tendencia mayor a 220 MW de requerimientos de potencia.

**3.5.2 Plan de abastecimiento al campo petrolero**

Para realizar un adecuado plan de abastecimiento de energía eléctrica al campo petrolero es necesario conocer qué tipo de cogeneración utilizar (turbogas o CHP), y para eso se escogerá el que mayor capacidad posea; mientras que el turbogas aprovecha el 30,89% de energía del biometano, el CHP aprovecha un 28,05%.

Siendo así el plan de abastecimiento se diseñará con base en la cogeneración con turbogas. Como los requerimientos energéticos del campo son mayores a 220 MW y la potencia no abastece ni el 0,1%, se procedió a incorporar la energía disponible del proceso en la autosuficiencia energética del campamento petrolero del campo Rubiales. Los campamentos petroleros están conformados por containers (casetas utilizadas para hospedaje, recreación, acondicionamiento físico y verificación de algunas operaciones del campo) y algunos de ellos cuentan con casino para garantizar la alimentación de sus colaboradores. En el caso del campo Rubiales no se tiene la información exacta de

cuantos containers halla y si cuente con servicio de casino, pero siendo uno de los campos más importantes del país se asume que cuente con gran cantidad de containers y con servicio de casino.

Con base en esto se procedió a calcular el número de containers que se podría llegar a abastecer de energía eléctrica y el posible abastecimiento de energía al casino del campo petrolero. Para proceder con este cálculo se hizo un supuesto de equipos que consuman energía eléctrica en un container y un casino; una vez se tengan estos datos se puede hacer un plan de abastecimiento para el campamento.

La tabla 34 describe la potencia requerida de algunos equipos utilizados en los containers:

**Tabla 34.**

*Equipos utilizados en containers*

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia kW</b>	<b>Potencia total kW</b>
Lavadora pequeña	1	0,75	0,75
Estufa pequeña	1	1	1
Bombillo ahorrador	3	0,015	0,045
Nevera pequeña	1	0,18	0,18
Ducha eléctrica	1	1,5	1,5
Cafetera	1	0,9	0,9
TV 20"	1	0,075	0,075
Microondas	1	0,6	0,6
Equipo de sonido	1	0,15	0,15
Computador	1	0,14	0,14
Portátil	1	0,12	0,12
Videojuego	1	0,036	0,036
Radio	1	0,01	0,01
Reloj	1	0,02	0,02
Ventilador	2	0,02	0,04
Cargador	3	0,012	0,036
-	-	Sumatoria	5,60

**Nota.** Esta tabla representa los equipos más utilizados en containers petroleros con su respectiva potencia. Elaboración propia.

Con esta tabla se puede deducir que la potencia requerida por container es equivalente a 5,60 kW.

En la tabla 35 se puede denotar la potencia requerida de equipos utilizados en un casino petrolero:

**Tabla 35.***Equipos de casino*

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia</b>	<b>Potencia total</b>
Estufa-horno industrial	1	61,54	61,54
Bombillo ahorrador	10	0,015	0,15
Aire acondicionado	2	3,52	7,04
Microondas	3	0,6	1,80
Congelador industrial	1	1,3	1,30
Refrigerador industrial	1	1,3	1,30
Parrilla-plancha industrial	1	10,70	10,70
Licuada	3	0,4	1,20
Batidora	3	0,2	0,6
Cafetera	3	0,9	2,7
-	-	Total	88,33

**Nota.** Esta tabla muestra los equipos utilizados en un casino petrolero con su respectivo gasto energético. Elaboración propia.

La potencia eléctrica promedio para el funcionamiento de un casino para un campo petrolero es igual a 88,33 kW.

Asumiendo que el campo Rubiales cuenta con un solo casino, la potencia eléctrica restante sería:

$$185,37 \text{ kW} - 88,33 \text{ kW} = 97,04 \text{ kW}$$

Con los 97,04 kW de energía eléctrica restantes se puede calcular el número de container que pueden proveer de energía eléctrica con la siguiente ecuación:

$$\frac{97,04 \text{ kW}}{5,60 \text{ kW/container}} = 17 \text{ containers}$$

Según lo descrito anteriormente con el plan de cogeneración con turbogas se puede abastecer en el campo petrolero de estudio alrededor de 17 containers y un casino, la mayoría de los campos petroleros en Colombia cuentan entre 10-20 containers y algunos de ellos tienen un casino, por lo cual con este plan de cogeneración se podría abastecer un campamento petrolero en su totalidad.

Según lo descrito con la generación y requerimientos de energía actual del campo; el campo Rubiales cuenta con 4 fuentes de generación de energía eléctrica; con el abastecimiento de energía eléctrica al campamento petrolero, el cual es el objetivo del

presente trabajo de grado, se propone utilizar esta cogeneración como un complemento a estas 4 fuentes de generación.



#### 4. CONCLUSIONES

La biomasa empleada para el proceso de digestión anaerobia es una mezcla de FVW y cascarilla de arroz con una proporción másica de 90% FVW y 10% cascarilla de arroz debido a la disponibilidad de los residuos. La caracterización de la mezcla teniendo en cuenta el porcentaje en base seca es igual a 79% de carbohidratos, lo cual la hace una fuente potencial para la producción de biogás debido al gran material lignocelulósico que posee.

La simulación en Aspen HYSYS mostró una producción de biogás equivalente a 211,1 ft<sup>3</sup>/día con una composición molar de 0,57 metano y 0.40 dióxido de carbono, y una producción de biometano de 125.5 ft<sup>3</sup>/día con una composición molar de 0.95 de metano y 0.015 de dióxido de carbono, esto quiero decir que el upgrading realizado con absorción química de MEA diluida logro un aumento de 69% del contenido de metano y una reducción de 96% del contenido de dióxido de carbono.

El presente proyecto contemplo 2 tipos de cogeneración: cogeneración por turbogas (simulación) y cogeneración ciclo CHP (artículos científicos); donde el más eficiente resulto ser el primero debido a que aprovecha el 30,89% de la energía total del biometano (600,08 kW) mientras que el otro tipo de cogeneración aprovecha un 28,05%. El factor de planta de la simulación de turbogas es igual 80,05%, lo cual quiere decir que su generación de energía es equivalente a 1.299.865.87 kWh/año.

El proyecto de cogeneración por turbogas resulta viable en un horizonte de planeación de 7 años y una TIO igual a 10% dado que el VPN es igual a \$ 106.886.505 COP, la TIR es equivalente a 19%, el IR equivale a 1,40 y el periodo recuperación del proyecto se da en 5,40 años; además de esto el LCOE es competitivo con otro tipo de tecnologías con un valor de \$ 9 U.S. cents/kWh.

