UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

VALPARAÍSO – CHILE

DISEÑO DE UN SISTEMA DE PRE-MEZCLA E INYECCIÓN DE BIOGÁS CON GAS NATURAL PARA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

MARIANA FERNANDA LÓPEZ GAJARDO

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA: DR. ING. ÁLEX FLORES MADARIAGA

PROFESOR COREFERENTE: ING. RAFAEL MENA YANSSEN

DICIEMBRE 2016

Agradecimientos

Agradezco a mi familia por la dedicación, apoyo y cariño que me han entregado. A mis padres, Galo e Isabel, por formarme como persona y permitirme cumplir cada una de mis metas, sin poner obstáculos y entregando amor incondicional. A mi hermano Miguel, por acompañarme en cada uno de mis pasos, siempre con consejos sabios, sinceros y llenos de cariño, sin duda este camino de vida ha sido maravilloso por tenerte junto a mí. A mi abuelo Enrique, por encarnar valores como la sencillez, solidaridad, respeto y sabiduría. Tata, usted será por siempre un ejemplo inmortal. A "Shayi" por criarme y acompañarme en tantos momentos de la vida, siempre entregándome su cariño y cuidado. A Javiera, por tantos años y momentos compartidos, gracias por tu preocupación y ser más que una cuñada.

A las personas que pude conocer durante estos años, con los que compartimos largas horas de estudio, que terminaron volviéndose amenas gracias a los lazos que pudimos formar. A las amistades perduran desde el colegio, las de la vida y también mis SL, han sido innumerables momentos de acompañarnos, compartir, reírnos y aprender a vivir la vida.

A la Dirección de Admisión y el equipo de Promoción Universitaria, por haberme dado la oportunidad de ser parte de un grupo que comparte el cariño hacia nuestra Universidad. Me llevo los mejores recuerdos, aprendizajes y grandes amistades.

A los profesores que guiaron esta memoria, Álex Flores y Rafael Mena, sin su disposición y guía no habría sido posible desarrollar este trabajo.

Finalmente a todos quienes me ayudaron a desarrollar este trabajo, esto no sería posible sin ustedes.

Resumen

Debido a los desafíos energéticos y ambientales que enfrenta Chile en la actualidad, resulta relevante el estudio de alternativas de generación y de las tecnologías asociadas a la generación de energía mediante fuentes no tradicionales. El biogás es un combustible que se obtiene a partir de residuos orgánicos de la industria, valorizándolos energéticamente y alineándose a los desafíos planteados.

En este trabajo se estudió en particular la mezcla biogás-gas natural, con el fin de aprovechar la similitud que existe entre dichos combustibles y poder generar una cantidad establecida de potencia. Además se estudió la normativa ambiental que se aplica en proyectos de este tipo.

Para poder estudiar de mejor forma este comportamiento de las distintas mezclas se utilizó un caso de análisis que permitiera tener un acercamiento teórico al comportamiento energético de esta mezcla. En particular, se utilizó gas natural proveniente de gasoducto, el cual posee una composición representativa para Chile y biogás proveniente de residuos de la industria vitivinícola. Además de esto se hizo el análisis para mezclas con predominancia de biogás.

Debido a la distinta composición de ambos combustibles, principalmente marcada por la diferencia en cuanto a porcentaje de volumen que existe entre los compuestos de valor energético del biogás y el gas natural, a medida que el biogás era predominante la mezcla se hace menos competitiva en términos energéticos: por ejemplo, el poder calorífico superior e inferior de la mezcla tiene un comportamiento a la baja, el caudal y flujo másico tienen un comportamiento a la alza.

A partir de la información obtenida se buscaron alternativas tecnológicas para poder desarrollar físicamente la mezcla biogás-gas natural, lo que se traduce en dos propuestas de sistema de pre-mezcla e inyección para la generación de 1 [MW] de potencia. Estas propuestas se abordaron en cuanto al diseño de las líneas (diámetros y espesores de tubería), los materiales y efectos que se podrían generar en ellos y la lógica de control para que el sistema pueda controlar la proporción de la mezcla y además que se haya una producción segura y continua.

El estudio realizado es de naturaleza teórica y entrega bases de procedimiento para la generación de otras cantidades de potencia y diferentes composiciones de los combustibles que las aquí utilizadas. Si se quisiera llevar a cabo un sistema de este tipo se recomienda realizas ensayos para el estudio del comportamiento de la mezcla y la construcción de un prototipo para validar o complementar lo que se expone en este trabajo.

Abstract

Because of the energetic and environmental challenges that Chile is currently facing, seems relevant the study of generation alternatives and technologies associated to the power generation with non-conventional sources. Biogas is a fuel obtained from organic residues from the industry, valuing them energetically and aligning with the set challenges.

This work particularly studied the biogas-natural gas mixture, with the purpose of taking advantage of the similitude that exist between those fuels and to be able to generate an established amount of power. Besides, in this work the environmental regulations that applies in this kind of projects has been studied.

To be able to study the behavior of the different mixtures in a better manner, it was used a case of analysis that would allow a better approach to the energetic behavior of this mixture. Particularly, it was used natural gas from pipeline, which owns a representative composition for Chile, and biogas from wine industry residues. Also, the analysis was made for mixtures with predominance of biogas.

Because of the different composition of both fuels, mainly marked by the difference in the volumetric percentage that exist between the energetic value compounds of the biogas and natural gas, as the biogas was predominant, the mixture becomes less competitive in energetic terms: for example, the higher and lower heating value of the mixture has a downward trend, flow and flow mass rate has an upward behavior.

From the obtained information, different alternatives to be able to physically develop de biogas-natural gas mixture were searched, which translate in two different proposals of pre-mixture and injection systems for the power generation of 1 [MW]. These

proposals were approached in terms of pipeline design (diameter and thickness), the materials and the effects they could generate on them and the controlling logic so the system could be able to control the proportion of the mixture and that there is a continuous and safe operation.

This study has a theoretical nature and gives bases of procedure to another amount of power generation and different fuel compositions than those used here. If a system like this wants to be implemented, testing for the study of the mixture behavior and the construction of a prototype to validate or complement what is here displayed is recommended.

Nomenclatura

H_I	$Poder\ calorífico\ inferior\ \left[{}^{kJ}/_{kg}\right]$
H_S	$Poder\ calorífico\ superior\ \left[{}^{kJ}/_{kg}\right]$
m_i	$Masa\ molar\ del\ componente\ i\ \left[{}^{gr}/_{mol}\right]$
$\dot{m}_f$	$Flujo\ másico\ de\ combustible\ \left[{}^{kg}/_{s}\right]$
$\dot{m}_{BG}$	$Flujo\ másico\ de\ biogás\ \left[{}^{kg}/_{s}\right]$
$\dot{m}_{GN}$	$Flujo\ másico\ de\ gas\ natural\ \left[{}^{kg}/_{s}\right]$
P	$Potencia\ [MW][kW]$
p	$Presión\ [bar][atm]$
p'_C	$Presión\ pseudo-crítica\ [bar]$
p_{C_i}	$Presión\ crítica\ gas$ i $[bar]$
T	$Temperatura\ [K][ºC]$

T'_C	$Temperatura\ pseudo - crítica\ [k]$
T_{C_i}	$Temperatura\ crítica\ gas$ i $[k]$
v	$Velocidad\ [{}^{m}/_{s}]$
$\dot{V}$	$Caudal\ o\ flujo\ volumétrico\ \left[{}^{m^3}/_{s}\right]\left[{}^{m^3}/_{hr}\right]$
$\dot{V}_a$	$Caudal\ de\ aire\ corregido\ \left[{}^{m^3}/_{s}\right]$
$\dot{V}_g$	$Caudal\ de\ gases\ de\ escape\ \left[{}^{m^3}/_{s}\right]$
$\dot{V}_f$	$Caudal\ o\ flujo\ volumétrico\ de\ combustible\ \left[{}^{m^3}/_{s}\right]\left[{}^{m^3}/_{hr}\right]$
$\dot{V}_{BG}$	$Caudal\ o\ flujo\ volumétrico\ de\ biogás\ \left[{}^{m^3}/_{s}\right]\left[{}^{m^3}/_{hr}\right]$
$\dot{V}_{GN}$	$Caudal\ o\ flujo\ volumétrico\ de\ gas\ natural\ \left[{}^{m^3}/_{s}\right]\left[{}^{m^3}/_{hr}\right]$
$V_{a,e}^{N}$	$Volumen\ de\ aire\ estequeométrico\ normalizado\ \left[{}^{m_N^3}/_{kg}\right]$
$V_{g,e}^{N}$	$Volumen\ de\ gases\ de\ escape\ estequeométricos\ normalizados\ \left[{}^{m_N^3}/_{kg}\right]$

V_g^N	$Volumen\ de\ gases\ de\ escape\ normalizados \left[{m_N^3}/{kg}\right]$
X_i	$Fracción\ molar\ del\ componente\ i$ [–][%]
x	$Porcentaje\ de\ volumen\ de\ gas\ natural\ en\ la\ mezcla$ [%]
y	$Porcentaje\ de\ volumen\ de\ biogás\ en\ la\ mezcla$ [%]
λ	$Exceso\ de\ aire$ [%]
$\emptyset$	$Diámetro\ [mm]$
ρ	$Densidad\ de\ la\ mezcla\ \left[{kg}/{m^3}\right]$
ρ_{BG}	$Densidad\ biogás\ \left[{kg}/{m^3}\right]$
ρ_{GN}	$Densidad\ gas\ natural\ \left[{kg}/{m^3}\right]$
BG	$Biogás$
$BTEX$	$Benceno, tolueno, etilbencileno\ y\ xileno$
DEG	$Dietilen\ glicol$
EG	$Etilen\ glicol$

GN	$Gas\ natural$
L_1	$Línea\ 1\ o\ de\ suministro\ de\ gas\ natural$
L_2	$Línea\ 2\ o\ de\ suministro\ de\ biogás$
L_3	$Línea\ 3\ o\ línea\ de\ mezcla$
L_D	$Línea\ de\ deshidratación$
L_{SEG}	$Línea\ de\ seguridad$
MCI	$Motor\ de\ combustión\ interna$
$MINAGRI$	$Ministerio\ de\ Agricultura$
MMA	$Ministerio\ del\ Medio\ Ambiente$
$MINSAL$	$Ministerio\ de\ Salud$
$MINSEGPRES$	$Ministerio\ Secretaría\ General\ de\ la\ Presidencia$
Sch	$Schedule\ Number$
TEG	$Trietilen\ glicol$

$VOCs$	$Componentes\ orgánicos\ volátiles$

Índice de Figuras

Figura 2-1: Estructura diseño de investigación 8

Figura 3-1: Matriz energética primaria [1]..... 13

Figura 3-2: Matriz energética secundaria [1]. 13

Figura 3-3: Matriz eléctrica [16]. 14

Figura 3-4: Generación eléctrica histórica en Chile [16]. 15

Figura 3-5: Clasificación de los distintos tipos de biomasa potencialmente disponibles en Chile [3]..... 18

Figura 3-6: Temperatura v/s potencial de biogás [8]. 21

Figura 3-7: Tiempo de retención v/s potencial de biogás [5]..... 22

Figura 4-1: Ciclo Otto ideal en un MCI [17] 44

Figura 4-2: Reacción y presión de propagación frontal a través de un tubo. 47

Figura 4-3: Estructura de una llama de pre-mezcla parcial [17]..... 50

Figura 4-4: Estructura de una llama de pre-mezcla en régimen turbulento [21]. 53

Figura 4-5: Apariencia de la llama de pre-mezcla turbulenta de metano y aire, alta temperatura y presión [21]. 54

Figura 4-6: Secuencia de desprendimiento en una llama de pre-mezcla laminar [21] 55

Figura 4-7: Falla de turbina a gas debido a fenómeno de retroceso de llama [22] 56

Figura 7-1: carta de factor de compresibilidad (Z) en función de la temperatura y presión reducida [25]..... 82

Figura 7-2: Efectos del H2S en instalaciones..... 87

Figura 7-3: Hidratos de metano en tubería [31]. 89

Figura 7-4: Esquema de planta de deshidratación con glicol [34]. 92

Figura 7-5: Esquema del proceso de deshidratación con desecantes sólidos [34]..... 94

Figura 7-6: Esquema del proceso de delicuescencia [35]. 95

Figura 7-7: Esquema general proceso de mezcla biogás (BG) - gas natural (GN). 97

Figura 7-9: Propuesta 1 sistema de pre-mezcla e inyección. 104

Figura 7-10: Propuesta 2 sistema de pre-mezcla e inyección. 115

Figura 7-11: lógica de control para la pre-mezcla de biogás-gas natural. 124

Figura 7-12: diagrama de control de la unidad de control de proporción del sistema de pre-mezcla para la actuación sobre las válvulas reguladoras de caudal..... 126

Figura 7-13: diagrama de estados de la unidad de control integrada al sistema de pre-mezcla. 128

Figura 7-14: Esquema de control de acuerdo a las entradas y salidas del sistema (propuesta 1 y 2)..... 129

Figura 7-15: Esquema funcionamiento unidad integrada de control. 131

Figura 7-16: Mapa corrosividad atmosférica en Chile [40]..... 133

Figura 7-17: Tratamientos superficiales: galvanizado y dúplex [40]..... 134

Figura 0-1: Proceso de conversión anaeróbica de la materia orgánica [41] 148

Figura 0-2: Esquema representativo de un reactor de mezcla completa sin recirculación [5]. 152

Figura 0-3: Esquema representativo de un digestor de mezcla completa con recirculación [42]. 153

Figura 0-1: Simulación compresores en Aspen HYSYS para primera propuesta 155

Figura 0-2: Simulación compresores en Aspen HYSYS para segunda propuesta.... 157

Índice de Tablas

Tabla 3.1: Clasificación de los tipos de biomasa [3]. 16

Tabla 3.2: Microorganismos ligados a la producción de biogás y sus temperaturas de operación [7]. 20

Tabla 3.3: Generación de residuos sólidos a partir de la producción de vinos y licores destilados de uva [5]..... 26

Tabla 3.4: Porcentaje de metano en biogás proveniente de industria vitivinícola (vino y pisco) [7]. 27

Tabla 4.1: Sustancias que se pueden encontrar en los humos [16]. 43

Tabla 6.1: Peso atómico elementos de interés en unidades de masa atómica (U.M.A) 62

Tabla 6.2: Componentes del gas natural y sus poderes caloríficos..... 63

Tabla 6.3: Componentes del biogás y sus poderes caloríficos..... 64

Tabla 6.4: Densidades compuestos de interés..... 70

Tabla 6.5: composición del gas natural suministrado en la región de Valparaíso [14] 71

Tabla 6.6: composición del biogás de origen vitivinícola [6] 72

Tabla 6.7: análisis elemental para la mezcla de combustibles biogás-gas natural de acuerdo a las composiciones dadas 73

Tabla 6.8: Poder calorífico superior e inferior de la mezcla para el caso de análisis . 74

Tabla 6.9: Valores normalizados de volumen de aire estequeométrico, volumen de gases de escape estequeométricos normalizados y volumen de gases normalizado para caso de análisis 74

Tabla 6.10*:* Flujo másico de combustible de la mezcla, gas natural y biogás para caso de análisis 75

Tabla 6.11*:* Densidad de la mezcla, caudal de la mezcla y caudal de aire normalizado de la mezcla para caso de análisis 75

Tabla 7.1: Temperatura (Tc) y presión (pc) en el punto crítico a condiciones de 1 atm y 25ºC [25] 81

Tabla 7.2: Diámetros nominales calculados propuesta 1 sistema pre-mezcla. 105

Tabla 7.3: Velocidades calculadas propuesta 1 sistema pre-mezcla. 105

Tabla 7.4: Dimensiones características de tuberías de acero de 1 ¼’’ de diámetro.. 106

Tabla 7.5: Dimensiones características de tuberías de acero de 2’’ de diámetro..... 107

Tabla 7.6: Dimensiones características de tuberías de acero de 1 1/2’’ de diámetro. 107

Tabla 7.7: Elementos línea 1 sistema de pre-mezcla para propuesta 1 108

Tabla 7.8: Elementos línea 2 sistema de pre-mezcla para propuesta 1 109

Tabla 7.9: Elementos línea 3 sistema de pre-mezcla para propuesta 1 111

Tabla 7.10: Elementos línea seguridad sistema de pre-mezcla para propuesta 1 112

Tabla 7.11: Elementos línea deshidratación sistema de pre-mezcla para propuesta 1 113