La potencia producida por el turbogas abastece en su totalidad a un campamento petrolero de tamaño promedio (17 containers y 1 casino), donde cada container demanda alrededor de 5,60 kW y el casino completo en promedio demanda 88,33 kW.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] UPME, “Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014,” *Minist. Minas y Energ.*, p. 28, 2014.
- [2] UPME, *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. 2015.
- [3] IEA, “Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth. World Energy Outlook Special Report.,” p. 93, 2020.
- [4] “May 2014,” *TAPPI J.*, vol. 13, no. 5, 2014, doi: 10.32964/tj13.5.
- [5] A. Tilche and M. Galatola, “The potential of bio-methane as bio-fuel/bio-energy for reducing greenhouse gas emissions: A qualitative assessment for Europe in a life cycle perspective,” *Water Sci. Technol.*, vol. 57, no. 11, pp. 1683–1692, 2008, doi: 10.2166/wst.2008.039.
- [6] Aponte and Vélez “Evaluación técnica y financiera del uso de un biorreactor anaerobio para el tratamiento de los residuos sólidos orgánicos generados en campo Rubiales como modelo de estandarización”, pp- 1-137, 2019.
- [7] Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), “Cuenca Llanos Orientales. Estudio Integrado - Crudos Pesados,” p. 10, 2012.
- [8] S. Fukuhara, *A basis for the space of modular forms*, vol. 151, no. 4. 2012.
- [9] V. K. Sharma, C. Testa, and G. Castelluccio, “Anaerobic treatment of semi-solid organic waste,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 40, no. 4, pp. 369–384, 1999, doi: 10.1016/S0196-8904(98)00128-9.
- [10] J. N. Meegoda, B. Li, K. Patel, and L. B. Wang, “A review of the processes, parameters, and optimization of anaerobic digestion,” *Int. J. Environ. Res. Public Health*, vol. 15, no. 10, 2018, doi: 10.3390/ijerph15102224.
- [11] S. P. Singh and P. Prerna, “Review of recent advances in anaerobic packed-bed biogas reactors,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 6–7, pp. 1569–1575, 2009, doi: 10.1016/j.rser.2008.08.006.
- [12] A. Anukam, A. Mohammadi, M. Naqvi, and K. Granström, “A Review of the Chemistry of Anaerobic Digestion: Methods of Accelerating and Optimizing Process Efficiency,” *Processes*, vol. 7, no. 8, p. 504, 2019, doi: 10.3390/pr7080504.
- [13] M. Montes, “Estudio técnico-económico de la digestión anaerobia conjunta de la

- fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos y lodos de depuradora para la obtención de biogás,” p. 287, 2008.
- [14] S. Edition, *[Myer\_Kutz]\_Handbook\_of\_farm,\_dairy,\_and\_food\_mach(b-ok.xyz)*. .
- [15] R. S. Wolfe, *Techniques for cultivating methanogens*, 1st ed., vol. 494. Elsevier Inc., 2011.
- [16] FAO, MINENERGIA, PNUD, and GEF, “Manual del Biogás,” *Proy. CHI/00/G32*, p. 120, 2011, doi: 10.1073/pnas.0703993104.
- [17] M. S. Kim, D. H. Kim, and Y. M. Yun, “Effect of operation temperature on anaerobic digestion of food waste: Performance and microbial analysis,” *Fuel*, vol. 209, no. August, pp. 598–605, 2017, doi: 10.1016/j.fuel.2017.08.033.
- [18] M. Osorio and J. Segura, “Digestión Anaerobia,” *Livest. Res. Rural Dev.*, pp. 1–10, 2013.
- [19] S. Jayaraj, B. Deepanraj, and V. Sivasubramanian, “STUDY ON THE EFFECT OF pH ON BIOGAS PRODUCTION FROM FOOD,” no. May, pp. 799–805, 2012.
- [20] P. C. Suryawanshi, A. B. Chaudhari, and R. M. Kothari, “Mesophilic anaerobic digestion: First option for waste treatment in tropical regions,” *Crit. Rev. Biotechnol.*, vol. 30, no. 4, pp. 259–282, 2010, doi: 10.3109/07388551.2010.487047.
- [21] D. J. Lee, P. C. Hallenbeck, H. H. Ngo, V. Jegatheesan, and A. Pandey, *Current Developments in Biotechnology and Bioengineering: Biological Treatment of Industrial Effluents*. 2016.
- [22] J. Navas and J. Peña, “Desarrollo de una propuesta para la producción de biogás en un reactor anaerobio de lecho estructurado (ASTBR) para la Vereda Calderón, Puerto Boyacá,” pp. 1–154, 2020.
- [23] E. Campos, S. Agua, and X. Flotats, *Cap . 9 . Procesos biológicos : La digestión anaerobia y el compostaje*, no. January 2004. 2018.
- [24] Jaramillo and Tamallo " Evaluación de la producción de biogás a partir de lodos residuales recolectados de una PTAR, en un reactor de la Pontificia Universidad Javeriana",pp- 1-116,2019.
- [25] E. Ryckebosch, M. Drouillon, and H. Vervaeren, “Techniques for transformation of biogas to biomethane,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, no. 5, pp. 1633–1645, 2011, doi: 10.1016/j.biombioe.2011.02.033.

- [26] D. Hidalgo, "Producción De Biometano," p. 50, 2019.
- [27] C. Fullana Belda and E. Urquía Grande, "Los modelos de simulación: Una herramienta multidisciplinar de investigación," pp. 1–11, 2009.
- [28] A. Hysys, D. Atmos, and D. E. C. Petrolífero, "5.- Aspen Hysys. Dest. Atmos. De Crudo Petrolífero.," pp. 37–78.
- [29] Unidad de Planeación Minero Energética. Ministerio de Minas y Energía. Colombia., *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia Integración de las energías en Colombia*. 2012.
- [30] "upme 002 cogeneracion.PDF." .
- [31] IDAE, *Producción eléctrica y cogeneración*. 2007.
- [32] S. A. Rolls Royce Marine España, "Motores de combustión interna de cogeneración.," *Guía la Cogeneración*, pp. 57–66, 2010.
- [33] I. Sutton, *Process risk and reliability management: Second edition*. 2014.
- [34] T. Edwiges *et al.*, "Influence of chemical composition on biochemical methane potential of fruit and vegetable waste," *Waste Manag.*, vol. 71, pp. 618–625, 2018, doi: 10.1016/j.wasman.2017.05.030.
- [35] R. Seswoya, A. S. Fen, L. K. Yang, and S. M. Sulaiman, "Performance of anaerobic digestion of fruit and vegetable waste (FVW)," *AIP Conf. Proc.*, vol. 2157, no. September, 2019, doi: 10.1063/1.5126561.
- [36] M. A. Hernández-Shek, L. S. Cadavid-Rodríguez, I. V. Bolaños, and A. C. Agudelo-Henao, "Recovering biomethane and nutrients from anaerobic digestion of water hyacinth (*Eichhornia crassipes*) and its co-digestion with fruit and vegetable waste," *Water Sci. Technol.*, vol. 73, no. 2, pp. 355–361, 2016, doi: 10.2166/wst.2015.501.
- [37] R. Ganesh, M. Torrijos, P. Sousbie, A. Lugardon, J. P. Steyer, and J. P. Delgenes, "Effect of increasing proportions of lignocellulosic cosubstrate on the single-phase and two-phase digestion of readily biodegradable substrate," *Biomass and Bioenergy*, vol. 80, pp. 243–251, 2015, doi: 10.1016/j.biombioe.2015.05.019.
- [38] L. Alibardi and R. Cossu, "Effects of carbohydrate, protein and lipid content of organic waste on hydrogen production and fermentation products," *Waste Manag.*, vol. 47, pp. 69–77, 2016, doi: 10.1016/j.wasman.2015.07.049.
- [39] K. Komemoto, Y. G. Lim, N. Nagao, Y. Onoue, C. Niwa, and T. Toda, "Effect of

- temperature on VFA's and biogas production in anaerobic solubilization of food waste," *Waste Manag.*, vol. 29, no. 12, pp. 2950–2955, 2009, doi: 10.1016/j.wasman.2009.07.011.
- [40] G. Chur Pérez, "Evaluación del uso de la cascarilla de arroz como agregado orgánico en morteros de mampostería," p. 97, 2010.
- [41] Federación Nacional de Arroceros, *IV Censo Nacional Arroceros 2016 - Zona Llanos*. 2017.
- [42] H. H. A. Matin and Hadiyanto, "Biogas Production from Rice Husk Waste by using Solid State Anaerobic Digestion (SSAD) Method," *E3S Web Conf.*, vol. 31, 2018, doi: 10.1051/e3sconf/20183102007.
- [43] N. Johar, I. Ahmad, and A. Dufresne, "Extraction, preparation and characterization of cellulose fibres and nanocrystals from rice husk," *Ind. Crops Prod.*, vol. 37, no. 1, pp. 93–99, 2012, doi: 10.1016/j.indcrop.2011.12.016.
- [44] C. D. E. Arroz, I. Mecánico, and M. Sc, "Análisis comparativo de las características fisicoquímicas de la cascarilla de arroz," *Sci. Tech.*, no. 37, p. 6, 2007.
- [45] H. H. A. Matin and H. Hadiyanto, "Optimization of biogas production from rice husk waste by solid state anaerobic digestion (SSAD) using response surface methodology," *J. Environ. Sci. Technol.*, vol. 11, no. 3, pp. 147–156, 2018, doi: 10.3923/jest.2018.147.156.
- [46] J. Vargas, P. Alvarado, J. Vega Baudrit, and M. Porras, "Caracterización del subproducto cascarilla de arroz en búsqueda de posibles aplicaciones como materia prima en procesos," *Rev. Científica*, vol. 23, no. 1, pp. 87–102, 2013.
- [47] O. H. Laguna, "Simulación mediante ASPEN PLUS de la modificación de la composición CH<sub>4</sub> / CO<sub>2</sub> / H<sub>2</sub>O para el reformado de biogas," no. June, 2014.
- [48] K. Rajendran, H. R. Kankanala, M. Lundin, and M. J. Taherzadeh, "A novel process simulation model (PSM) for anaerobic digestion using Aspen Plus," *Bioresour. Technol.*, vol. 168, pp. 7–13, 2014, doi: 10.1016/j.biortech.2014.01.051.
- [49] E. León and M. Martín, "Optimal production of power in a combined cycle from manure based biogas," *Energy Convers. Manag.*, vol. 114, pp. 89–99, 2016, doi: 10.1016/j.enconman.2016.02.002.
- [50] G. Sepúlveda, L. E. Jaimes, L. Pacheco, and C. A. Díaz, "Simulation of a biogas

- cleaning process using different amines,” *Rev. Fac. Ing.*, vol. 27, no. 47, pp. 51–60, 2018, doi: 10.19053/01211129.v27.n47.2018.7751.
- [51] B. Morero and E. A. Campanella, “Simulación del proceso de absorción química con soluciones de aminas para la purificación biogás,” *Inf. Tecnol.*, vol. 24, no. 1, pp. 25–32, 2013, doi: 10.4067/S0718-07642013000100004.
- [52] M. B. K. Suhan, S. B. Shuchi, M. R. A. R. Abir, and R. Hasan, “Innovative Multi-Stage Anaerobic Modelling of a 10 MW Biogas Plant Using Aspen HYSYS,” *Int. Conf. Pet. Eng. 2019*, no. April 2020, pp. 0–17, 2019.
- [53] R. K. Balaji, K. P. Rajan, and U. B. R. Ragula, “Modeling & optimization of renewable hydrogen production from biomass via anaerobic digestion & dry reformation,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 36, pp. 18226–18240, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.08.209.
- [54] M. Farooq, A. H. Bell, M. N. Almustapha, and J. M. Andresen, “Bio-methane from an-aerobic digestion using activated carbon adsorption,” *Anaerobe*, vol. 46, pp. 33–40, 2017, doi: 10.1016/j.anaerobe.2017.05.003.
- [55] V. D. Suárez-Chernov, I. López-Díaz, and M. Álvarez-González, “Estimación De La Producción De Biogás a Partir De Un Modelo De Simulación De Procesos,” *Cent. Azúcar*, vol. 46, no. 1, pp. 73–85, 2019.
- [56] H. Al-Rubaye, S. Karambelkar, M. M. Shivashankaraiah, and J. D. Smith, “Process Simulation of Two-Stage Anaerobic Digestion for Methane Production,” *Biofuels*, vol. 10, no. 2, pp. 181–191, 2019, doi: 10.1080/17597269.2017.1309854.
- [57] S. T. A. Elfattah, Y. A. Eldrainy, and A. Attia, “Upgrade Egyptian biogas to meet the natural gas network quality standard,” *Alexandria Eng. J.*, vol. 55, no. 3, pp. 2279–2283, 2016, doi: 10.1016/j.aej.2016.05.015.
- [58] M. Hernández and H. Luna, “Desarrollo de un modulo para la simulación de digestores anaerobios acoplado al simulador hysys 3.1,” no. December, p. 103, 2004.
- [59] R. S. Peris, “Biogas Process Simulation using Aspen Plus,” *Dep. Chem. Eng. Biotechnol. Environ. Technol. Syddansk Univ.*, pp. 1–88, 2011.
- [60] Z. Liu and I. A. Karimi, “Simulating combined cycle gas turbine power plants in Aspen HYSYS,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 171, no. February, pp. 1213–1225,