Tabla 7.12: Diámetros nominales calculados propuesta 2 sistema pre-mezcla. 116

Tabla 7.13: Velocidades calculadas propuesta 2 sistema pre-mezcla..... 117

Tabla 7.14: Dimensiones características de tuberías de acero de 1’’ de diámetro.... 118

Tabla 7.15: Elementos línea 1 sistema de pre-mezcla para propuesta 2 119

Tabla 7.16: Elementos línea 2 sistema de pre-mezcla para propuesta 2 120

Tabla 7.17: Elementos línea 3 sistema de pre-mezcla para propuesta 2 122

Tabla 7.18: Valores a considerar como referencia, medición y parámetros en la unidad de control de proporción del sistema de pre-mezcla. 125

Tabla 7.19: pérdidas de acero de acuerdo al factor de corrosividad [38] 133

Tabla 0.1: Efecto de los principales componentes del biogás [5] 150

Tabla 0.1: Resultados simulación Aspen HYSYS para primera propuesta. 156

Tabla 0.2: Resultados simulación Aspen HYSYS para segunda propuesta. 157

Índice

Agradecimientos iii

Resumen iv

Abstract vi

Nomenclatura viii

Índice de Figuras xiii

Índice de Tablas xvi

1 Introducción 1

2 Formulación de la problemática y objetivos 4

2.1 Formulación de la problemática 4

2.2 Objetivos 6

2.3 Alcances 7

2.4 Diseño esquemático de la investigación 8

2.5 Modelo de investigación 9

2.6 Sustentación conceptual 10

2.7 Metodología 10

2.7.1 Información requerida 10

2.7.2 Fuentes de información 11

2.7.3 Técnicas de investigación 11

3 Estado del arte 12

3.1 Contexto energético nacional 12

3.2 Bioenergía 15

3.3 Biogás 19

3.3.1 Parámetros de control en los sistemas de generación de biogás 19

3.3.1.1 Factores de diseño 20

3.3.1.2 Factores de operación 24

3.3.2 Factores críticos que afectan la producción del biogás 25

3.3.3 Potencial energético del biogás 26

3.4 Gas natural 27

3.4.1 Formación y obtención 28

3.4.2 Usos y aplicaciones 29

3.4.3 La cadena del gas natural 29

3.4.4 Gas natural licuado 32

3.4.4.1 Plantas de licuefacción 32

3.4.5 Gas natural comprimido 33

3.4.6 Gas natural en Chile 33

3.5 Mezclas de combustibles 35

3.5.1 Biodiesel 35

3.5.2 Mezcla etanol-gasolina 37

3.5.3 Mezcla biogás-gas natural 38

4 Combustión 40

4.1 Tipos de combustión 42

4.2 Motores de combustión interna (MCI) Ciclo Otto 43

4.3 Reacciones de combustión 45

4.4 Tipos de llamas 49

4.4.1 Clasificación por inyección de combustible 49

4.4.2 Clasificación por el comportamiento del fluido 51

4.5 Estabilidad de llama 54

4.6 Fenómeno de puntas amarillas 56

5 Normativa Ambiental 57

6 Mezcla biogás-gas natural 62

6.1 Análisis elemental 62

6.2 Valores de interés 66

6.3 Caso de análisis 71

6.3.1 Análisis elemental 72

6.3.2 Valores de interés 73

7 Sistema de pre-mezcla biogás-gas natural 79

7.1 Tratamiento de los combustibles 84

7.1.1 Siloxanos 85

7.1.2 Ácido sulfhídrico 85

7.1.3 Deshidratación 88

7.1.3.1 Métodos de deshidratación 90

7.2 Esquema del proceso 96

7.3 Diseño de tuberías 97

7.3.1 Diámetro tuberías 97

7.3.2 Velocidad de canalización 98

7.3.3 Espesor de tubería 99

7.3.4 Zona de mezcla de gases 99

7.4 Propuestas sistema de pre-mezcla 101

7.4.1 Primera propuesta 102

7.4.1.1 Diseño tuberías primera propuesta 106

7.4.1.2 Elementos del sistema 108

7.4.2 Segunda propuesta 113

7.4.2.1 Diseño de tuberías segunda propuesta 117

7.4.2.2 Elementos del sistema 119

7.5 Lógica de control 122

7.5.1 Unidad de control de proporción 122

7.5.2 Unidad de control integrado 126

7.6 Material de tuberías 131

7.6.1 Medidas anticorrosivas 132

8 Conclusiones y recomendaciones 136

9 Bibliografía 140

Anexo A 147

Anexo B 155

Anexo C 158

1 Introducción

Durante las últimas décadas, en Chile se ha acentuado la urgencia de ir en búsqueda de nuevas fuentes de generación de energía. Esto se encuentra altamente relacionado con el crecimiento en cuanto a la industrialización de los procesos productivos y al desafío de poder brindar a sus habitantes mejores niveles de calidad de vida.

El comportamiento de la matriz energética durante los últimos años ha variado, sin embargo, la hidroelectricidad y los combustibles fósiles se imponen como las principales fuentes de generación de energía a nivel nacional.

En el año 2014, cerca del 50% de la matriz energética de Chile se basó en el uso de combustibles fósiles como gas natural, carbón, petróleo y derivados de éste, principalmente. Resulta importante destacar que el 90% de estos combustibles fueron importados, lo que hace que la matriz energética, y por ende el país, sea altamente dependiente del extranjero.

Si bien, Chile no cuenta con grandes yacimientos de combustibles fósiles, posee un importante desarrollo en industrias como la agricultura, ganadería, forestal, entre otras. Todas estas actividades implican la producción de residuos o desechos orgánicos, los cuales son potenciales fuentes de uso energético como biomasa.

El desarrollo tecnológico ha logrado que estos residuos puedan ser convertidos en un combustible gaseoso de gran valor energético denominado “biogás”, el cual se compone principalmente de metano, cuyas características son compartidas con el gas natural.

El gas natural se clasifica entre aquellos combustibles que principalmente se importan al territorio nacional, mientras que el biogás se puede obtener de residuos de la industria.

A partir de la premisa de que el biogás y el gas natural poseen ciertas similitudes, se plantea la hipótesis de crear un combustible en base a la mezcla de ambos que permite generación de una determinada cantidad de potencia.

Para poder validar los planteamientos realizados, se ha empleado un caso teórico de análisis basado en una determinada composición de ambos combustibles. Para el gas natural se ha utilizado una composición típica dentro de Chile, mientras que para el biogás se utilizó una composición representativa de los residuos derivados de la industria vitivinícola.

Ambos combustibles pueden ser inyectados a una máquina de generación, como un motor de combustión interna o una turbina a gas. Resulta de interés estudiar la mezcla y la tecnología para la obtención de dicho combustible.

En el sentido de lo ya señalado, el presente trabajo aborda las siguientes temáticas: en primer lugar se realiza un planeamiento de la problemática, objetivos y alcance de esta investigación con la finalidad de contextualizar el posterior análisis. Luego, se describen los aspectos teóricos que dan cuenta al estado del arte (biogás, gas natural y mezclas de combustibles principalmente). En tercer lugar se indica la normativa ambiental que rige dentro de Chile y que es necesario tener presente para el desarrollo de un proyecto de este tipo. Elaborado todo lo anterior, se estudia la mezcla biogás-gas natural, con lo cual se da inicio al desarrollo principal de esta investigación. Para apoyar esto se ha realizado un caso de análisis teórico a modo de validación conceptual. Una vez hecho esto, se realizan las propuestas de sistema de pre-mezcla e inyección

para la mezcla biogás-gas natural con fines de generación termoeléctrica. Considerando para ellos el diseño de tuberías, los accesorios y el sistema control asociado.

Para terminar este trabajo, se plantean una serie de conclusiones y recomendaciones que servirán para el desarrollo de proyectos posteriores asociados a esta temática.

Finalmente, se debe destacar que el presente trabajo busca aportar bases teóricas y conceptuales para futuros análisis e investigaciones que puedan derivar finalmente en proyectos de inversión.

2 Formulación de la problemática y objetivos

2.1 Formulación de la problemática

Existe una gran cantidad de procesos industriales que generan desechos orgánicos (sustratos como purines, estiércoles, desechos vegetales, entre otros), los cuales representan una potencial fuente de energía mediante la producción de biogás para ser utilizado en máquinas para producir electricidad, tales como turbinas o motores de combustión interna.

Uno de los grandes desafíos asociados a la generación de energía eléctrica con este energético está relacionado con la estabilidad de suministro que podría presentar el biogás. Esto debido principalmente a inestabilidades en su producción, ya sea por factores de diseño como también de operación de la planta de producción del combustible, o bien, contar con la cantidad suficiente de sustrato para el aseguramiento del volumen de producción requerido.

Para abordar esta problemática, se propone realizar una mezcla de biogás con gas natural, obteniendo un combustible cuya composición y características son variables. Para analizar la factibilidad de esta mezcla y el dimensionamiento de los equipos es necesario conocer una serie de valores de interés, a través de los cuales se podrá obtener mayor información respecto a esta mezcla propuesta.

Dado que los equipos a través de los cuáles se genera energía eléctrica basan su funcionamiento en fenómenos de combustión, resulta importante realizar un estudio respecto éste tema. Se requiere abarcar los fundamentos y también las problemáticas y efectos indeseados que se pudieran generar, con la finalidad de determinar qué riesgos existen y, de ser posible, cómo se podrían evitar.

Se tomarán distintos casos correspondientes a algunas alternativas de mezcla entre el biogás y el gas natural (desde 100% BG-0% GN hasta 60% BG-40% GN), con el fin de analizar los valores de interés para la generación de energía en mezclas en base a biogás principalmente, para generar una determinada cantidad de potencia.

Se realizará una propuesta de diseño de un sistema de mezcla biogás-gas natural, ya que se busca asegurar que el combustible que ingresa al motor presente las propiedades, características y proporciones de cada combustible que puedan asegurar una operación eficiente y segura. El sistema busca que el rendimiento de las máquinas no se vea afectado por efectos indeseados. Para ello se deben precisar los elementos que lo componen, tales como tuberías, accesorios y control asociado.

Para un eficiente y seguro funcionamiento del sistema de pre-mezcla y de la maquinaria de generación de energía (motogeneradores en el caso de este estudio) se deberán analizar los tratamientos previos que se emplean en los combustibles, ya que la presencia de ciertas sustancias indeseadas generará deterioro en las líneas, elementos del sistema y motogenerador, además de una disminución en la eficiencia.

Finalmente se requiere conocer la normativa ambiental que aplicará en este proyecto, por lo que se recopilarán y expondrán cuáles son las consideraciones que se deben tener, con el fin de que este trabajo pueda entregar una base para futuros estudios asociados a este tema.

Sin perjuicio de la importancia que tiene éste tema para quienes realizan una inversión en éste tipo de proyecto, la orientación y el análisis de este trabajo se direcciona hacia los aspectos operacionales que puedan significar el desarrollo de un proyecto de esta naturaleza.

En síntesis, ¿existen mezclas de estos combustibles satisfacen los requerimientos de eficiencia, operación y seguridad para la producción de determinados niveles de potencia?; ¿cómo se puede desarrollar físicamente un sistema que sea capaz de asegurar una determinada producción de potencia de manera eficiente, segura y sin afectar el rendimiento de la maquinaria?.

2.2 Objetivos

a) Resumen de Objetivos

Realizar una propuesta de diseño de un sistema de mezcla biogás-gas natural que sea capaz de producir una combustión eficiente y segura, considerando las proporciones adecuadas de los combustibles y los elementos necesarios para ello.

b) Objetivos Específicos

- Determinar la factibilidad técnica de mezcla del biogás-gas natural para la generación de una cierta cantidad de potencia.
- Precisar los elementos necesarios para la implementación del sistema de mezcla propuesto.
- Revisar del estado del arte asociado al biogás, gas natural y algunas mezclas de combustible que se utilicen en la actualidad.
- Investigar los fundamentos de combustión asociados al tema.
- Determinar cuál es la normativa ambiental que se aplicaría a la generación de una determinada cantidad de electricidad mediante la mezcla biogás-gas natural.

- Determinar los valores de interés para la generación de energía en base a ésta mezcla de forma general, independiente la composición de los combustibles y de la proporción de la mezcla.

- Validar mediante caso de análisis.

2.3 Alcances

Este trabajo busca tanto evaluar la factibilidad de la mezcla entre el biogás y el gas natural para la producción de una determinada cantidad de potencia, generando un combustible para la generación de energía eléctrica mediante motogeneradores como realizar una propuesta de diseño de un sistema de mezcla de dichos combustibles que asegure la seguridad y eficiencia del proceso.

Por un lado, se analizarán las mezclas de biogás y gas natural en base a una serie de variables de interés relacionadas con la generación de energía para poder conocer de mejor forma las características del combustible. Para esto se requiere un estudio de los fundamentos asociados a los procesos térmicos y de combustión. Por otra parte, se realizará una propuesta de diseño de un sistema de mezcla, precisando los elementos necesarios para su implementación.

Además de lo anterior, se documentará cuál es la normativa ambiental que rige dentro de nuestro país para un proyecto de éste tipo.

Dicho lo anterior, cabe destacar que este estudio corresponde a un análisis de naturaleza conceptual sobre la base de información documental y experta en los temas asociados. Por lo tanto, no considera el desarrollo empírico y experimental que correspondería a un estudio posterior.

2.4 Diseño esquemático de la investigación

El marco teórico de este trabajo considera una revisión conceptual del biogás, gas natural, combustión y mezclas de gases principalmente. Esto como sustento teórico relacionado con esta investigación. Particularmente se analizará la mezcla biogás-gas natural, relacionando los fundamentos de combustión y el análisis de los valores de interés para la generación de energía en base a esta mezcla. Se utilizará un caso de estudio para validar dicho análisis y se propondrá un sistema de pre-mezcla e inyección para el combustible generado en base a esta mezcla. Este trabajó también plantea cuál es la normativa ambiental que se asocia a un proyecto de este tipo.

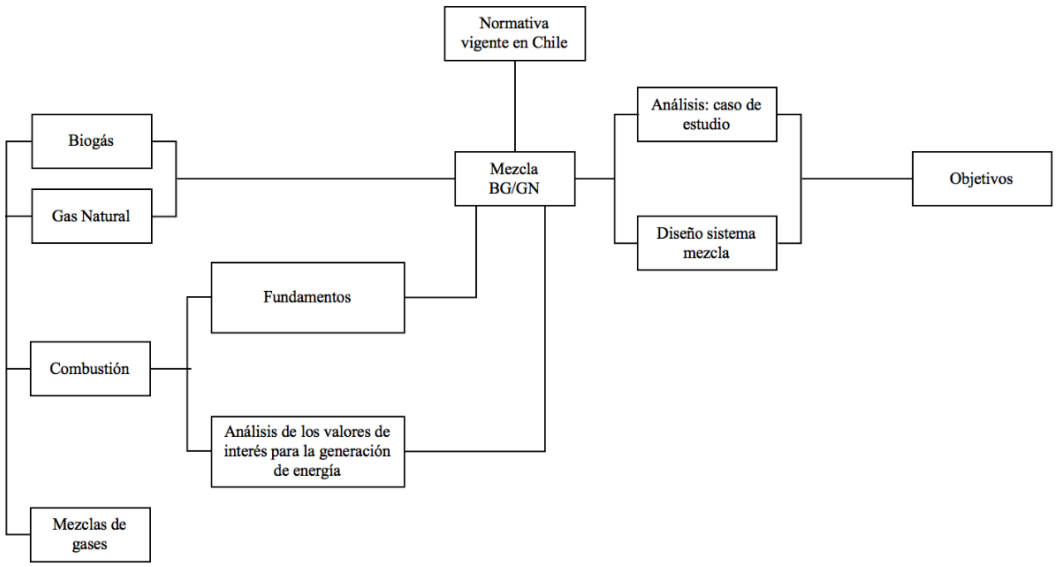


Figura 2-1: Estructura diseño de investigación

2.5 Modelo de investigación

Una vez definidos los objetivos que dan forma a este trabajo, se procede a realizar un estudio relacionado con el marco teórico de los principales temas asociados a esta investigación: contexto energético nacional, gas natural, biogás, combustión y mezclas de gases. Todos estos aspectos en relación al tema a tratar. Esto constituye una base o acercamiento para abordar la problemática planteada.