- 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.06.049.
- [61] Solar Turbines, "Centaur 40," pp. 1–2, 2020.
- [62] Z. Liu and I. A. Karimi, "Simulation of a combined cycle gas turbine power plant in Aspen HYSYS," *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 3620–3625, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.901.
- [63] S. K. Mondal, M. R. Uddin, S. Majumder, and J. Pokhrel, "HYSYS Simulation of Chemical Process Equipments," *Chem. Eng. Process.*, no. SEPTEMBER 2015, pp. 1–7, 2015, doi: 10.13140/RG.2.1.4186.9289.
- [64] "Escuela politécnica nacional," 2011.
- [65] R. Cano, S. I. Pérez-Elvira, and F. Fdz-Polanco, "Energy feasibility study of sludge pretreatments: A review," *Appl. Energy*, vol. 149, pp. 176–185, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.03.132.
- [66] O. P. Reference, "A dictionary of chemical engineering," *Choice Rev. Online*, vol. 52, no. 01, pp. 52-0031-52–0031, 2014, doi: 10.5860/choice.52-0031.
- [67] R. Delgado, J. G. Rosas, N. Gómez, O. Martínez, M. E. Sanchez, and J. Cara, "Energy valorisation of crude glycerol and corn straw by means of slow co-pyrolysis: Production and characterisation of gas, char and bio-oil," *Fuel*, vol. 112, pp. 31–37, 2013, doi: 10.1016/j.fuel.2013.05.005.
- [68] S. Hu, X. Luo, C. Wan, and Y. Li, "Characterization of crude glycerol from biodiesel plants," *J. Agric. Food Chem.*, vol. 60, no. 23, pp. 5915–5921, 2012, doi: 10.1021/jf3008629.
- [69] C. A. G. Quispe, C. J. R. Coronado, and J. A. Carvalho, "Glycerol: Production, consumption, prices, characterization and new trends in combustion," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, pp. 475–493, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.06.017.
- [70] E. C. Carlson, "Don ' t Gamble With Physical Properties," no. October, pp. 35–46, 1996.

## GLOSARIO

**Alimento:** es la mezcla líquida que entra al biodigestor la cual contiene una alta cantidad de materia orgánica.

**Biogás:** es un biocombustible gaseoso, obtenido a partir del proceso bioquímico de la digestión anaerobia, está compuesto principalmente de metano ( $\text{CH}_4$ ), y de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ).

**Biomasa:** es la cantidad total de materia orgánica en forma de microorganismos vivos, según una unidad de volumen y un tiempo t.

**Biodigestor:** es el equipo de proceso en el cual ocurren las reacciones de la digestión anaerobia, en este se genera el cultivo de microorganismos con la capacidad de degradar la materia orgánica, este equipo se debe operar a condiciones óptimas para el crecimiento microbiano, y de esta forma obtener un biogás de primera calidad.

**Cogeneración:** es un procedimiento de conversión de energía que busca mejorar la calidad de la energía producida a partir de un combustible

**Compresor:** equipo de proceso cuya función principal es aumentar la presión de la corriente de entrada.

**Digestión anaerobia:** proceso bioquímico para la degradación de material orgánico en ausencia de oxígeno.

**Efluente:** es la corriente de salida de un equipo de proceso.

**Generador:** equipo acoplado a una turbina de vapor o de gas el cual se encarga de transformar la energía mecánica en energía eléctrica.

**Metano:** es el hidrocarburo más ordinario, con fórmula molecular ( $\text{CH}_4$ ), y el principal componente del gas natural y el biogás.



**Poder calorífico inferior:** es la cantidad de calor desprendido de una unidad de masa de combustible por unidad de volumen, masa o moles sin contar el calor latente del vapor de agua generado por la combustión.

**Potencia:** es la cantidad de trabajo efectuado por unidad de tiempo.

**Residuos orgánicos:** son desechos biodegradables, se producen a partir de muchas fuentes, como desechos agrícolas, desechos de mercado, desechos de cocina, desechos de alimentos sólidos urbanos y desechos sólidos urbanos.

**Simulador:** software numérico que predice comportamiento de procesos acercándose a la realidad.

**Turbina:** equipo de proceso que expande la corriente de entrada, disminuyéndole su presión y aprovechando su energía térmica para transformarla en energía mecánica.

# **ANEXOS**

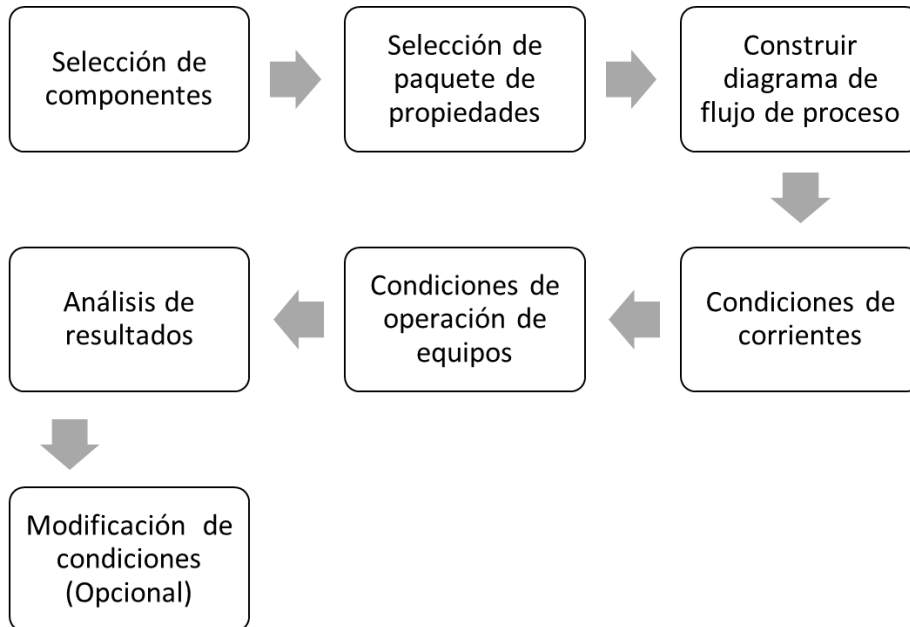
## ANEXO 1

### SIMULADOR ASPEN HYSYS V9

Para realizar la simulación del presente proyecto se hizo uso de Aspen HYSYS, específicamente la versión V9. Para el manejo del software es fundamental seguir los pasos que se visualizan en la figura 51:

**Figura 51.**

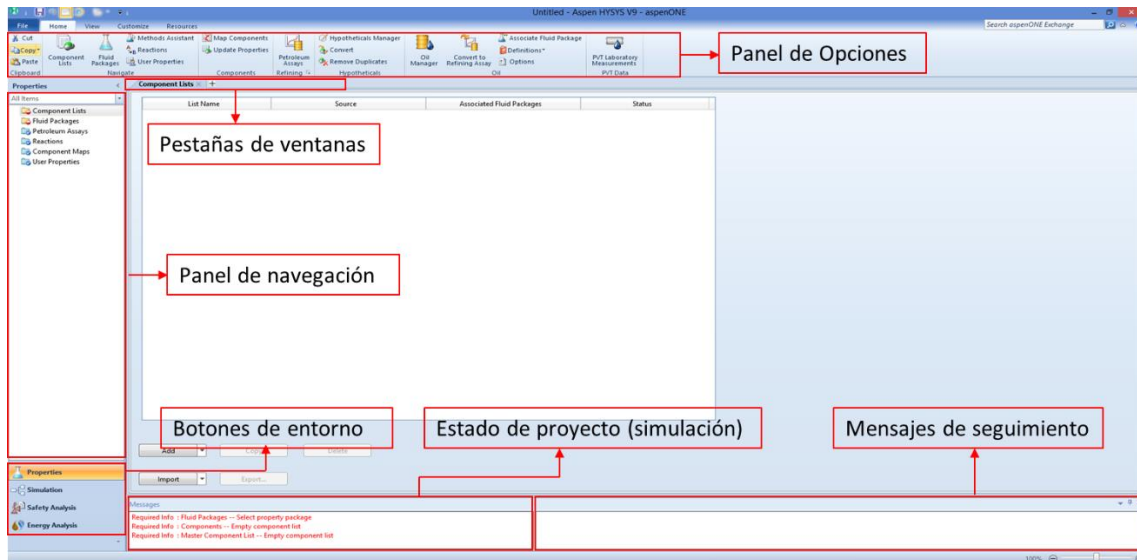
*Pasos para simular en HYSYS*



**Nota.** Esta figura representa el paso a paso para realizar una simulación en HYSYS. Tomado de: Semillero exergía María Telkes, ingeniero químico Santiago Céspedes, 2021.

La pantalla principal de HYSYS y las pestañas y paneles principales se pueden apreciar en la figura 52:

**Figura 52.**  
*Interfaz HYSYS*



**Nota.** Esta figura representa la pantalla principal y ventanas auxiliares de HYSYS. Tomado de: Semillero exergía Maria Telkes, ingeniero químico Santiago Céspedes, 2021.

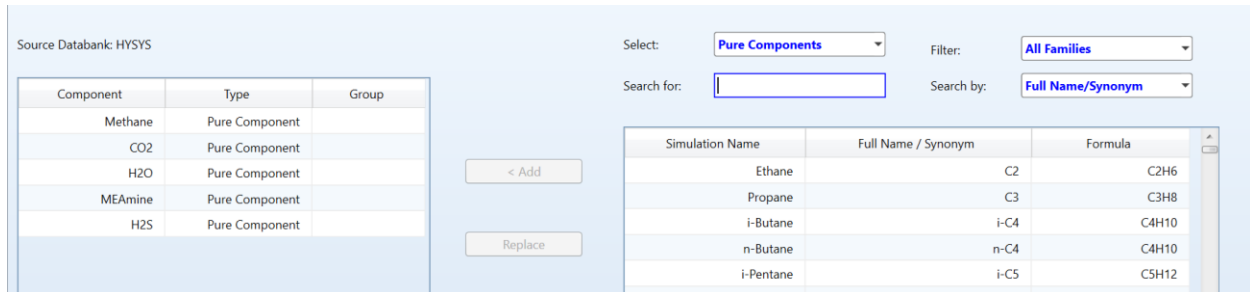
Con base en el diagrama de flujo:

1. Para la selección de componentes es fundamental conocer la composición del biogás producido y de la biomasa utilizada para producir el mismo. En el caso de la biomasa, la composición se conoce previamente en el primer capítulo del presente documento, y teniendo en cuenta la gran variedad de componentes puros que maneja HYSYS, se procedió a representarlo mediante el glicerol; compuesto químico que se adapta muy bien a la composición previamente mencionada. Los artículos científicos que se tomaron en cuenta para estudiar el glicerol son los siguientes: [67]–[69] y con ellos se demuestra que su composición a base de carbohidratos, lípidos, proteínas, entre otros es prácticamente la misma y simula con mucha precisión la biomasa de FVW y cascarilla de arroz.

Para el biogás producido se hizo necesario insertar componentes como  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2O$ , entre otros compuestos, la interfaz de selección de componente se puede detallar la figura 53:

**Figura 53.**

*Selección de componentes*

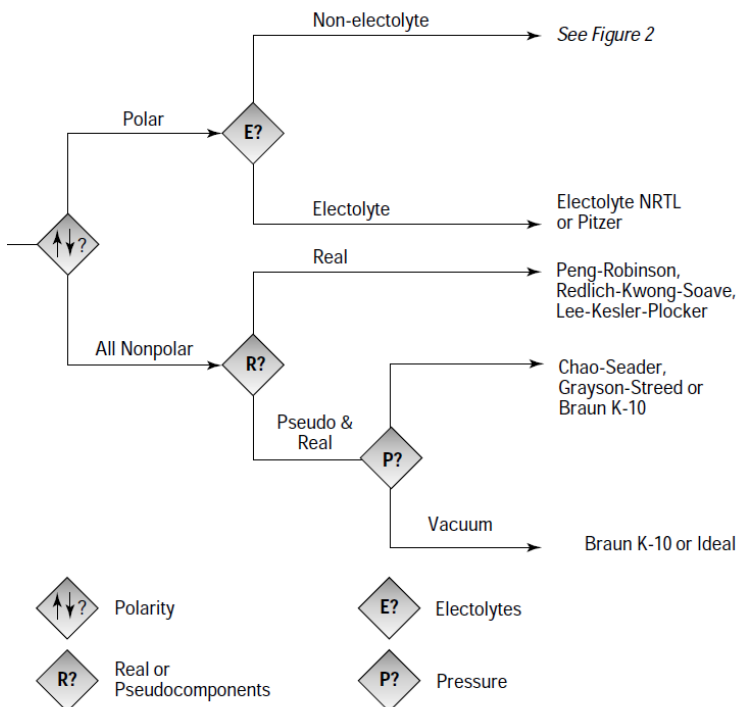


**Nota.** Esta figura representa la selección de componentes del segundo paquete termodinámico. Elaboración propia.

2. En la simulación se escogieron 2 paquetes termodinámicos teniendo en cuenta el artículo [70]. En él se detalla un diagrama de árbol con una ruta de decisión como se muestra en las figuras 54,55 y 56.