Por la similitud que existe entre ambos combustibles de forma individual, se plantea como hipótesis una mezcla de combustibles entre biogás y gas natural para la producción de un combustible que debe ser capaz de suplir una determinada demanda energética.

Se realizará un estudio del comportamiento asociado al proceso térmico y de combustión de la mezcla propuesta.

Lo anterior permitirá generar las bases para el diseño de un sistema de mezcla de biogás-gas natural, con el fin de asegurar la seguridad y eficiencia del proceso y también un buen rendimiento de la maquinaria.

Se evaluarán los aspectos normativos que aplican a este tipo de proyectos, principalmente en cuanto al cumplimiento de la legislación ambiental vigente en Chile. Esto ya que se generarán emisiones que deben estar acorde lo permitido y también detectar a qué evaluaciones deberá ser sometido el proyecto.

2.6 Sustentación conceptual

El presente trabajo basa su sustento principalmente en análisis documental. Se tomarán como fuentes bibliográficas el material obtenido en la literatura asociada, papers de investigación, documentos oficiales del Estado de Chile (Ministerio de Energía, Comisión Nacional de Energía, Servicio de Evaluación Ambiental, entre otros), etc. También se considerará la información entregada por expertos en materias asociadas a este estudio y sus recomendaciones. Además de esto se realizarán los cálculos y análisis necesarios.

El trabajo podría significar una base teórica para una futura investigación experimental.

2.7 Metodología

2.7.1 Información requerida

El presente trabajo requiere la sustentación y estudio de ciertos temas que constituyen el marco teórico. Dentro de éstos se encuentran el gas natural: qué es, cómo se compone, cómo se obtiene; biogás: qué es, cuáles son los procesos que rigen su obtención, cómo se compone, cuáles son los parámetros o factores que rigen su generación, qué tecnologías existen para su obtención, cómo se prepara el combustible para su uso en máquinas de generación de energía; combustión: fundamentos teóricos, efectos indeseados para la generación de potencia; mezcla de gases: estudio de casos similares que actualmente se utilicen para la generación energética.

Parte de esta información y también el estudio de las variables relacionadas con los procesos térmicos se tomarán como base para el análisis de un caso de estudio que permitirá una mayor aproximación a la realidad y a través del cuál se podrán realizar

conclusiones y/o recomendaciones. Esta información también servirá de base para el desarrollo del diseño de un sistema de pre-mezcla e inyección de la mezcla de biogás y gas natural.

También se requiere un estudio y documentación de la normativa ambiental vigente que aplica para el desarrollo de este proyecto, fundamentalmente en cuanto a los aspectos ambientales.

2.7.2 Fuentes de información

El presente trabajo basa su sustento bibliográfico principalmente en análisis documental (literatura asociada a los temas de interés, *papers* de investigación, documentos oficiales del Estado de Chile, entre otros) y en el aporte de personas expertas en ciertas materias que incluye material docente y opinión experta.

2.7.3 Técnicas de investigación

Revisión y análisis documental, entrevistas a expertos, páginas web especializadas y observación mediante visita industrial.

3 Estado del arte

3.1 Contexto energético nacional

Durante generaciones Chile ha basado su matriz energética en el uso de combustibles fósiles, principalmente en el petróleo, carbón y gas natural. Durante los últimos 40 años, el consumo y la producción de energética se ha duplicado a nivel mundial [1].

Chile es un país rico en recursos naturales que son potenciales fuentes de energía. Como se puede apreciar en la Figura 3-1 e Figura 3-2, la leña y la biomasa son una fuente energética primaria y secundaria importante dentro de nuestro país. Esta realidad es una característica particular de nuestro país y no sigue la tendencia que existe en el resto del mundo, existiendo en Chile un gran potencial de bioenergía que puede ser explotado. Algo que resulta importante destacar es que aproximadamente el 95% de el petróleo que hoy en día se utiliza en Chile es importado, mientras que la biomasa es principalmente producida dentro del país [1].

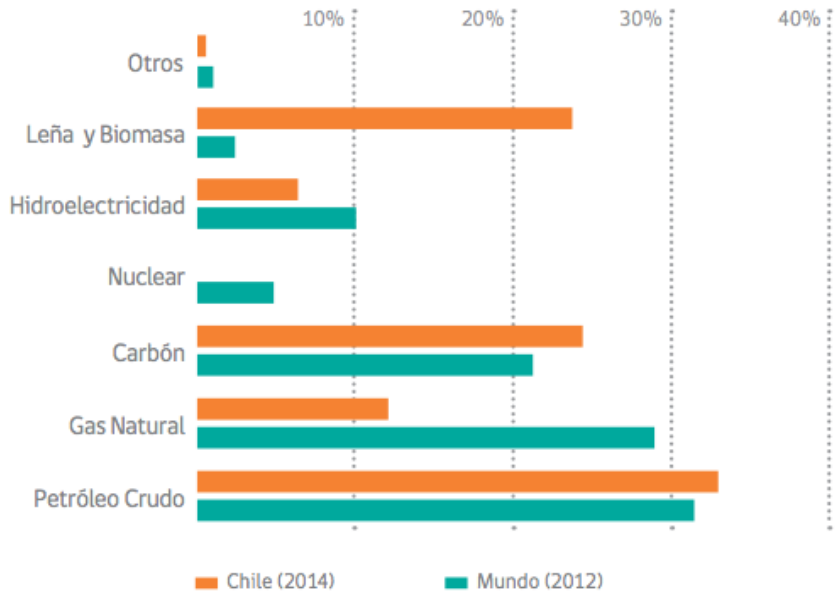


Figura 3-1: Matriz energética primaria [1].

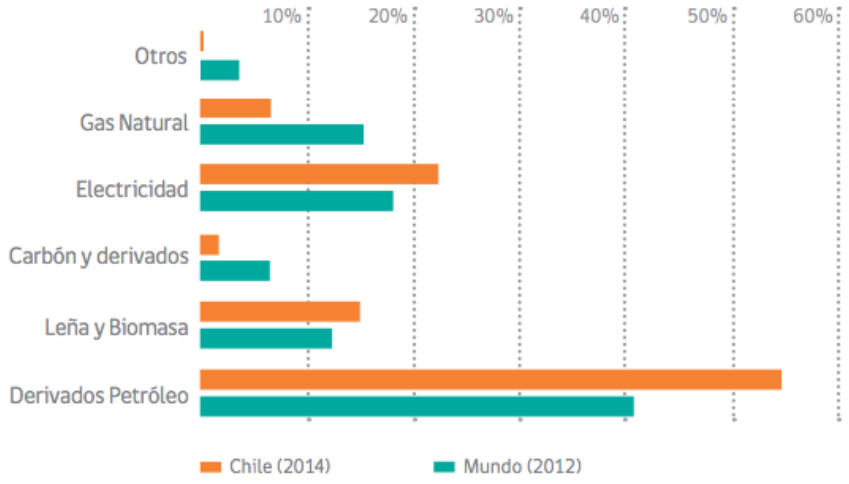


Figura 3-2: Matriz energética secundaria [1].

Los factores que han sido determinantes en el aumento de la producción y consumo energético están principalmente ligados al crecimiento económico mundial, incremento de la capacidad productiva de los países, mayor tamaño del transporte y aumento de la población mundial.

Durante las últimas décadas, la demanda de energía eléctrica en Chile ha experimentado un considerable aumento. Al año 2014 la generación eléctrica en Chile ha sido predominantemente térmica, donde el carbón alcanza una participación cercana al 41% y el gas natural aproximadamente un 11%. La principal fuente renovable proviene de la hidroelectricidad, alcanzando una participación del 34%. Se puede ver de forma más detallada un desglose en la Figura 3-3.

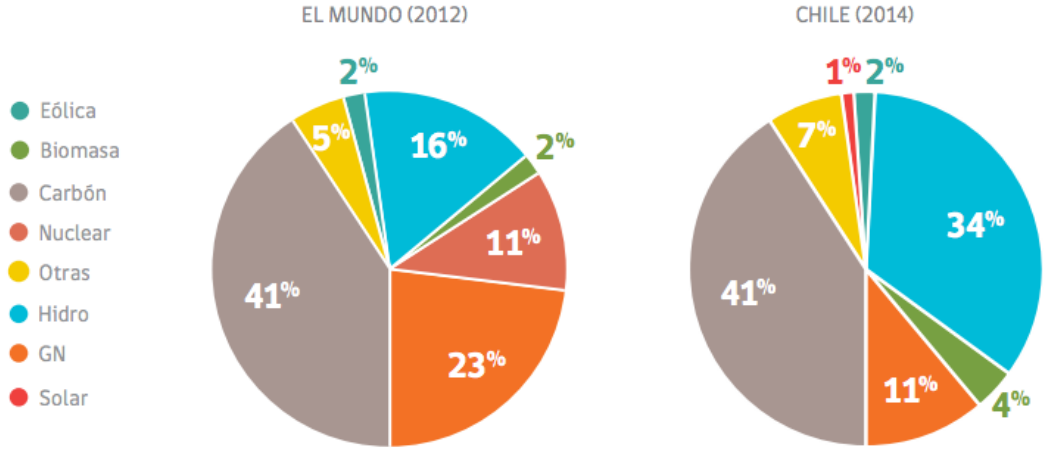


Figura 3-3: Matriz eléctrica [16].

Al año 2015, la capacidad de generación eléctrica total instalada en Chile correspondía a 20.375 MW. Históricamente, la generación eléctrica de Chile en base a recursos renovables ha estado fuertemente marcada por la hidroelectricidad.

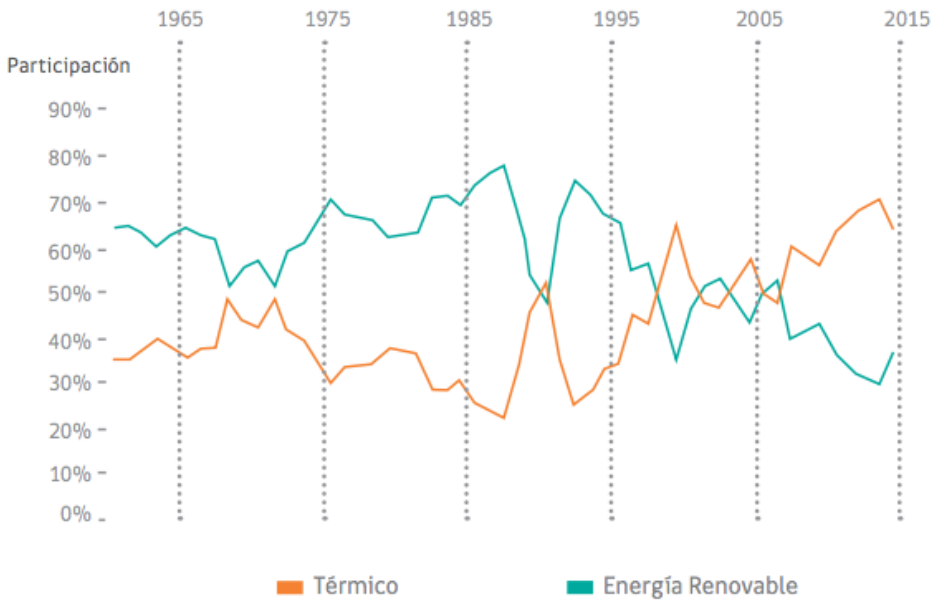


Figura 3-4: Generación eléctrica histórica en Chile [16].

Cabe destacar que al año 2014, Chile importó aproximadamente un 90% de sus requerimientos de combustibles fósiles [1]. A pesar de esto, durante la última década se ha aumentado cada vez más la capacidad instalada para la generación de ERNC: en el año 2005 se contaba con 286 MW de capacidad instalada, mientras que en septiembre de 2015 éste valor llegó a los 2.135 MW [1].

3.2 Bioenergía

En términos sencillos, la bioenergía es aquella que se obtiene a través del uso de materia orgánica proveniente de la biomasa. El origen de esta biomasa es bastante amplio: plantaciones energéticas (árboles y plantas destinadas a producir energía), residuos forestales, desechos agrícolas, desechos animales, desechos industriales, residuos urbanos, entre otros [2].

a) Características y clasificación

Algunas características que sirven para evaluar la factibilidad técnica-económica para la generación de energía son:

- Tipo de biomasa

Tabla 3.1: Clasificación de los tipos de biomasa [3].

Tipos de biomasa	Descripción	Ejemplo
Natural	Se encuentra en la naturaleza sin intervención humana.	Desechos naturales en el bosque.
Residual seca	Se incluyen todos los productos sólidos que no son utilizados en actividades agrícolas, ganaderas y forestales.	Estiércol, paja, madera de poda, aserrín.
Residual húmeda	Vertidos denominados biodegradables.	Aguas residuales urbanas industriales y los residuos ganaderos principalmente purines.
Cultivos energéticos	Cultivos realizados con la finalidad de producir biomasa transformable en biocombustibles.	Maíz, raps, girasol, entre otros.

- Composición química y física: resulta importante conocer cuales son los elementos o compuestos que dan lugar al combustible y en qué proporción. Las características físicas están relacionadas con los tratamientos que se deben realizar en la biomasa.
- Contenido de humedad: corresponde a la cantidad de agua contenida en la biomasa. Por lo general se expresa en porcentaje del peso.
- Porcentaje de cenizas: da cuenta de la cantidad de materia sólida no combustible, expresada en porcentaje de peso.
- Poder calorífico: corresponde a la "densidad energética" de un combustible. Se puede expresar en unidad de energía sobre unidades de masa o volumen. Corresponde a la energía liberada cuando ocurre la combustión.
- Densidad aparente: relación entre el peso y volumen del material.
- Recolección, transporte y manejo: en las plantas de biomasa, estos factores son determinantes para la estructura de costos de inversión y operación. Por ejemplo, se deberán analizar las alternativas de ubicación del material respecto a la planta de tratamiento y la distancia del punto de utilización, con el fin de que de que la operación de la planta sea eficiente en términos económicos y logísticos.

Dentro de Chile se cuenta con una gran cantidad de recursos de biomasa, la Figura 3-5 muestra distintos tipos de biomasa potencialmente disponibles en nuestro país.

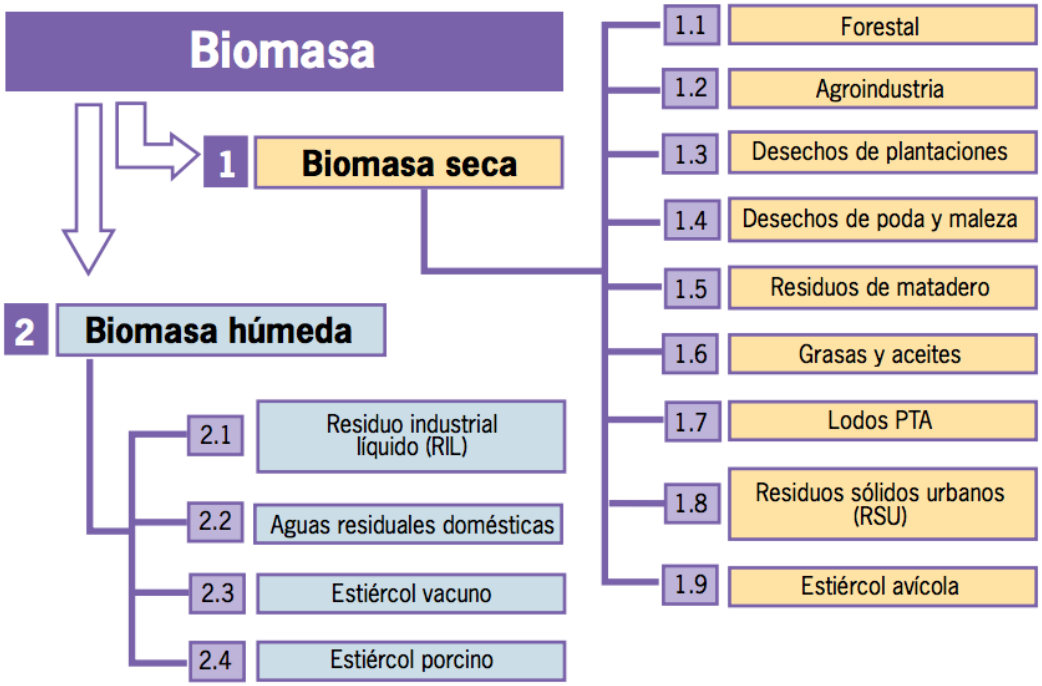


Figura 3-5: Clasificación de los distintos tipos de biomasa potencialmente disponibles en Chile [3]

b) Obtención de energía a través de la biomasa

La biomasa será la materia prima a través de la cual se podrá generar una determinada cantidad de energía. Este proceso se puede clasificar en 3 grupos [2] [3]:

- Combustión directa: obtención de energía a través de la incineración directa de los residuos de biomasa. Esto se puede llevar a cabo en el interior de una caldera u horno.
- Proceso termo-químico: la biomasa se quema bajo condiciones controladas. No se quema en su totalidad, generando compuestos sólidos, líquidos y gaseosos,

que pueden ser utilizados individualmente como combustible sólido, líquido o gaseoso.

- Proceso bioquímico: aprovecha las características bioquímicas de la biomasa y la acción de microorganismos metabólicos. En este proceso se generan combustibles líquidos y gaseosos. Aquí se encuentran combustibles alcohólicos (etanol y metanol), gas de relleno sanitario y la digestión anaerobia.

3.3 Biogás

El biogás es un combustible que se obtiene a través de la descomposición de materia orgánica, ya sea de forma natural o en algún dispositivo (digestor), mediante la acción de microorganismos en ausencia de oxígeno (proceso en ambiente anaeróbico). Está compuesto principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2). Su poder energético se debe a su contenido de metano.

Posee otros elementos que actúan como impurezas, principalmente cuando dentro de sus componentes hay rastros de azufre, por lo cual deben ser eliminados para su uso como combustible.

3.3.1 Parámetros de control en los sistemas de generación de biogás

Dado que la generación de biogás corresponde a un proceso bacteriano, éste es sensible a una serie de variables. Para la producción de este combustible es necesario cerrar de forma hermética el tanque que contiene la materia orgánica, con el fin de que no haya oxígeno contenido. A continuación se describen los parámetros que principalmente afectan a la producción del biogás.

Estos parámetros se organizan de acuerdo a dos grupos:

3.3.1.1 Factores de diseño

Son aquellos que se determinan y controlan antes de que la planta comience su periodo de operación. Dentro de ellos se encuentran los siguientes:

a) Temperatura y período de retención

La temperatura influye de gran manera en el desarrollo de microorganismos y también para la eficiencia del proceso de digestión, por lo que está directamente relacionado con la producción de biogás. Las bacterias se clasifican de acuerdo a las temperaturas a las que deben actuar (realizar la degradación) y se tienen los siguientes tipos:

Tabla 3.2: Microorganismos ligados a la producción de biogás y sus temperaturas de operación [7].

Bacteria	Temperatura ºC (T)	Características
Psicrofílicas	T<15	Son capaces de vivir a bajas temperaturas (bajo 5ºC e incluso temperaturas bajo los 0 ºC), ya que son resistentes al frío. Su temperatura óptima bordea los 15-18 ºC.
Mesofílicas	15<T<55	Se activa a temperaturas ambiente (rodeando los 35ºC), es la más utilizada en la degradación de biomasa.
Termofílicas	55<T<65	Son capaces de soportar temperaturas relativamente altas (sobre los 45 ºC). En presencia de agua son capaces de sobrevivir incluyo sobre los 100 ºC.

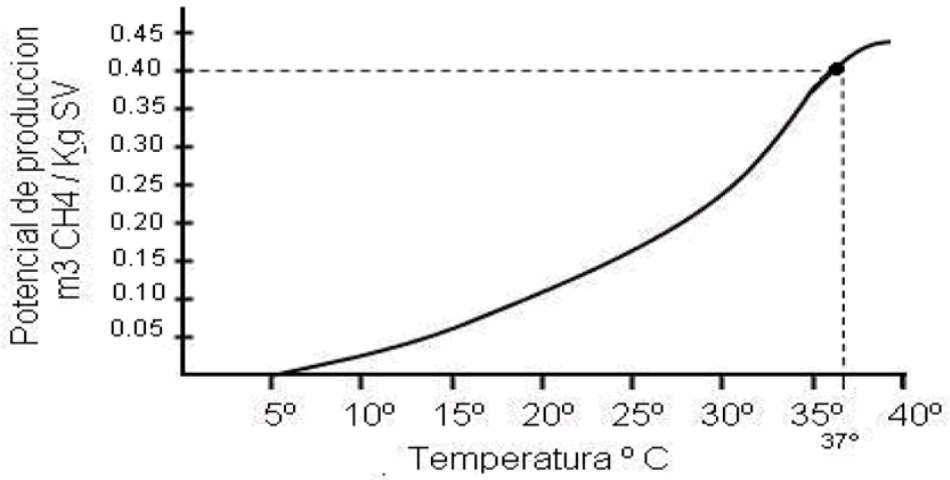


Figura 3-6: Temperatura v/s potencial de biogás [8].

En el rango de temperatura entre 30 – 35 ºC las bacterias trabajan de mejor manera, por lo que este es el rango óptimo para la producción de biogás. Se debe evitar que la temperatura en el interior del tanque baje de los 20 ºC ya que aquí la producción es baja.

En cuanto al tiempo de retención[1], este dependerá de la temperatura a la que se lleve a cabo la digestión. En el caso de ambientes más cálidos o climas tropicales el tiempo varía entre 10 a 25 días. Si la temperatura se encuentra dentro del rango óptimo los tiempos se acortan a cerca de 20 días, mientras que si el clima se caracteriza por

[1] Tiempo de retención: tiempo necesario para que las bacterias puedan realizar la digestión de la materia orgánica.

temperaturas más bien bajas, el período de retención está comprendido entre 80 y 90 días.

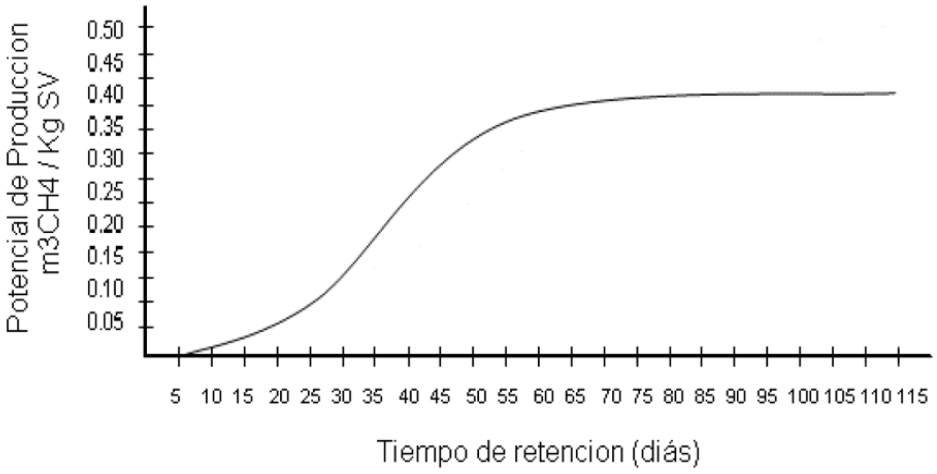


Figura 3-7: Tiempo de retención v/s potencial de biogás [5].

a) Sustrato

Se debe conocer la composición del sustrato a utilizar, cuál es su origen y características. Esto ya que las propiedades del biogás dependerán de cuál sea el sustrato utilizado (purines, estiércoles, residuos vegetales, entre otros).

Se busca que la digestión bacteriana se logre en óptimas condiciones, por lo que es necesario asegurar que el desarrollo de dichas bacterias se mantenga activo. Para esto se requieren ciertos factores nutricionales, como carbono, nitrógeno, fósforo y súlfuros. Además se debe proveer de elementos inorgánicos tales como magnesio, calcio, sodio y potasio. La presencia de celulosa de los pastos y residuos agrícolas hacen que la mezcla sea más fácil de digerir.

Para la formación de metano se requiere de dos fuentes principales de alimentación para las bacterias: carbono (fuente de energía para las bacterias) y nitrógeno (formación de nuevas células en el proceso fermentativo). Teóricamente la relación óptima de carbono/nitrógeno es de 30/1, sin embargo, este valor es aproximado y se aceptan holguras que no afecten el proceso de producción del biogás. Se debe procurar que la generación de ácido sulfhídrico sea baja.

b) Agitación

Mantener el sustrato agitado ayuda a mantener un buen rendimiento en el proceso degradativo. Se recomienda realizar este proceso diariamente, antes y después de cargar el digestor. Esto ayuda a homogenizar la mezcla, ya que mantiene el contacto entre los microorganismos y la materia prima, también previene la formación de espuma, evita las aglomeraciones de sustrato, entre otros factores.

c) Concentración

El sustrato tiene una parte líquida y sólida, este factor está relacionado con ésta última. También se le conoce como porcentaje de sólidos. El rango óptimo para una planta está entre el 8-12%, sin embargo, son aceptables valores entre un 8-15%.

La parte de la materia orgánica que se transforma en biogás se denomina Sólidos Volátiles, estos son una fracción de los sólidos totales teóricamente varían entre un 93% a 55%.

3.3.1.2 Factores de operación

Son aquellos que se analizan una vez que la planta se encuentra en operación. Dentro de ellos se encuentran los siguientes:

a) pH de la mezcla

Las bacterias metanogénicas son sensibles a las variaciones de acidez y alcalinidad de la mezcla. La digestión anaerobia se lleva a cabo en un intervalo de pH entre 6,2 y 7,8 (neutro a ligeramente alcalino), siendo el óptimo entre 7,0 y 7,2 (pH neutro). A medida que se desarrolla la digestión se producen ácidos orgánicos en el interior del tanque, los cuales deben controlarse ya que de lo contrario la mezcla puede tornarse ácida, lo cual provoca una inhibición en los procesos en los procesos bacterianos y enzimáticos. Para mantener la mezcla dentro del rango se requiere añadir regularmente materiales alcalinos como lo son la cal y las cenizas.

b) Materias tóxicas

Dado que se está frente a un sistema biológico, se debe tener especial cuidado en controlar la presencia de algunos compuestos en altas concentraciones. Algunos de estos compuestos son necesarios dentro de un rango controlado, en concentraciones menores ya que en mayor cantidad pueden producir envenenamiento. Los principales tóxicos son:

- Ión amonio (NH_4^+)
- Ácidos grasos
- Sales inorgánicas (Na, K, Ca y Mg)

- Sales de metales pesados (Cu, Zn y Ni)
- Materiales sintéticos
- Antibióticos
- Desinfectantes
- Pesticidas

c) Ácidos grasos volátiles

El aumento de estos pone en riesgo la operación de la planta. Pueden provocar los siguientes problemas:

- Desbalance entre bacterias metanogénicas y acetogénicas
- Destrucción de las bacterias metanogénicas
- Presencia de sustancias tóxicas en el reactor
- Cambios en la temperatura del digestor
- Disminución en el sistema de retención

3.3.2 Factores críticos que afectan la producción del biogás

Se pueden clasificar de acuerdo a la etapa. La primera corresponde a la operación inicial (o caso de planta piloto), aquí se requiere especial cuidado en controlar aquellas condiciones estrictamente anaerobias y al tipo de sustrato utilizado en el digestor. La segunda etapa consiste en la mantención de la planta (o de la planta piloto), aquí se requiere una constante verificación del suministro de sustrato y la temperatura de la planta.

3.3.3 Potencial energético del biogás

La cantidad de energía que se puede obtener a partir del biogás está directamente relacionada con su composición y por ende a las características del sustrato a partir del cual se obtendrá. Como se ha mencionado, el valor energético de este combustible depende del contenido de metano, que puede variar entre en un rango aproximado de 40-70% [4].

Para el análisis de un proyecto de generación de electricidad en base a biogás será fundamental conocer el contenido o porcentaje de metano y la cantidad de sustrato con el que se cuenta.

Tabla 3.3: Generación de residuos sólidos a partir de la producción de vinos y licores destilados de uva [5]

Región	Producción vino $m^3/año$	Orujo ton/año	Materia orgánica ton/año
RM	74.364	11.139	2.116
IV	6813	1021	194
V	15467	2317	440
VI	71.098	10.650	2.023
VII	251.971	37.743	7.171
VIII	7.079	1.060	201
X	208	31	6
Total	427.000	63.961	12.151

En la Tabla 3.4 se puede observar el porcentaje de metano respecto al volumen total que contiene el biogás de acuerdo a muestras obtenidas en de la industria vitivinícola,

la cual considera la producción de fermentados y destilados de uva (principalmente vino y pisco) [6].

Tabla 3.4: Porcentaje de metano en biogás proveniente de industria vitivinícola (vino y pisco) [7].

Región	% metano en biogás
RM	62%
IV	62%
V	62%
VI	62%
VII	62%
VIII	62%
IX	62%
X	62%

3.4 Gas natural

El gas natural es un combustible fósil que se encuentra contenido en distintos tipos de yacimientos o cavidades rocosas. Se caracteriza por ser incoloro e inodoro, en su estado natural a condiciones atmosféricas se encuentra en fase gaseosa y posee alto contenido de metano CH_4. Su nombre se debe a que se consume prácticamente tal cual como se encuentra en la naturaleza, a pesar de que en en algunas ocasiones puede contener elementos que requieren ser eliminados para su uso industrial o comercial [7].

Se debe tener en cuenta que la composición del gas natural puede ser variable entre un yacimiento y otro, sin embargo, su principal componente es el metano.

3.4.1 Formación y obtención

La formación del gas natural remonta a millones de años atrás, la cual se debe a una mezcla de piedras, arena, plantas, materia animal, entre otros. El paso del tiempo, la presión y la temperatura en el subsuelo convirtieron todos los elementos mencionados en petróleo crudo y gas natural. Este último se forma en aquellos yacimientos que cuentan con mayor temperatura de formación.

Existen yacimientos en distintas partes del mundo, sin embargo, en la zona del Oriente Próximo (cerca del Mediterráneo) se contiene más de la mitad de las reservas mundiales de estos combustibles. Otros grandes yacimientos se encuentran en el Golfo de México, Mar del Norte y el Ártico (Alaska y Rusia).

Los yacimientos corresponden a cuerpos subterráneos rocosos, en donde las superficies se caracterizan por su porosidad y permeabilidad lo que permite el almacenamiento y transmisión de los fluidos que puedan estar allí almacenados. Aquí se pueden encontrar hidrocarburos como el petróleo crudo y el gas natural [8], ya sea asociados o disociados. Estos yacimientos pueden estar bajo la tierra o el mar.

a) Asociado: gas natural en conjunto con petróleo crudo dentro de un mismo pozo.
b) Disociado: aquí se encuentra exclusivamente gas natural. Es este el caso de los yacimientos que se encuentran en Bolivia y Argentina.

En los yacimientos se encuentra el gas natural acompañado de otras moléculas como el etano, el cual se utiliza principalmente en procesos industriales; el propano, que se utiliza como gas licuado en cilindros para uso residencial; y el butano, que se utiliza en encendedores.

3.4.2 Usos y aplicaciones

Durante los últimos años los combustibles líquidos han ido al alza en cuanto a al precio y la situación del mercado del petróleo se ha vuelto cada vez más inestable, lo que ha significado un mayor uso del gas natural dado que es más económico y puede satisfacer los requerimientos técnicos tanto para su uso industrial o doméstico. El gas natural en comparación con otros combustibles presenta una ventaja ligada al medio ambiente, ya que su combustión genera un impacto menor que el de otros combustibles. Esto se debe principalmente a que su composición es sencilla, posee pequeñas cadenas de hidrocarburos [9] y contiene menos carbono que otros combustibles fósiles, lo que disminuye la generación de óxidos de carbono en cerca de un 50-70% [10]. Esto no es menor considerando que las normas ambientales son cada vez más rígidas.

Es entre un 35% a un 40% más liviano que el aire, en caso de que exista algún tipo de fuga este se disipará hacia la atmósfera. Esto lo convierte en un combustible seguro, disminuyendo riesgos de explosión [11] y de acumulación, lo que podría ser un potencial peligro por el desplazamiento del aire del recinto.

3.4.3 La cadena del gas natural

La industria del gas natural se compone principalmente de cuatro actividades: exploración/ producción, transporte (incluye almacenamiento), distribución y comercialización. A continuación se realiza una descripción de cada una de las actividades de esta cadena.

1) Exploración/producción

Dado que los yacimientos son muy similares o los mismos que los de petróleo ya que se pueden desarrollar juntos, la exploración y producción es muy similar para ambos hidrocarburos.