**Figura 54.**

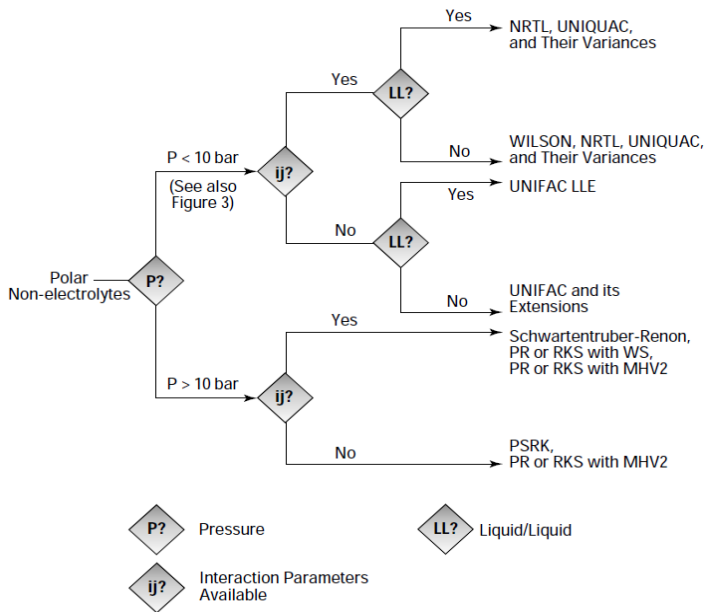
*Selección de paquete termodinámico*



**Nota.** Esta figura representa la manera de seleccionar un paquete termodinámico. Tomado de: E. C. Carlson, "Don't Gamble With Physical Properties," no. October, pp. 35–46, 1996.

**Figura 55.**

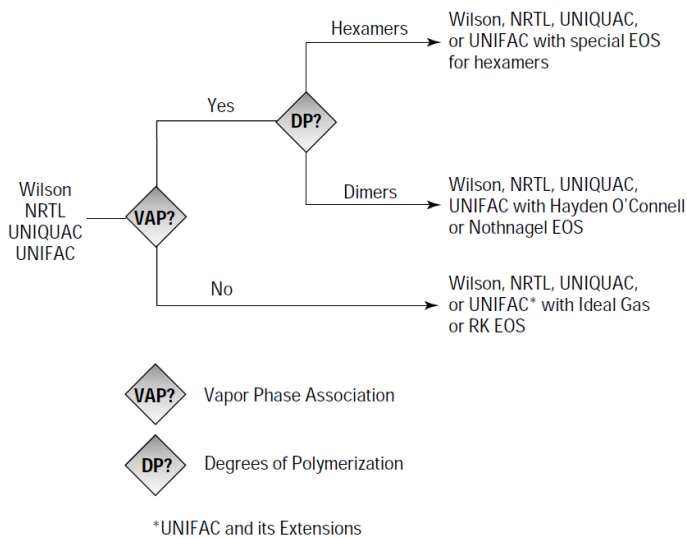
*Selección de paquete termodinámico*



**Nota.** Esta figura representa la manera de seleccionar un paquete termodinámico. Tomado de: E. C. Carlson, "Don't Gamble With Physical Properties," no. October, pp. 35–46, 1996.

**Figura 56.**

*Selección de paquete termodinámico*



**Nota.** Esta figura representa la manera de seleccionar un paquete termodinámico. Tomado de: E. C. Carlson, "Don't Gamble With Physical Properties," no. October, pp. 35–46, 1996.

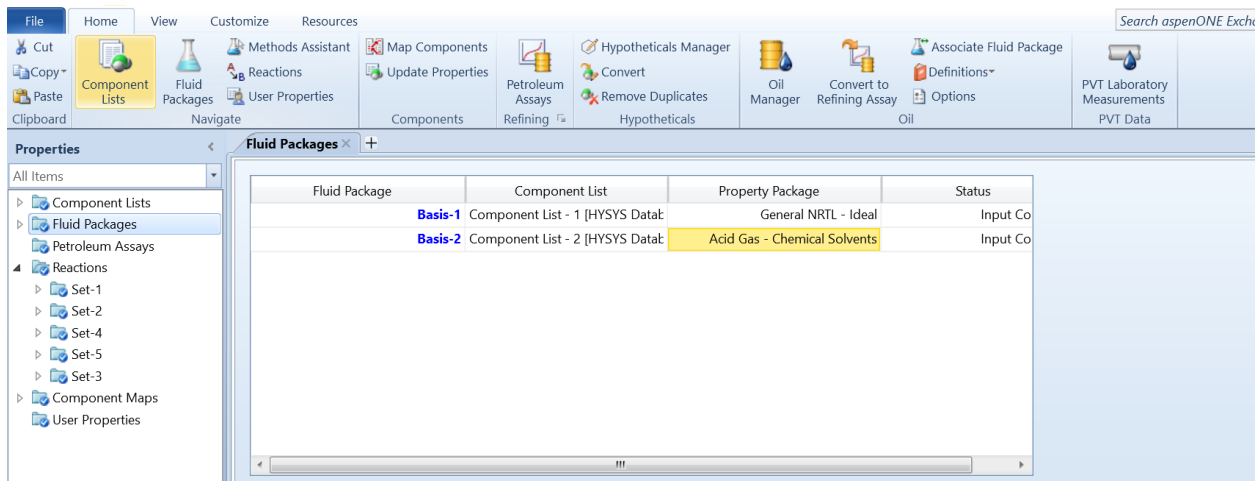
Para el proceso de producción de biogás se eligió el paquete termodinámico NRTL, dado que la mezcla al tener gran contenido de agua se comporta como polar y la presión del proceso es inferior a los 10 bares.

En el caso del upgrading del biogás a biometano; la versión 9 de HYSYS tiene incorporada un paquete termodinámico para tratar los gases ácidos con solventes químicos, el nombre de este paquete es “Acid Gas- Chemical Solvents”.