Una vez localizado se extrae del subsuelo, posteriormente se eliminan las partes líquidas (hidrocarburos como butano y propano) y las impurezas que pueda contener (dióxido de carbono, nitrógeno y azufre)[2]. Una vez realizado esto, el gas es recolectado en centros de de procesamiento hasta llevarlo a un centro nodal, desde el cual se inyecta a través de gasoductos para su transporte.

2) Transporte

En el caso del transporte del gas natural existe grandes diferencias en comparación al petróleo, dado que el volumen del combustible gaseoso es aproximadamente mil veces mayor que el petróleo, para un mismo contenido energético. El costo del transporte del gas natural por unidad de energía por kilómetro es superior en aproximadamente 10 veces respecto al petróleo [12]. Esta es una de las razones por la que el transporte del gas natural tiene significativa importancia.

Cuando se requiere que el transporte sea en grandes distancia se realiza a través de una red de ductos (gasoductos) o a través de barcos metaneros especialmente acondicionados (gas natural licuado). Cuando el transporte se realiza en barcos es

---

[2] Gas amargo: se dice de aquel que contiene azufre en cantidades considerables o apreciables, de lo contrario de le conoce como “gas dulce”.

necesario realizar un proceso de licuefacción del gas llevándolo a estado líquido para guardarlo dentro de esferas en el interior del barco. Una vez que se llega a puerto, se regasifica y se introduce en gasoductos para llegar a los puntos de consumo.

La elección de cuál medio de transporte se utilizará esta ligada a la distancia a la que se necesita enviar el combustible.

El almacenamiento del gas natural le da flexibilidad a la red de transporte. La formas más comunes de almacenamiento son el uso de campos agotados de gas, creación de cavernas salinas y el uso de acuíferos. Otra forma de almacenamiento es cuando se lleva a estado líquido como gas natural licuado.

3) Distribución

Esta etapa se relaciona en cómo llevar el suministro de combustible hasta el consumidor final, en el lugar físico de consumo. Las empresas encargadas de esto deben procurar satisfacer las necesidades de combustible que varían a lo largo del día, semanas, meses y años. En muchos casos se requiere una concesión del área geográfica para entregar este suministro.

4) Comercialización

La venta de gas natural tradicionalmente ha sido realizada por las empresas distribuidoras, facturando un precio en “paquete”, es decir, sin distinguir costos de medición, entrega, conexión, facturación y del producto. Durante los la última década este modelo ha cambiado, ya que la empresa de distribución no está necesariamente ligada a la comercialización y se han desarrollado empresas dedicadas a la medición y cobro.

3.4.4 Gas natural licuado

El Gas Natural Licuado o GNL, Corresponde a gas natural que es enfriado hasta aproximadamente -170 ºC y a presión atmosférica, condiciones bajo las cuales se condensa y se vuelve líquido. Este proceso es conocido como Licuefacción, en el cual el volumen del gas natural es reducido a un volumen aproximadamente 600 veces menor respecto al inicial. Esto facilita el almacenamiento y transporte en barcos especialmente acondicionados para este transporte [13]. Su densidad respecto al agua es cerca de un 45% menor. Mantiene las propiedades del gas natural, solo que corresponde a un líquido puro. Esto se hace con la finalidad de facilitar su transporte en grandes distancias de forma segura.

Cuando se requiere el transporte de gas natural a través de grandes distancias existen dos alternativas: ductos o barcos. La primera opción es más cómoda y requiere de tecnologías más sencillas, sin embargo, cuando se requiere el transporte entre grandes distancias o entre países se utilizan barcos especialmente acondicionados para su transporte.

3.4.4.1 Plantas de licuefacción

Antes de comenzar el proceso de licuefacción, es necesario limpiar el gas natural de las impurezas que son nocivas para el proceso de licuefacción como vapor de agua, CO_2 y mercurio, en caso de haber. Para hacer esto el gas se trata químicamente y luego se somete a un proceso de secado. Luego de este proceso se tiene un gas purificado [14].

El gas natural seco y libre de impurezas entra a una presión de aproximadamente 38 atm y a temperatura ambiente. Es pre-enfriado en el ciclo de propano hasta alcanzar

aproximadamente los -35ºC, para posteriormente ingresar a una torre fraccionaria. En la parte superior de esta torre se libera gas natural a aproximadamente -96ºC, el cual es posteriormente condensado en el ciclo etano. Este gas condensado es subenfriado hasta alcanzar los -151ºC, para luego pasar al ciclo metano. Una vez finalizado su paso por este último ciclo, se realiza un paso por una válvula de globo desde la cual el gas natural sale a una temperatura de aproximadamente -161ºC. En este punto se tiene GNL listo para ser transportado en los barcos criogénicos o metaneros [14].

3.4.5 Gas natural comprimido

El Gas Natural Comprimido, comúnmente conocido como GNC, corresponde al mismo gas natural que se consume de forma industrial o domiciliaria pero a una elevada presión de aproximadamente 200 [bar] y 170 ºC, se mantiene en fase gaseosa a temperatura ambiente. El GNC se encuentra contenido en cilindros metálicos que deben ser especialmente diseñados para resistir altas presiones y desde donde, por lo general, se alimentará directamente el proceso [15].

Dado que se trata de gas natural a distintas condiciones, mantiene sus características como el ser incoloro, inodoro y su combustión es más limpia en comparación a otros combustibles de origen fósil.

3.4.6 Gas natural en Chile

Debido al crecimiento económico e industrial que ha presentado el país a partir de mediados de la década del 90 la demanda eléctrica ha ido en aumento desde ese entonces, lo que significó importar gas natural para satisfacer estos requerimientos de generación de energía. Durante esta década se construyeron los primeros gasoductos

Chile-Argentina para la importación de combustible desde dicho país[3]. Se construyeron gasoductos internacionales también en la zona norte y zona centro sur [10].

En la actualidad, la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) es prácticamente la única encargada de la producción de gas natural en territorio nacional. Sus operaciones se encuentran en el estrecho de Magallanes. Cabe destacar que todas las actividades industriales asociadas a la industria del gas están en manos de privados [10].

En Chile se ha segmentado el sistema de gas natural en cuatro zonas: zona norte (II y III región), zona central (metropolitana y V región), zona sur (VIII región) y la zona de Magallanes (XII región). Esta última es la de mayor antigüedad y es ampliamente abastecida por la producción nacional [10].

En cuanto a la regulación de esta industria, la responsabilidad cae en la Comisión Nacional de Energía y la fiscalización a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles [10].

---

[3] Inicio de la operación del primer gasoducto para el transporte de gas natural argentino para abastecer la ampliación de la planta de metanol Methanex en el año 1996, llamado "Bandurria" o "Magallanes 1".

3.5 Mezclas de combustibles

La presente sección tiene por objetivo mostrar algunas de las mezclas de combustibles que se han desarrollado y se utilizan en la actualidad. Estas presentan ciertas similitudes con la mezcla biogás-gas natural.

3.5.1 Biodiesel

Durante los últimos años se han estudiado y desarrollado una serie de biocombustibles, como lo es el biogás y el biodiesel. Éste último es utilizado en muchas casos en forma de mezcla con petróleo diésel, conocido como mezclas BXX, donde "XX" representa el porcentaje de volumen de biodiesel en el combustible, y se puede utilizar en todos la gama de mezclas posibles. A continuación, se enumeran algunos de los más comúnmente utilizados:

a) B5: mezcla 5% biodiesel con 95% petróleo diésel.
b) B20: mezcla 20% biodiesel con 80% petróleo diésel. Es común en uso vehicular y representa un buen equilibrio entre los costos, rendimiento y emisiones. De este porcentaje hacia abajo (hasta aproximadamente 5% biodiesel), es posible encontrarlo fácilmente en el mercado (distribuidoras de combustible o mercado del diésel). Por lo general, los motores que operan con esta mezcla no requieren ser modificados y presentan un consumo, potencia y torque similar que si se opera con petróleo diésel únicamente. Se ha comprobado que aquellos motores que posean sistema de reducción catalítica disminuirán sus gases de efecto invernadero al utilizar al utilizar biodiesel.
c) B100: 100% biodiesel o biodiesel puro. Se puede utilizar en algunos motores diésel, sin embargo, se disminuye la vida útil de los componentes motor por efectos de corrosión (descompone el caucho y afecta los metales con cobre, zinc, hierro,

entre otros). En cuanto al rendimiento, se han comprobado disminuciones de hasta un 10% con respecto al uso de petróleo diésel. Estas razones se deben considerar a la hora de elegir B100 como combustible. Poseen menores emisiones de gases efecto invernadero.

En mezclas por sobre el 20%, la relación entre la cantidad de energía por galón y % de biodiesel es indirectamente proporcional. En cuanto a las emisiones, la disminución es de entre un 25-80% de CO2 en comparación a combustibles derivados del petróleo, esto lo convierte en un importante elemento para disminuir los gases de efecto invernadero.

Naturalmente surge la siguiente pregunta: ya que se conocen las ventajas asociadas, ¿por qué no reemplazar el petróleo diésel por biodiesel?; el principal motivo está en que el sector agrícola no genera la cantidad necesaria de desechos para hacer este reemplazo.

En cuanto a los métodos de mezcla, se tienen los siguientes:

a) Mezclado en los depósitos: biodiesel y diésel de petróleo se llevan a un depósito en el terminal de almacenamiento. Aquí se mezclan y se distribuye la mezcla realizada.
b) En línea de mezcla: los combustibles se encuentran el depósitos separados. La mezcla se lleva a cabo en el brazo de carga del terminal de almacenamiento. Esto se conoce como “mezcla splash”.
c) Parquímetro bomba de mezcla: biodiesel y petróleo diésel están en depósitos separados. El surtidor de combustible se marca con la mezcla deseada y éste realiza la mezcla al momento de servirla. Esto es comúnmente utilizado en estaciones de servicio para uso vehicular.

3.5.2 Mezcla etanol-gasolina

El etanol o “alcohol etílico” es un compuesto que se obtiene a partir de la fermentación de azúcares. Se puede obtener a partir de materia orgánica como el maíz, la caña de azúcar, remolacha, entre otros; en este caso se le llama “bioetanol”, o bien por hidratación de etileno (realizando una modificación química), en ambos casos la composición química es la misma. Otro tipo de alcohol es el metanol o “alcohol metílico”, el cual corresponde a la cadena más sencilla de alcohol.

La mezcla entre el alcohol y la gasolina es actualmente utilizada en motores de combustión interna operando en base a Ciclo Otto. Para usos comerciales es más comúnmente utilizado el etanol, ya que el metanol se caracteriza por su toxicidad.

El constante desafío de optimizar los motores de combustión interna ha llevado a una serie de investigaciones y simulaciones a partir de las cuales se señala que la adición de hasta un 20% de etanol contribuye a una mejora en el rendimiento del motor, sin la necesidad de realizar modificaciones en el mismo.

Las mezclas de gasolina con etanol son las de tipo “EXX”, donde XX representa el porcentaje de etanol en la mezcla. De acuerdo a esta clasificación, algunos de los más comúnmente utilizados son los siguientes:

a) E5 a E25: mezcla 5% etanol, 95% gasolina a 25% etanol, 75% gasolina. Comúnmente utilizado en vehículos, esta mezcla no requiere hacer modificaciones en el motor para el caso de vehículos modernos ya que no produce daños en él. Esto se debe a que la proporción en menor respecto a la gasolina, cantidades mayores provocan daños por corrosión y degradación de algunos componentes. Actualmente tiene un amplio uso en muchos países, por

ejemplo, en Estados Unidos tiene una gran presencia en las gasolinas que se comercializan.

b) E70 a E85: mezcla 70% etanol, 30% gasolina a 85% etanol, 15% gasolina. Se utilizan en motores vehiculares de tipo flex o de combustión flexible (capaces de utilizar dos combustibles almacenados en distintos depósitos).
c) E100: 100% etanol o etanol puro. La marca Honda ha diseñado automóviles capaces de operar con este combustible con motores especializados.

3.5.3 Mezcla biogás-gas natural

De acuerdo a todo lo anteriormente mencionado, la hipótesis planteada en un principio resultaría válida, ya que las mezclas de combustibles que hoy en día se realizan, aprovechan las similitudes que existen entre los componentes y características de cada uno. En la actualidad existen motores a combustión interna (MCI) que operan tanto con gas natural como con biogás por separado, por lo que para realizar una propuesta preliminar (dejando de lado la experimentación necesaria para estimar de mejor manera la composición del combustible en base a mezcla) se deben aplicar algunos conceptos de termodinámica.

Para operar con esta mezcla de combustible es necesario un previo acondicionamiento para poder operar. Los sistemas de mezcla de gases requieren precisión y son diseñados a medida para cada aplicación, estos sistemas deben contar con los siguientes componentes:

a) Transmisores de suministro de presión: ubicados en la entrada de los trenes de biogás y gas natural, los cuales sirven para corroborar su disponibilidad y medir la presión en cada uno de los flujos.

b) Medidor de flujo de gas: efectuar mediciones del estado del gas, esto quiere decir, conocer tanto la temperatura como la presión a la cual se encuentra cada uno. Estos datos son fundamentales para los sistemas de control.
c) Válvulas de control de flujo: pueden ser de tipo eléctricas o neumáticas y sirven para modular o “dosificar” la mezcla para lograr la proporción deseada.
d) Sistema de control: puede ser de tipo PLC. Su objetivo es tener automatización en el proceso.
e) Tuberías

La relación de la mezcla debe estar en la correcta medida, esto representa un desafío, teniendo en consideración que se cuenta con corrientes que pueden ser variables. Los sistemas electrónicos son fundamentales para controlar todas las válvulas.

4 Combustión

Dentro de las mezclas reactivas[4] resulta de importancia el análisis de la combustión. Éste fenómeno está basado en una reacción química exotérmica del combustible con el oxígeno. A raíz de dicha reacción se formará una llama, que emitirá luz y calor. En este proceso de libera calor.

La naturaleza de los combustibles puede ser sólida, líquida o gaseosa. Las propiedades más importantes que describen a un combustible son las siguientes [16]:

a) Composición: fundamental para la determinación de los parámetros estequeométricos de la combustión. Por lo general viene expresada en porcentaje volumétrico (combustibles gaseosos) o en cuanto a la masa (combustibles sólidos y líquidos).
b) Poder calorífico: cantidad de energía que se desprende cuando ocurre combustión. Es una especie de "densidad energética" (Ejemplo: Joules por kg de combustible).
c) Viscosidad: relación entre las fuerzas cohesivas internas de un fluido, siendo una medida de su resistencia a la deformación.
d) Densidad: relación de la masa de una sustancia en un determinado volumen. Muchas veces se presenta de forma relativa respecto al aire.

[4] Mezcla reactiva: son aquellas donde existe un cambio en la composición química dado que los elementos reaccionan entre sí bajo determinadas condiciones.

e) Límite de inflamabilidad: propiedad para combustibles gaseosos que indica la proporción de gas y aire necesaria para que se produzca la combustión mediante ciertos límites (inferior y superior).
f) Temperatura de ignición: corresponde a la temperatura mínima que debe alcanzar la mezcla del combustible y oxidante para producir la reacción de combustión.
g) Temperatura de combustión: se trata de la temperatura máxima de la llama durante la combustión.
h) Contenido de azufre: sirve para conocer la cantidad de SO_2 que se encontrará en los humos luego de la combustión.

Existe una serie de sistemas que operan en base al fenómeno de la combustión, como por ejemplo, quemadores, motores de combustión interna, turbinas a gas, hornos industriales, calderas, entre otros. El desarrollo de ésta investigación se enfoca principalmente en los motores de combustión interna ciclo Otto.

Suponiendo que se utilizará aire, la reacción que describe este proceso viene dada por:

$$Combustible + Aire = Productos$$

$$a \cdot A + b \cdot B = c \cdot C + d \cdot D + Calor$$

La parte izquierda de la ecuación se denomina “reactantes” y la derecha “productos”. A los productos se les denomina “humos”.

Las letras a, b, c, d representan los moles de cada sustancia, mientras que A, B, C, D representan sustancias químicas como carbono, hidrógeno, entre otros.

4.1 Tipos de combustión

a) Combustión completa: los productos no se “quemarán” u oxidarán más, esto quiere decir, lo que implica que no se aceptan más átomos de oxígeno. En los productos ya no se encuentran sustancias combustibles, pero si otras como N_2, CO_2, H_2O y SO_2.
b) Combustión incompleta: el combustible no se ha oxidado por completo, por lo que en los productos aún existen sustancias que pueden seguir combustionando a los que se les denomina “inquemados”. Algunos de estos pueden ser H_2, C_nH_M, H_2S y C.
c) Combustión teórica o estequeométrica: corresponde a aquella en la que se cuenta con la cantidad estrictamente necesaria para producir la oxidación completa del combustible. En este caso no se encontraría O_2 en los productos. En la práctica, esto no ocurre.
d) Combustión con exceso de aire: es aquella que se lleva a cabo con una cantidad de aire mayor al estequeométrico. Tiende a ser de tipo completa y se suele encontrar O_2 en los productos.
e) Combustión con defecto de aire: es aquella que se lleva a cabo con una cantidad de aire menor al estequeométrico, por lo que será incompleta. En este caso se encuentran sustancias que aún pueden reaccionar en los productos, es decir, se generan inquemados.

Tabla 4.1: Sustancias que se pueden encontrar en los humos [16].

Fórmula Química	Nombre	Procedencia principal	Otras procedencias
CO_2	Dióxido de carbono	Combustión de sustancias que contienen C.	Componente no combustible del combustible
H_2O	Vapor de agua	Combustión de sustancias que contienen H2.	Combustible húmedo
N_2	Nitrógeno	Aire	Componente no combustible del combustible
O_2	Oxígeno	Combustión realizada con aire en exceso	Un gas combustible puede tener O_2 en su composición
CO	Monóxido de carbono	Combustión realizada con aire en defecto	Un gas combustible puede tener O_2 en su composición
H_2	Hidrógeno	Combustión realizada con aire en defecto	
C	Carbono (hollín)	Combustión realizada con aire en defecto	
SO_2	Dióxido de azufre	Presencia de S en el combustible	Un gas combustible puede tener SO_2 en su composición.

4.2 Motores de combustión interna (MCI) Ciclo Otto

En este caso, la mezcla de aire con combustible ocurre en el interior de una cámara de combustión que se encuentra cerrada. El funcionamiento se basa en un ciclo termodinámico denominado “Ciclo Otto”.

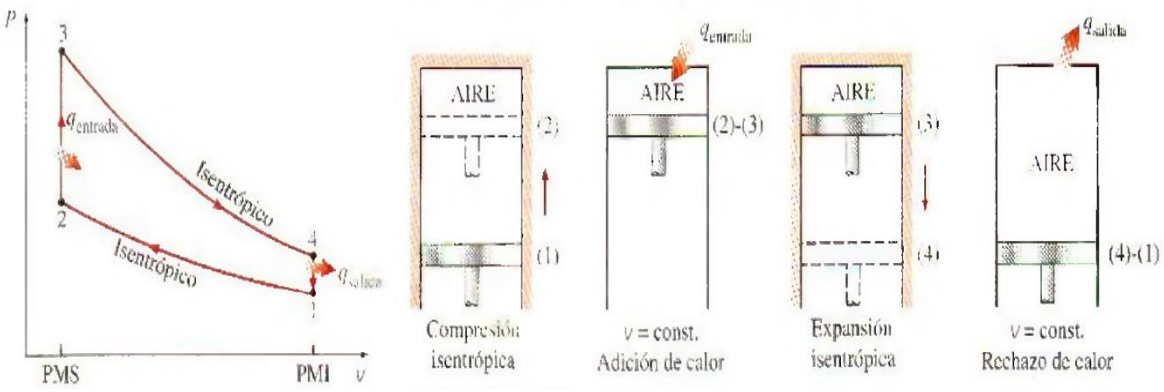


Figura 4-1: Ciclo Otto ideal en un MCI [17]

De acuerdo a la información entregada en la Figura 4-1, se describe el proceso correspondiente al Ciclo Otto:

1-2: Compresión isentrópica. Proceso adiabático (sin intercambio de calor).

2-3: Adición de calor a volumen constante.

3-4: Expansión isentrópica. Proceso adiabático (sin intercambio de calor).

4-1: Rechazo de calor a volumen constante.

Éstas máquinas se caracterizan por tener una llama con un alto grado de turbulencia [16], la cual avanza hacia la mezcla de aire-combustible. Se debe prestar especial atención a los siguientes problemas:

- Uniformidad espacial y temporal de la mezcla aire-combustible
- Uniformidad del encendido en cada ciclo
- Velocidad de la llama turbulenta
- Detonación
- Emisión de contaminantes

4.3 Reacciones de combustión

La relación que existe entre el combustible y el oxidante puede ser clasificada de diferentes formas de acuerdo a lo que se conoce como velocidad del frente de llama[5], lo que se muestra a continuación [16]:

a) Oxidación lenta: aquí la liberación de calor por unidad de tiempo es muy baja (menos a 1 m/s), no se aprecia la luminosidad de la llama.
b) Deflagración: la velocidad del frente de llama se encuentra en el rango $1[m/s] \leq v < 340\ [m/s]$. Corresponde al modo más común de combustión. El frente de llama se encuentra detrás del frente de presión. La energía es transferida por conductividad térmica y difusión molecular desde la zona quemada hacia la inquemada. Es un mecanismo característico en las mezclas aire-gas. La velocidad de deflagración también es conocida como velocidad de combustión.

[5] Frente de llama: zona que marca la separación entre el gas quemado y el gas sin quemar.

c) Detonación: la velocidad del frente de llama es mayor que 340 m/s. Este es un modo común en las explosiones. El frente de llama y el de presión se sitúan de forma prácticamente paralela. La energía es transferida por ondas de presión, las que viajan desde la zona quemada hacia la inquemada, de tal forma que la mezcla combustible-oxidante es comprimida hasta llegar a la temperatura de autoinflamación[6]. Esta reacción se realiza de forma independiente de las dimensiones a través de las cuales se propaga.

Las explosiones corresponden a reacciones de deflagración o detonación, diferenciadas principalmente por la velocidad que posee el frente de llama. Como se puede ver en la Figura 4-2, la combustión avanza desde una zona de reacción o inicio, hacia donde se encuentran los gases no quemados. Esto a través del frente de llama y presión (de izquierda a derecha de acuerdo éste caso).

[6] Temperatura de autoinflamación: temperatura mínima, a presión atmosférica, en que la mezcla aire-combustible arde de forma espontánea, sin necesidad de una fuente exterior de calor.

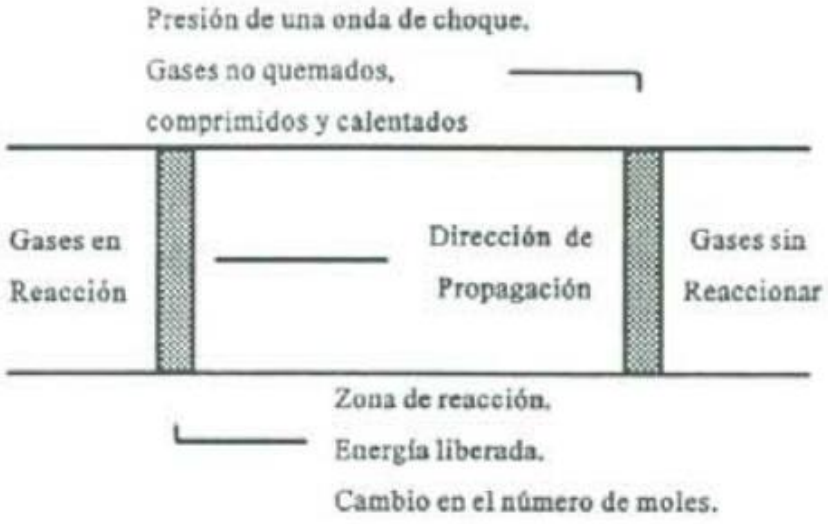


Figura 4-2: Reacción y presión de propagación frontal a través de un tubo.

La reacción de combustión que ocurre al interior de la cámara de combustión de un motor o de una turbina corresponde a deflagraciones. Uno de los factores que influyen en la estabilidad de la llama es la velocidad de deflagración, la se refiere a la rapidez en que se transmite la combustión desde una zona quemada hasta una no quemada [17], lo que en consecuencia también se refiere a la rapidez con la que un combustible gaseoso libera calor. Esta velocidad se ve afectada por la tasa de aireación (n).

Tasa o factor de aireación (n) se define como la relación entre la cantidad de aire usado en la combustión y la cantidad de aire estequeométrico.

La velocidad de la corriente de un flujo laminar de gas a través de un ducto circular se puede expresar de la siguiente forma:

$$v = 2 \cdot V_m \left(1 - \frac{x^2}{R^2}\right)$$

Estos valores corresponden a:

v: Velocidad de la corriente en un punto de coordenada X

V_m: Velocidad media del flujo

x: Distancia al eje de simetría del ducto

R: Radio del ducto

A partir de esto, es posible obtener el gradiente de velocidad del flujo (g) a partir de:

$$g = -\frac{dv}{dx} = -\frac{4V_m x}{R^2}$$

4.4 Tipos de llamas

En cuanto a los tipos de llamas[7], existen distintas clasificaciones. En éste trabajo se tomarán dos: una de de acuerdo a la forma en que se inyecta el combustible y otra de acuerdo al comportamiento del fluido.

4.4.1 Clasificación por inyección de combustible

a) Llama pre-mezcla

Se refiere a la previa mezcla de combustible y oxidante a nivel molecular antes de que ocurra la combustión. Los motores con Ciclo Otto operan de esta forma, los cuales son del mismo tipo que se evalúa en esta investigación.

En el caso de análisis de éste trabajo, el combustible corresponde a una mezcla de gases (biogás y gas natural), mientras que el oxidante vendría a ser aire. Se recomienda optar por éste método ya que permite tener control en las proporciones de los gases a utilizar como combustible, lo que ayudará a conocer en todo momento las características del combustible a quemar, por tanto, información relevante como la potencia y energía generada.

En éste tipo de llama existe un punto de inicio de la combustión, desde donde existe una propagación en la que se requiere que las capas adyacentes de pre-mezcla no quemada se energicen para alcanzar las condiciones de inflamabilidad [18]. Es factible

---

[7] Llama: masa gaseosa incandescente que emite luz y calor

que ocurra tanto deflagración como detonación, esto depende de cómo se realice la transferencia de energía desde la zona quemada hacia la inquemada.

Cabe destacar, que en la práctica la pre-mezcla suele ser parcial, esto quiere decir que existe una zona primaria de combustión (dada por la mezcla aire-combustible) y una zona secundaria de combustión, que se genera por la presencia de oxígeno en los alrededores, generándose una reacción con los elementos combustibles propios del frente de llama. Esto quiere decir, que no todo el aire utilizado es suministrado por la pre-mezcla [19].

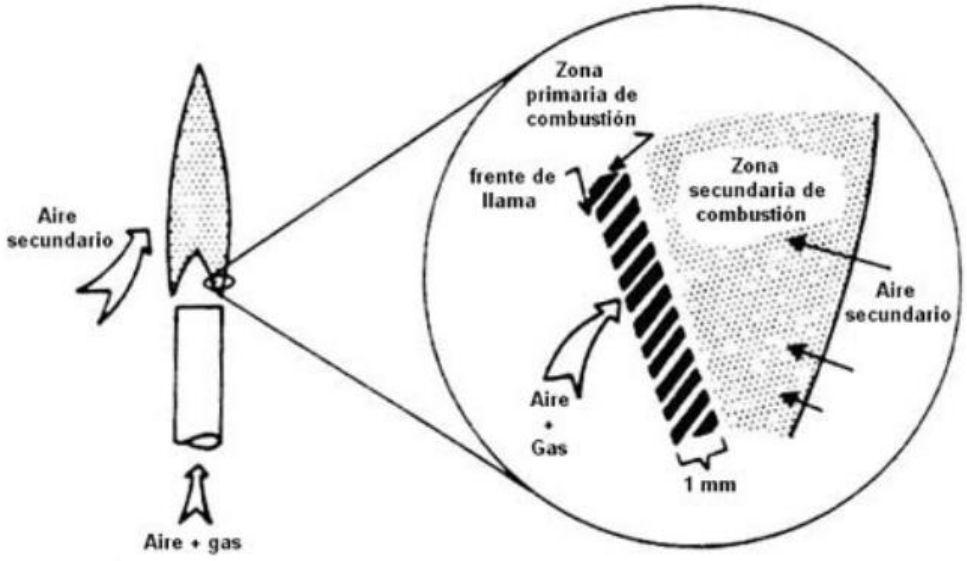


Figura 4-3: Estructura de una llama de pre-mezcla parcial [17]

b) Llama de difusión

Los reactivos se encuentran separados y se unen al momento de la combustión. Una de sus características tiene que ver con que es capaz de alcanzar grandes longitudes de llama [20], lo que para el caso de estudio de este trabajo no es significativo. Dado que no hay un frente reactivo, a diferencia de la pre-mezcla, no existe velocidad de llama.

4.4.2 Clasificación por el comportamiento del fluido

a) Llama laminar

Son aquellas con un número de Reynolds menor a 2000, común en quemadores pequeños. Se puede subcategorizar de la siguiente forma:

- Llamas laminares de difusión: los reactantes se mezclan por el proceso de difusión molecular., en donde el aire y el combustible arriban de forma separada.
- Llama laminar premezclada: los reactantes son previamente mezclados. Aquí la llama separa dos zonas, la región de mezcla reactante fría y la zona de gases de combustión calientes. En la mayoría de los casos, el frente se propaga de forma lisa y uniforme.

b) Llama turbulenta

Resulta importante analizar las llamas turbulentas[8], ya que en la práctica, los sistemas de combustión como los motores y turbinas operan con este tipo de llama. La combustión será más intensa bajo éste comportamiento [16], lo que quiere decir que se tendrá una mayor rapidez en la liberación del calor por unidad de volumen [18]. Se caracterizan por tener una velocidad mayor que las laminares (al menos un orden de magnitud), poseen una longitud de llama menor (ventajoso para sistemas compactos), el frente de llama es más grueso y a simple vista difuso y además son llamas ruidosas (ruido constante y uniforme).

En este caso "resulta complejo atenuar las inestabilidades del flujo, esto por causa de que tanto los efectos de los esfuerzos viscosos y de la velocidad en cada punto del flujo tienen fluctuaciones aleatorias" (Amell, A. 2009).

Los principales efectos de la combustión bajo éste régimen, tienen que ver con una disminución en los tiempos de combustión, lo que es altamente requerido en aquellos sistemas que operan con alta intensidad de combustión[9]; y un patrón poco uniforme en

---

[8] Flujo turbulento: aquel donde no existe un patrón ordenado, las capas de fluido no se deslizan una sobre la otra. Aquellos flujos que presenten un Número de Reynolds (Re: valor de tipo adimensional) mayor a 10.000 se consideran dentro de esta categoría. Parámetros como la velocidad, la presión y la temperatura experimentan fluctuaciones en el tiempo.

[9] Intensidad de combustión: tasa de liberación de calor por unidad de volumen y presión de operación. Se puede medir en kW/m^3bar.

cuanto a la geometría de la llama, como se puede ver en la **Error! Reference source not found.**.

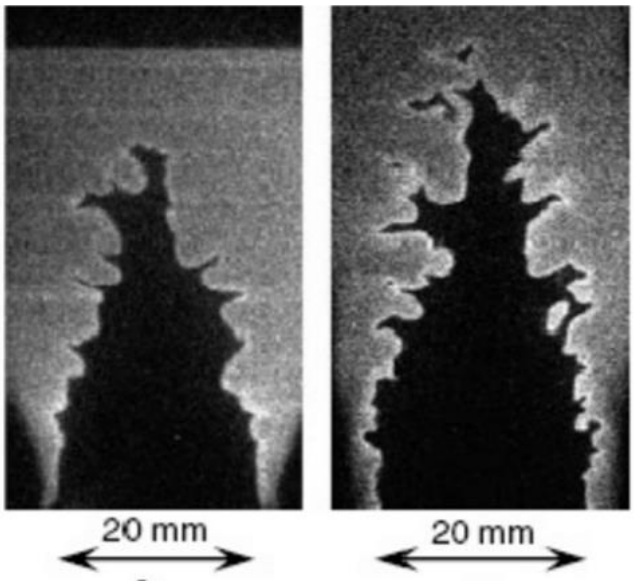


Figura 4-4: Estructura de una llama de pre-mezcla en régimen turbulento [21].