La inserción de estos paquetes a la simulación se muestra en la figura 57:

**Figura 57.**

### Sección paquete termodinámico



**Nota.** En esta figura se representa la inserción de los 2 paquetes termodinámicos. Elaboración propia.

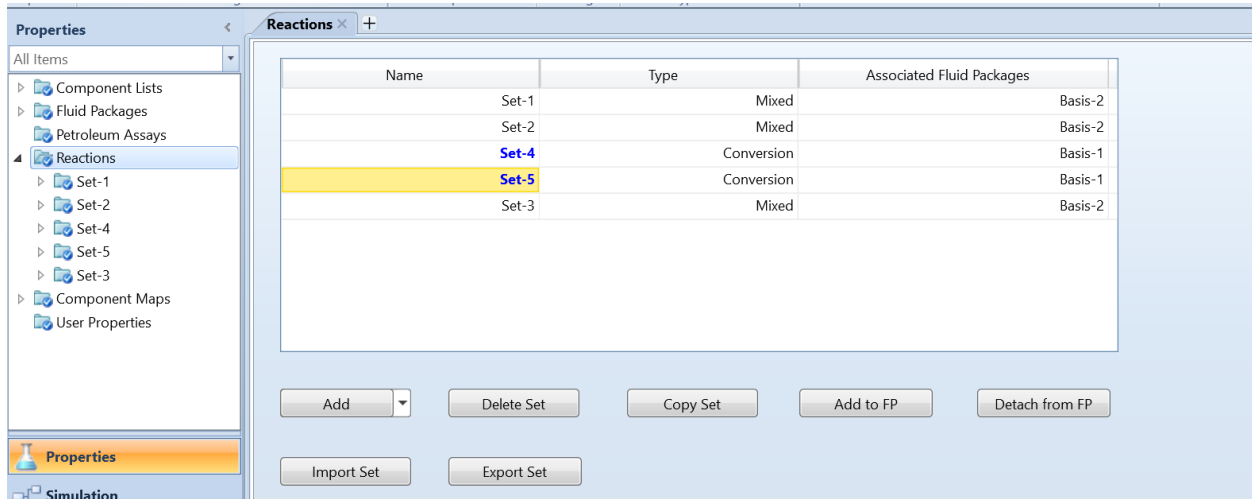
3. El próximo paso es construir un PFD, este diagrama se puede visualizar en la metodología del segundo capítulo.

4. La condición de las corrientes de proceso se pueden detallar en los resultados del segundo capítulo del trabajo de grado.

5. En la condición de los equipos de operación nos vamos a referir a las principales reacciones de la simulación (digestión anaerobia, absorción química con aminas y combustión). En total se manejaron 5 sets con un total de 56 reacciones químicas, como se detalla en la figura 58:

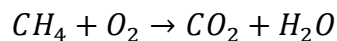
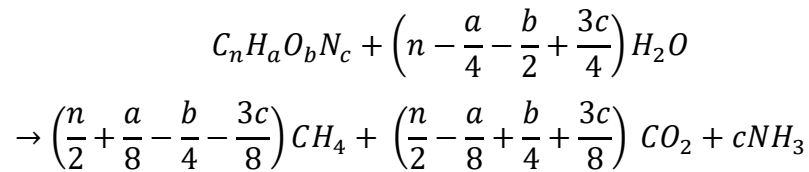
**Figura 58.**

*Set de reacciones químicas*



**Nota.** En esta figura se representa la inserción del set de reacciones para la simulación. Elaboración propia.

Como ejemplo se muestran 2 de las principales reacciones químicas:



6. Los análisis de resultados se representan de la misma manera en el capítulo 2 en resultados y análisis.

7. En la modificación de las condiciones operacionales, se especificaron en el capítulo 2 los casos de estudio para calcular las mejores condiciones de operación de los diferentes equipos.



## ANEXO 2

### EQUIPOS DE PROCESO

En este anexo se detallarán los proveedores donde se cotizaron los diferentes equipos de proceso y las dimensiones principales de algunos de ellos, cabe aclarar que en el presente documento no se trabajó una ingeniería a detalle de cada equipo, razón por la cual no se especificaran aspectos respecto a su estructura, material, resistencia, diseño, entre otras características.

En la tabla 36 se muestran las empresas proveedoras para cada equipo cotizado.

**Tabla 36.**

*Empresas proveedoras*

<b>Equipo de proceso</b>	<b>Empresa proveedora</b>	<b>País</b>
Mezclador	Silverson	España
Heater	Foshan Tengen Solar Technology	China
Biodigestor	Chongqing Veniceton Technology	China
Cooler	HRS Heat Exchangers	España
Separador flash	Kosun	China
Columna de absorción	Henan Sunsongs	China
Compresor de gas	CO Well	China
Turbogas	YDN Power	China

**Nota.** En esta tabla se muestran las empresas proveedoras con su país de origen. Elaboración propia.

En las tablas 37,38 y 39 se ilustran las principales dimensiones y especificaciones de los equipos de proceso.

**Tabla 37.**

*Dimensiones*

<b>Equipos</b>	<b>Biodigestor</b>	<b>Separador Flash</b>	<b>Columna de absorción</b>
Volumen (ft <sup>3</sup> )	70,63	14,58	NA
Diámetro (ft)	3,91	1,5	4,92
Altura (ft)	5,87	8,25	16,40
Geometría	Cilíndrica	Vertical cilindro plano	Cilíndrica
Platos	NA	NA	10
Tipo de internos	NA	NA	Tamices
Volumen de empaque	NA	NA	31.2

**Nota.** En esta tabla se muestran las dimensiones básicas de los principales equipos de proceso. Elaboración propia

**Tabla 38.***Boquillas y elevación*

<b>Equipos</b>	<b>Mezclador</b>	<b>Heater</b>	<b>Cooler</b>
Diametro de las boquillas (ft)	0,164	0,164	0,164
Elevacion del piso (ft)	0	0	0

**Nota.** En esta tabla se muestran el diámetro de las boquillas y la elevación con respecto al piso de los equipos. Elaboración propia.

**Tabla 39.***Especificaciones compresor y turbogas*

<b>Equipos</b>	<b>Compresor de gas</b>	<b>Turbogas (compresor aire)</b>	<b>Turbogas (turbina)</b>
Relación de compresión	10,2	10,2	0,098
Eficiencia Adiabática	90%	90%	90%
Eficiencia politrópica	91,82%	92,54%	86,78%
Modo de operación	Centrifugo	Centrifugo	NA
Método politrópico	Schultz	Schultz	NA

**Nota.** En esta tabla se muestran las principales especificaciones del turbogas y del compresor. Elaboración propia.

## ANEXO 3

### COSTE DEL KWH EN EL DEPARTAMENTO DEL META

En la figura 59 se muestra las tarifas que maneja la electrificadora del Meta con respecto kWh.