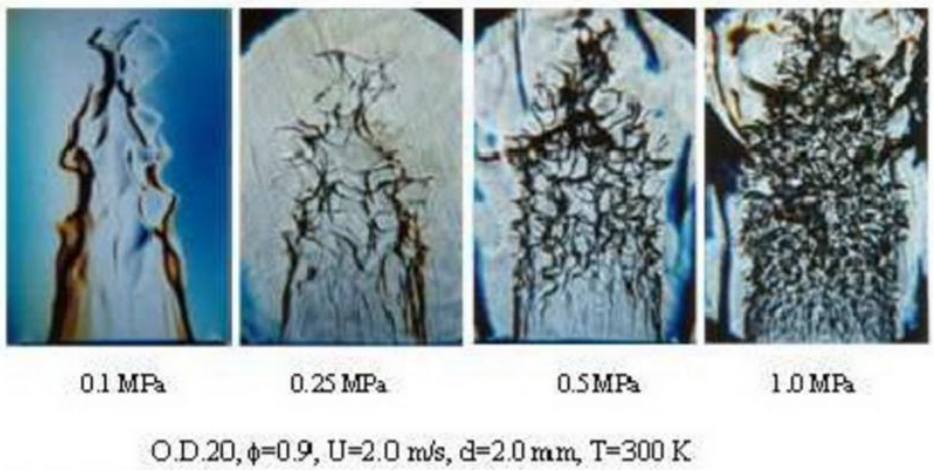


Figura 4-5: Apariencia de la llama de pre-mezcla turbulenta de metano y aire, alta temperatura y presión [21].

Se pueden subcategorizar de la siguiente forma:

- Llama turbulenta de difusión
- Llama turbulenta premezclada: ampliamente utilizadas en la actualidad en dispositivos como motores de combustión interna que operan con gas.

4.5 Estabilidad de llama

Resulta importante saber si la llama es estable, ya que de lo contrario se ve afectada la operación de los sistemas de combustión. A continuación se explican algunos de los fenómenos que caracterizan la ocurrencia de este fenómeno en las llamas de pre-mezcla:

a) Desprendimiento de llama

Se produce la separación de la base de la llama, la que puede ser total o parcial. “Esto se debe a una pérdida en el equilibrio entre la velocidad de deflagración laminar y la componente perpendicular de la velocidad de la corriente de la mezcla aire-gas, resultando esta mayor” (Amell, A. 2009). Podría sucedes que la llama exista separada de la base (llama aérea), la que se enfriará para luego apagarse.

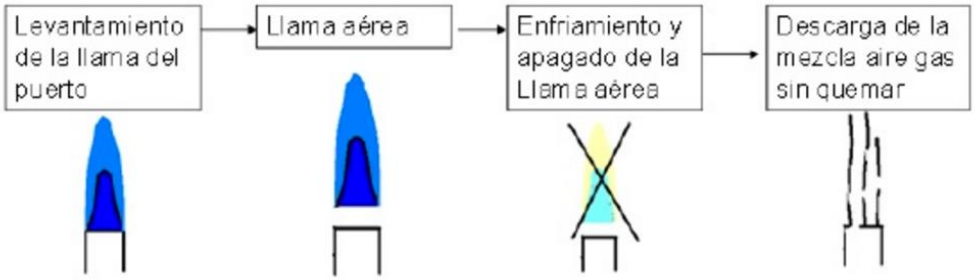


Figura 4-6: Secuencia de desprendimiento en una llama de pre-mezcla laminar [21]

b) Retrollama

En este caso se pierde el equilibrio debido a que “la velocidad de deflagración es mayor que la componente perpendicular de la velocidad del flujo aire-gas” (Amell, A. 2009). La llama se dirige al interior del mezclador, pudiendo incluso llegar hasta al inyector de combustible. Esto generalmente sucede cuando se cambia abruptamente el caudal de la mezcla aire-gas.

Figura 4-7: Falla de turbina a gas debido a fenómeno de retroceso de llama [22]

4.6 Fenómeno de puntas amarillas

Este fenómeno ocurre por una deficiencia de aire principal y/o secundario, lo que provoca un aumento en la concentración en carbono. El color amarillo está relacionado con la descomposición de los hidrocarburos en la llama, dando origen a partículas incandescentes de carbono.

Puede darse que las partículas de carbono se escapen de la llama, provocando formación de hollín [18].

5 Normativa Ambiental

Considerando el derecho constitucional de vivir en un medio ambiente libre de contaminación y la necesidad imperiosa de conservar el medio ambiente, se ha creado la necesidad de resguardarlo desde el punto de vista jurídico. Cabe destacar que éste proyecto al considerar el uso de biogás como combustible predominante para la generación de potencia no solamente se alinea a la problemática energética y los desafíos que actualmente existen en esta materia, sino que además significa un aporte al medio ambiente debido a la valoración energética de residuos orgánicos producidos por diferentes industrias.

La presente sección de este trabajo tiene por objetivo determinar cuál es la normativa ambiental que se aplica en un proyecto de generación de electricidad mediante la mezcla biogás-gas natural.

El Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) es un organismo público dependiente del Ministerio del Medio Ambiente, funcionalmente descentralizado creado bajo el marco de la Ley 20.417. Su principal función es tecnificar y administrar el instrumento de gestión ambiental denominado Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA[10]) [23]. El SEA cumple la función de uniformar criterios, requisitos, condiciones, antecedentes, certificados, trámites, exigencias técnicas y procedimientos de carácter

[10] Servicio de Evaluación de impacto ambiental (SEIA): instrumento que permite introducir la dimensión ambiental en el diseño y la ejecución de los proyectos y actividades que se realizan en el país; a través de él se evalúa y certifica que las iniciativas, tanto del sector público como del sector privado, se encuentran en condiciones de cumplir con los requisitos ambientales que les son aplicables.

ambiental que establezcan los ministerios y demás organismos del Estado [23]. Apunta a establecer criterios comunes para evaluar cada tipo de proyecto, con el objetivo de asegurar la protección del medio ambiente de manera eficiente y eficaz [23].

De acuerdo a la Ley 19.300, la cual establece bases generales del medio ambiente, en su Artículo 10 indica cuáles son los los proyectos o actividades a causar impacto ambiental, por lo que deberán ingresar al SEIA. De acuerdo a dicho artículo, se destacan a continuación aquellas letras que podrían relacionarse con el proyecto asociado a este estudio [24]:

c) Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW.

i) Proyectos de desarrollo minero, incluidos los de carbón, petróleo y gas, comprendiendo las prospecciones, explotaciones, plantas procesadoras y disposición de residuos estériles, así como la extracción de áridos, turba o greda.

j) Oleoductos, gasoductos, ductos mineros u otros análogos.

En el caso particular de este trabajo, se espera que la mezcla de los combustibles mencionados genera una potencia de 1 [MW], por lo que la letra c) no da lugar a que el proyecto ingrese al SEIA.

La letra i) y j) de dicho artículo podrían tener significancia para que este proyecto ingrese al SEIA en el caso de que éste se relacione directamente con la industria minera. En caso contrario, no da a lugar la participación del proyecto en el SEIA.

Una vez que se indique que el proyecto debe ingresar al SEIA, se deberá realizar una Declaración de Impacto Ambiental (DIA[11]). Sin embargo, en conformidad con la Ley 19.300 Artículo 11, si el proyecto genera o presenta uno de los efectos, características o circunstancias contempladas en la lista que a continuación se expone, se requerirá la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA[12])

a) Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones o residuos;
b) Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluidos el suelo, agua y aire;
c) Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de grupos humanos;
d) Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos y glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar;

---

[11] Declaración de Impacto Ambiental (DIA): documento descriptivo de una actividad o proyecto que se pretende realizar, o de las modificaciones que se le introducirán, otorgado bajo juramento por el respectivo titular, cuyo contenido permite al organismo competente evaluar si su impacto ambiental se ajusta a las normas ambientales vigentes.

[12] Estudio de Impacto Ambiental (EIA): documento que describe pormenorizadamente las características de un proyecto o actividad que se pretenda llevar a cabo o su modificación. Debe proporcionar antecedentes fundados para la predicción, identificación e interpretación de su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos.

e) Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona, y
f) Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.

La letra a) se puede relacionar principalmente con la producción de biogás, lo cual no debiera significar un problema si el proceso contempla la reutilización de sus residuos. Por ejemplo el agua utilizada en el proceso de producción de biogás se puede recircular, el sustrato sobrante que se elimina del digestor se utiliza como biofertilizante, entre otros. Se deberá tener precaución en los procesos de tratamiento de los gases (remoción de sustancias indeseadas como H_2O y H_2S principalmente), para que las sustancias utilizadas para realizar estas operaciones no se enmarquen en lo que establece esta letra.

La letra b) podría estar relacionada con las emisiones de gases propias de la combustión, los cuales generan un efecto contaminante en el aire. Se deberán tomar las precauciones necesarias para que dichas emisiones estén en el marco legal que establece la normativa chilena.

El resto de las letras, de la c) a la f), están directamente relacionadas con el lugar de emplazamiento. Será de gran importancia que el proyecto sea construido en un lugar habilitado como zona industrial.

Para el desarrollo de un proyecto de este tipo, se recomienda la consideración de:

a) Normas Primarias de Calidad Ambiental-Aire establecidas en:

- Decreto Supremo Nº 45 (año 2001). Ministerio Secretaria General de la Presidencia (MINSEGPRES).

- Decreto Supremo Nº 13 (año 2000). MINSEGPRES.
- Decreto Supremo Nº 112 (año 2003). MINSEGPRES.
- Decreto Supremo Nº 113 (año 2003). MINSEGPRES.
- Decreto Supremo Nº 114 (año 2002). MINSEGPRES.
- Decreto Supremo Nº 115 (año 2003). MINSEGPRES.

b) Normas Secundarias de Calidad Ambiental-Aire establecidas en:

- Decreto Exento Nº 4 (año 1992). Ministerio de Agricultura (MINAGRI).
- Decreto Supremo Nº22 (año 2009). MINSEGPRES

c) Normas de Emisión a la atmósfera (fuentes fijas):

- Decreto Supremo Nº 4 (año 1992). Ministerio de Salud (MINSAL).
- Decreto Supremo Nº 167 (año 1999). MINSEGPRES.
- Decreto Supremo Nº 13 (año 2001). Ministerio del Medio Ambiente (MMA).

6 Mezcla biogás-gas natural

Este trabajo se orienta en específico a la mezcla de biogás y gas natural para generación eléctrica. Esta mezcla puede tomar distintos valores en cuanto a su composición, es decir, desde un 100% biogás-0% gas natural, hasta 0% biogás-100% gas natural, considerando todo el espectro de alternativas que se encuentran entre dichos rangos.

Es importante destacar que la composición volumétrica de los combustibles no es fija, sin embargo, cada uno se caracteriza por presentar ciertos compuestos en un determinado rango de valores. Por ejemplo, el biogás es principalmente metano CH_4 y dióxido de carbono CO_2, además de otros compuestos en menor medida; y la proporción en que se encuentra cada uno de estos depende principalmente del origen del sustrato, condiciones de operación y diseño de la planta. En esta sección se muestran los cálculos asociados a algunas variables de interés.

6.1 Análisis elemental

Antes de poder determinar cualquier valor, es necesario analizar los componentes del combustible: carbono, hidrógeno, oxígeno y nitrógeno. Para esto se deben conocer los valores de las masas molares asociados a cada uno de estos elementos.

Tabla 6.1: Peso atómico elementos de interés en unidades de masa atómica (U.M.A)

Elemento		Masa molar [gr/mol]
Carbono	M_C	12,01
Hidrógeno	M_H	1,008
Oxígeno	M_O	15,99
Nitrógeno	M_N	14
Azufre	M_S	32,05

Cabe destacar que para los siguientes cálculos se desprecia la presencia de azufre ya que se considera que éste ha sido previamente eliminado de los combustibles en cuestión.

a) Gas Natural

Tabla 6.2: Componentes del gas natural y sus poderes caloríficos

		Poder calorífico kJ/kg	
Componente	% Volumen	Superior	Inferior
Metano	a	55530	50050
Etano	b	51900	47520
Propano	c	50330	46340
Butano	d	49150	45370
Pentano	e	48961	48822
Hexano	f	47500	44400
Dióxido de Carbono	g	-	-
Nitrógeno	h	-	-
Total	100	-	-

b) Biogás

Tabla 6.3: Componentes del biogás y sus poderes caloríficos

Componente	% Volumen	Poder calorífico kJ/kg Superior	Inferior
Metano	h	55530	50050
Dióxido de Carbono	i	-	-
Nitrógeno	-	-	-
Oxígeno	-	-	-
Hidrógeno	-	-	-
Monóxido de Carbono	100-7000 ppm	-	-
Ácido sulfhídrico	Trazas	-	-
Amoníaco	-	-	-
Vapor de Agua	Trazas	-	-
Total	100	-	-

En ambos casos, los valores de poder calorífico superior e inferior de algunos compuestos no son considerados ya que se desprecia su reacción en la combustión. Los valores del % de volumen (a, b, c, d, e, f, g, h, i, j, k, l, m y n) dependerán del origen de los combustibles, condiciones de diseño y operación respectivas. A partir de ellos de obtiene la fracción de volumen de cada uno de los compuestos involucrados para posteriores cálculos.

La mezcla de ambos combustibles puede tener distintos valores, para los posteriores cálculos que se indican en esta sección se define:

$$x: porcentaje\ de\ gas\ natural\ en\ la\ mezcla$$

$$y: porcentaje\ de\ biogás\ en\ la\ mezcla$$

Se procede a continuación a calcular la masa molar de cada uno de los elemento de interés para la mezcla de combustibles:

$$m_c = \frac{12{,}01}{100} \cdot [x \cdot (1 \cdot a + 2 \cdot b + 3 \cdot c + 4 \cdot d + 5 \cdot e + 6 \cdot f + 1 \cdot g) + y \cdot (1 \cdot i + 1 \cdot j)] \; {}^{gr}/_{mol}$$

$$m_H = \frac{1{,}008}{100} \cdot [x \cdot (4 \cdot a + 6 \cdot b + 8 \cdot c + 10 \cdot d + 12 \cdot e + 14 \cdot f) + y \cdot (4 \cdot i)] \; {}^{gr}/_{mol}$$

$$m_O = \frac{15{,}99}{100} \cdot [x \cdot (2 \cdot g) + y \cdot (2 \cdot j)] \; {}^{gr}/_{mol}$$

$$m_N = \frac{14}{100} \cdot [x \cdot (2 \cdot h)] \; {}^{gr}/_{mol}$$

$$m_T = \sum m_i = m_c + m_H + m_O + m_N \quad {}^{gr}/_{mol}$$

Una vez obtenidos estos valores, es posible obtener las fracciones de masa para cada uno de los elementos de interés de la siguiente forma:

$$X_c = \frac{m_c}{m_T}$$

$$X_H = \frac{m_H}{m_T}$$

$$X_O = \frac{m_O}{m_T}$$

$$X_N = \frac{m_N}{m_T}$$

6.2 Valores de interés

En esta sección se muestra como se obtienen los valores de las principales variables de interés para el tema de estudio.

a) Poder calorífico superior e inferior de la mezcla ($H_{S,mezcla}$ y $H_{I,mezcla}$)

La energía en forma de calor por unidad de masa para la mezcla de combustibles se obtiene de la siguiente forma:

$$H_{S,mezcla} = x \cdot \left(a \cdot H_{sup,CH_4} + b \cdot H_{sup,C_2H_6} + c \cdot H_{sup,C_3H_8} + d \cdot H_{sup,C_4H_{10}} + e \cdot H_{sup,C_5H_{12}} + f \cdot H_{sup,C_6H_{12}}\right) + y \cdot \left(i \cdot H_{sup,CH_4}\right)$$

$$H_{I,mezcla} = x \cdot \left(a \cdot H_{inf,CH_4} + b \cdot H_{inf,C_2H_6} + c \cdot H_{inf,C_3H_8} + d \cdot H_{inf,C_4H_{10}} + e \cdot H_{inf,C_5H_{12}} + f \cdot H_{inf,C_6H_{12}}\right) + y \cdot \left(i \cdot H_{inf,CH_4}\right) \quad {}^{kJ}/_{kg}$$

Dado que los valores de poder calorífico superior e inferior para los componentes utilizados son conocidos y se muestran en las Tabla 6.2 y Tabla 6.3 se pueden reemplazar los valores directamente:

$$H_{S,mezcla} = x(a \cdot 55.530 + b \cdot 51.900 + c \cdot 50.330 + d \cdot 49.150 + e \cdot 48.961 + f \cdot 47.500) + y(i \cdot 55.530) \ {}^{kJ}/_{kg}$$