**Figura 59.**

*Tarifa Electrificadora del Meta*



Tarifas de energía, subsidios y contribuciones del mercado regulado del departamento del Meta y estructura del Costo Unitario del Servicio.  
mayo2021

Vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos  
Número Único de Registro 2-50001000-1  
IPC aplicado: **0,59%**

Los presentes valores son calculados según las formulas generales establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG en las resoluciones 031 de 1997, 079 de 1997, 082 de 2002, 108 de 2003, 036 de 2006, 001 de 2007, 119 de 2007, 058, 097 y 168 de 2008, 102 de 2009, 025 de 2010, 186 de 2010, 172 de 2011, 173 de 2011, 057 de 2014, 104 de 2020 y leyes 812 de 2003 y 1428 de 2010.

Servicio Residencial (\$/kWh) Redes EMSA Propietaria de la Red y la Transformación						
	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Valor energía	632,52	632,52	632,52	632,52	632,52	632,52
Subsidio a los primeros 173 kWh	59,47%	49,33%	15,00%	0,0%	0,0%	0,0%
Contribución a fondos de solidaridad	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00%	20,00%
Valor kWh	256,39	320,49	537,64	632,52	759,02	759,02
Servicio Residencial (\$/kWh) Redes Usuario Propietario de la Red y la Transformación						
	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Valor energía	615,18	615,18	615,18	615,18	615,18	615,18
Subsidio a los primeros 173 kWh	59,42%	49,28%	15,00%	0,0%	0,0%	0,0%
Contribución a fondos de solidaridad	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00%	20,00%
Valor kWh	249,64	312,05	522,90	615,18	738,21	738,21
Servicio Residencial (\$/kWh) Redes Usuario Propietario de la Red y la Transformación						
	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6
Valor energía	597,84	597,84	597,84	597,84	597,84	597,84
Subsidio a los primeros 173 kWh	59,37%	49,22%	15,00%	0,0%	0,0%	0,0%
Contribución a fondos de solidaridad	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00%	20,00%
Valor kWh	242,89	303,61	508,16	597,84	717,40	717,40

Servicio No Residencial Todo Horario (\$/kWh) según nivel de tensión							
Sector	Concepto a facturar	Nivel 1 (a)	Nivel 1 (b)	Nivel 1 (c)	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4
Industrial, Comercial, Provisional	Energía	632,52	615,18	597,84	533,77	462,25	387,42
	Contribución	126,50	123,04	119,57	106,75	92,45	77,48
Oficial, Especial	Energía	632,52	615,18	597,84	533,77	462,25	387,42
	Contribución	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Bombeo Acueducto	Energía	632,52	615,18	597,84	533,77	462,25	387,42
	Contribución	63,25	61,52	59,78	53,38	46,23	38,74

(a) EMSA propietaria (b) Cliente propietario 50% (c) Cliente propietario 100%

Costo Unitario de Prestación del Servicio EMSA (\$/kWh) según nivel de tensión (Res Creg 119-07)							
Concepto	Nivel 1 (a)	Nivel 1 (b)	Nivel 1 (c)	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	sub-normal
Compra de Energía al Generador	222,82	222,82	222,82	222,82	222,82	222,82	222,82
Transporte en el Sistema de Transmisión Nacional	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32	36,32
Transporte en el Sistema de Distribución Local	233,91	216,07	198,24	158,25	88,80	27,74	158,25
Pérdidas Reconocidas	42,59	42,59	42,59	15,68	11,77	6,03	42,59
Restricciones del mercado	20,17	20,17	20,17	20,17	20,17	20,17	20,17
Costo de Comercialización	75,99	75,99	75,99	75,99	75,99	75,99	75,99
Total Costo Unitario (Res Creg 119-07)	631,81	613,97	596,13	529,23	455,87	389,08	556,14
CU opción tarifaria (Creg 012/2020)	632,52	615,18	597,84	533,77	462,25	387,42	563,13

(a) EMSA propietaria (b) Cliente propietario 50% (c) Cliente propietario 100%

SUBNORMAL		
	Estrato 1	Estrato 2
Valor energía	563,13	563,13
Subsidio a los primeros 184 kWh	59,37%	49,21%
Contribución a fondos de solidaridad	0,00	0,00
Valor kWh	228,79	285,99

Cfjm (\$/factura) Costo base de comercialización para EMSA ESP correspondiente a	mayo/2021	8,830
Cvjm (\$/kWh) Margen de comercialización para EMSA ESP correspondiente a	mayo/2021	75,99

A partir del las tarifas de Agosto de 2020 se aplica opción tarifaria conforme CREG 152/2020

**Nota.** Esta figura representa las tarifas de la electrificadora del meta. Tomado de: Electrificadora del Meta, "Tarifas de energía, subsidios y contribuciones del mercado regulado del departamento del Meta y estructura del costo unitario del servicio".[En línea]. <https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/tarifas-energia-2-2/#1621021767084-433848d5-e664>. [Acceso mayo 22, 2021].

## **ANEXO 4**

### **RECOMENDACIONES**

Incluir residuos orgánicos de frutas y vegetales de la zona de Puerto Gaitán, ya que tienen gran cantidad de carga de orgánica y por ende se obtendría un mayor flujo de biogás y biometano para una mejora en la generación de energía eléctrica.

Se recomienda utilizar un simulador numérico especializado en procesos de osmosis inversa para probar otro tipo upgrading o enriquecimiento de biogás a biometano con membranas aparte del que se ilustra en el presente documento (absorción química con aminas).

Realizar una cromatografía de gases o un ensayo experimental mensual del biometano producido con el fin de verificar la composición molar del gas y la trazabilidad del mismo conforme a la simulación.

Se sugiere ejecutar un chequeo diario del control del proceso, donde se registren todas las variables operativas involucradas con el propósito de estar dentro de las guías y ventanas de control y evitar posibles shutdown.

Se recomienda hacer un mantenimiento preventivo y correctivo de los equipos involucrados en la simulación, con una planeación de parada de equipos, con el objetivo de optimizar costos, debido a que el reemplazo de un equipo principal-auxiliar o su reparación ocasionaría gran cantidad de gastos.

Se sugiere realizar una correcta instalación y adecuación de la planta, con el fin de reducir intervalos de tiempo no productivos, de la misma manera implementar metodologías de mejoramiento continuo para garantizar una excelente operación de la planta.