Este valor considera que el calor desprendido en combustión completa considerando que el vapor de agua producido está condensado.

$$H_{I,mezcla} = x(a \cdot 50.050 + b \cdot 47.520 + c \cdot 46.340 + d \cdot 45.370 + e \cdot 48.822 + f \cdot 44.400) + y(i \cdot 50.050) \ {}^{kJ}/_{kg}$$

Este valor considera que el calor desprendido en combustión completa no incluye la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua.

b) Volumen de aire estequeométrico normalizado ($V_{a,e}^{N}$)

Se calcula el volumen de aire necesario para combustión completa bajo condiciones normales, es decir, temperatura de 0 ºC y 1 atm de presión.

$$V_{a,e}^{N} = \frac{22,4}{0,21} \cdot \left(\frac{X_C}{12,01} + \frac{X_H}{4,032} + \frac{X_S}{32,06} - \frac{X_O}{32}\right) \ {m_N^3}/{kg}$$

c) Volumen gases de escape estequeométicos normalizados ($V_{g,e}^{N}$)

Se calcula el volumen de los gases de escape para combustión completa bajo condiciones normales, es decir, temperatura de 0 ºC y 1 atm de presión.

$$V_{g,e}^{N} = 22{,}4 \cdot \left(\frac{X_C}{12{,}01} + \frac{X_H}{2{,}016} + \frac{X_S}{32{,}06}\right) + 0{,}79 \cdot V_{a,e}^{N} \quad {m_N^3}/{kg}$$

Se debe realizar una corrección de estos valores para llevarlo a condiciones de operación distintas a las normales.

d) Volumen gases de escape normalizados (V_g^N)

Este valor considera los efectos asociados al exceso de aire (λ)

$$V_g^N = V_{g,e}^N + (\lambda - 1) \cdot V_{a,e}^N \quad {m_N^3}/{kg}$$

e) Flujo másico de combustible ($\dot{m}_f$)

Para esto se debe considerar la potencia (P) que se desea generar y la energía en forma de calor que desprende el combustible.

$$\dot{m}_f = \frac{P}{H_{I,mezcla}} \quad {kg}/{s}$$

En éste caso de análisis, el combustible corresponde a una mezcla. El valor del flujo másico de cada uno de los combustibles se obtiene de la siguiente forma:

$$\dot{m}_{f,GN} = x \cdot \dot{m}_f \quad {kg}/{s}$$

$$\dot{m}_{f,Biogás} = y \cdot \dot{m}_f \quad {kg}/{s}$$

f) Caudal o flujo volumétrico de combustible ($\dot{V}_f$)

Valor de interés para el dimensionamiento de las líneas de distribución del combustible, ya sea desde los puntos de almacenamiento o hacia el motor.

$$\dot{V}_f = \frac{\dot{m}_f}{\rho_{mezcla}} \left[{m^3}/{s} \right]$$

Si se requieren líneas separadas para cada uno de los combustibles, los flujos individuales de gas natural y biogás corresponden a:

$$\dot{V}_{f,GN} = x \cdot \dot{V}_f \left[{m^3}/{s} \right]$$

$$\dot{V}_{f,Biogás} = y \cdot \dot{V}_f \left[{m^3}/{s} \right]$$

g) Caudal de aire corregido ($\dot{V}_a$)

Se calcula el volumen de aire por unidad de tiempo, a las condiciones de presión (p) y temperatura (T) que sean establecidas, ya sea en la entrada o en la salida del sistema. Esta corrección se hace considerando el exceso de aire (λ) y las condiciones normalizadas de presión ($p_0 = 101.325\ Pa$) y temperatura ($T_0 = 273\ K$).

$$\dot{V}_a = V_{a,e}^N \cdot \dot{m}_f \cdot \lambda \cdot \frac{p_0}{p} \cdot \frac{T}{T_0}\ {m^3}/{s}$$

Este valor depende de las condiciones de operación y se corrige para llevarlo desde condiciones normales a condiciones reales.

h) Caudal de gases de escape real ($\dot{V}_g$)

Se calcula el volumen de los gases de escape por unidad de tiempo, a las condiciones de presión (p) y temperatura (T) que sean establecidas, ya sea en la entrada o en la salida del sistema. Esta corrección se hace considerando las condiciones normalizadas de presión ($p_0 = 101.325\ Pa$) y temperatura ($T_0 = 273\ K$).

$$\dot{V}_g = V_g^N \cdot \dot{m}_f \cdot \frac{p_0}{p} \cdot \frac{T}{T_0}\ m^3/_s$$

i) Densidad del combustible (ρ_f)

Para obtener los valores de densidad de cada uno de los componentes de interés, se toma como supuesto que estos tienen un comportamiento de gas ideal. De acuerdo a esto y bajo condiciones normales, el volumen que ocupa 1 mol corresponde a 22,3 litros.

Tabla 6.4: Densidades compuestos de interés.

Componente		Masa molar [gr/mol]	Densidad [kg/m3]
Metano	CH_4	16,042	0,716
Etano	C_2H_6	30,068	1,342
Propano	C_3H_8	44,094	1,968
Butano	C_4H_{10}	58,12	2,595
Pentano	C_5H_{12}	72,146	3,221
Hexano	C_6H_{14}	86,172	3,847
Dióxido de Carbono	CO_2	43,99	1,967
Nitrógeno	N_2	28	1,25

La densidad del combustible de puede obtener de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\rho_f = x \cdot (a \cdot 0{,}716 + b \cdot 1{,}342 + c \cdot 1{,}968 + d \cdot 2{,}595 + e \cdot 3{,}221 + f \cdot 3{,}847 + g \cdot 1{,}967 + h \cdot 1{,}250) + y \cdot (i \cdot 0{,}716 + j \cdot 1{,}967)$$

6.3 Caso de análisis

En la sección anterior, se muestra cómo obtener algunos valores de interés. Para poder apreciar de mejor forma el comportamiento de la mezcla de combustible se tomará una composición específica para el gas natural y el biogás la cual se muestra en la Tabla 6.5 y Tabla 6.6.

Se tomarán aquellas composiciones de mezcla de combustible comprendidas entre 60% biogás-40% gas natural hasta 100% biogás en intervalos de 10%. Cabe destacar que todos los cálculos presentes en ésta sección corresponden a un caso particular sobre el cuál se realizará un posterior análisis.

Tabla 6.5: composición del gas natural suministrado en la región de Valparaíso [14]

Componente		% Volumen
Metano	CH_4	92,22
Etano	C_2H_6	3,55
Propano	C_3H_8	1,02
Butano	C_4H_{10}	0,45
Pentano	C_5H_{12}	0,13
Hexano	C_6H_{14}	0,05
Dióxido de Carbono	CO_2	1,61
Nitrógeno	N_2	0,97
	Total	100

Como ya se ha mencionado en el presente trabajo, la composición del biogás dependerá del origen de su sustrato. En éste análisis se han tomado valores representativos de la industria vitivinícola en Chile, la cual considera productos obtenidos por procesos de fermentación y/o destilación de frutas, es decir, principalmente vino y pisco [6].

Tabla 6.6: composición del biogás de origen vitivinícola [6]

Componente		% Volumen
Metano	CH_4	60
Dióxido de Carbono	CO_2	40
Nitrógeno	N_2	-
Oxígeno	O_2	-
Hidrógeno	H_2	-
Monóxido de Carbono	CO	100-7000 ppm
Ácido sulfhífrico	H_2S	Trazas
Amoníaco	NH_3	-
Vapor de Agua	H_2O	Trazas
Total		100

6.3.1 Análisis elemental

Para el análisis elemental, se utilizarán las ecuaciones planteadas en la sección 6.1 (análisis elemental) para los valores de masa molar y fracción de masa, a partir de los cuales se obtendrán las variables de interés.

Tabla 6.7: análisis elemental para la mezcla de combustibles biogás-gas natural de acuerdo a las composiciones dadas

% Volumen		Masas molares [gr/mol]					Fracciones de masa			
Gas natural (x)	Biogás (y)	m_c	m_H	m_O	m_N	m_T	X_c	X_H	X_O	X_N
40	60	12,334	3,080	7,881	0,109	23,404	0,527	0,132	0,337	0,005
30	70	12,253	2,915	9,109	0,000	24,277	0,505	0,120	0,375	0,000
20	80	12,172	2,750	10,337	0,000	25,258	0,482	0,109	0,409	0,000
10	90	12,091	2,584	11,564	0,000	26,240	0,461	0,098	0,441	0,000
0	100	12,010	2,419	12,792	0,000	27,221	0,441	0,089	0,470	0,000

6.3.2 Valores de interés

Para el cálculo de algunos valores de interés se utilizarán las ecuaciones de la sección 6.2 (valores de interés), será necesario tomar algunos valores como supuestos. Estos serán la potencia eléctrica, que se asumirá un valor de 1.000 $[kW]$ y exceso de aire $\lambda = 1{,}1$; valor comúnmente utilizado en la combustión de gases.

En la Tabla 6.8, Tabla 6.9, Tabla 6.10 y Tabla 6.11 se muestran los valores de interés para los distintos casos que considera este estudio.

Tabla 6.8: Poder calorífico superior e inferior de la mezcla para el caso de análisis

% Volumen		[kJ/kg]	
Gas natural (x)	Biogás (y)	$H_{S,mezcla}$	$H_{I,mezcla}$
40	60	41540,463	37460,229
30	70	39484,847	35602,671
20	80	37429,231	33745,114
10	90	35373,616	31887,557
0	100	33318,000	30030,000

Tabla 6.9: Valores normalizados de volumen de aire estequeométrico, volumen de gases de escape estequeométricos normalizados y volumen de gases normalizado para caso de análisis

% Volumen		$\left[m_N^3/kg\right]$		
Gas natural (x)	Biogás (y)	$V_{a,e}^N$	$V_{g,e}^N$	V_g^N
40	60	7,040	8,007	8,711
30	70	6,408	7,338	7,979
20	80	5,796	6,687	7,267
10	90	5,229	6,085	6,608
0	100	4,703	5,526	5,996

Tabla 6.10*:* Flujo másico de combustible de la mezcla, gas natural y biogás para caso de análisis

% Volumen		[kg/s]		
Gas natural (x)	Biogás (y)	$\dot{m}_f$	$\dot{m}_{f,GN}$	$\dot{m}_{f,BG}$
40	60	0,027	0,011	0,016
30	70	0,028	0,008	0,020
20	80	0,030	0,006	0,024
10	90	0,031	0,003	0,028
0	100	0,033	0,000	0,033

Tabla 6.11*:* Densidad de la mezcla, caudal de la mezcla y caudal de aire normalizado de la mezcla para caso de análisis

% Volumen		kg/m^3	m^3/s					
Gas natural (x)	Biogás (y)	ρ_f	$\dot{V}_f$	$\dot{V}_{f,GN}$	$\dot{V}_{f,BG}$	$\dot{V}_a^N$	$\dot{V}_{a,GN}^N$	$\dot{V}_{a,BG}^N$
40	60	1,046	0,026	0,010	0,015	0,207	0,083	0,124
30	70	1,088	0,026	0,008	0,018	0,198	0,059	0,139
20	80	1,131	0,026	0,005	0,021	0,189	0,038	0,151
10	90	1,174	0,027	0,003	0,024	0,180	0,018	0,162
0	100	1,216	0,027	0,000	0,027	0,172	0,000	0,172

Nota 1: El subíndice "GN" y "BG" hacen referencia a gas natural y biogás respectivamente. El superíndice "N" hace referencia a condiciones normales.

De los valores obtenidos y expuestos en la Tabla 6.8, Tabla 6.9, Tabla 6.10 y Tabla 6.11, se pueden realizar las siguientes observaciones:

a) Poder calorífico superior e inferior ($H_{S,mezcla}$ y $H_{I,mezcla}$)

La energía que se produce por unidad de masa se ve fuertemente influenciada por el alto porcentaje de metano del gas natural, lo que hace que al utilizar un mayor porcentaje de éste combustible en comparación al biogás sea posible obtener más energía. El biogás será más competitivo cuando su porcentaje de metano sea comparable con el del gas natural, ya que es éste compuesto quien le da su valor energético.

b) Volumen de aire estequeométrico normalizado ($V_{a,e}^{N}$)

Este valor representa la mínima cantidad de aire por kilo de combustible para que la combustión sea completa. Se observa que el valor disminuye a medida que la mezcla es más rica el biogás. Si el contenido de metano de los combustibles utilizados fuera similar, éste valor no presentaría grandes variaciones a medida que se modifica la mezcla.

c) Volumen de gases de escape normalizados ($V_{g,e}^{N}$)

Al igual que en el caso anterior (para $V_{a,e}^{N}$), el valor disminuye a medida que la mezcla se hace más rica en biogás. Este valor se ve fuertemente influenciado por la presencia de hidrocarburos y en el caso del biogás éstos se encuentran en menor % volumen que en el gas natural. Si ambos combustibles tuvieran una composición similar, el volumen de gases no presentaría grandes variaciones a medida que se modifica la mezcla.

d) Flujo másico ($\dot{m}_f$)

Se obtiene el valor de flujo másico de mezcla de combustible que es capaz de generar 1[MW] de potencia para todos los casos analizados. Se puede observar que éste valor aumenta a medida que la mezcla se hace más rica en biogás, lo cual se atribuye a la menor densidad energética del biogás en comparación con el gas natural, por lo que para asegurar una misma generación de potencia será necesaria una mayor cantidad de combustible.

También se calcula el valor de flujo másico individual para cada uno de los combustibles que componen esta mezcla.

e) Caudal o flujo volumétrico de combustible ($\dot{V}_f$)

Estos valores resultan útiles al momento de diseñar el sistema de pre-mezcla del combustible previo al ingreso al motor.

f) Caudal de aire normalizado ($\dot{V}_a^N$)

Se obtiene a partir de la ecuación dada para caudal de aire corregido ($\dot{V}_a$), sin embargo, en este caso no se ha hecho la modificación de acuerdo a condiciones de operación, por lo que los valores entregados se encuentran en condiciones normales.

g) Densidad del combustible (ρ_f)

Para el caso de análisis, de acuerdo a las composiciones de biogás y gas natural utilizadas en este trabajo, los valores de densidad de los combustibles gas natural y

biogás corresponden a 0,790 $\left[{}^{kg}/_{m^3}\right]$ y 1,216 $\left[{}^{kg}/_{m^3}\right]$ respectivamente, bajo condiciones normales.

7 Sistema de pre-mezcla biogás-gas natural

El objetivo principal de este estudio es realizar una propuesta conceptual de un sistema pre-mezcla biogás-gas natural para obtener un combustible que sea capaz de generar una determinada potencia. El diseño será abordado en diferentes aspectos tales como el diseño de las líneas, accesorios y control principalmente.

Para el dimensionamiento del sistema se tomará como base el caso de análisis de la sección 6.3.2 (valores de interés), el cual está sustentado en la composición del gas natural de la Tabla 6.5 y del biogás de la Tabla 6.6.

El diseño del sistema propuesto posee las siguientes consideraciones:

a) Composición de la mezcla

Se han tomado distintas mezclas de biogás-gas natural, en todas ellas el combustible predominante es el biogás. Para los cálculos se tomarán intervalos de 10% a partir de la mezcla 60% biogás – 40% gas natural.

b) Potencia generada

El sistema que se propone está diseñado para generar una potencia de 1 MW de energía eléctrica en base a distintas mezclas de los combustibles previamente mencionados. Éste combustible será posteriormente inyectado a un motogenerador. Para los cálculos asociados a la combustión se toma un valor de exceso de aire de 10% ($\lambda = 1{,}1$).

c) Comportamiento de gas ideal

Los combustibles utilizados son gases reales, sin embargo, resulta importante saber qué tan cercano es su comportamiento al de un gas ideal. Para esto se utiliza la regla de Kay para obtener los valores de presión y temperatura reducida de cada combustible. Con estos valores se puede entrar a la carta de compresibilidad y ver el comportamiento de los combustibles.

Primero es necesario conocer las presiones y temperaturas pseudo-críticas de cada gas.

$$T'_c = \sum_i y_i \cdot T_{C_i}$$

$$p'_c = \sum_i y_i \cdot p_{C_i}$$

Donde T'_c y p'_c son las temperaturas y presiones pseudo-críticas de un gas, y_i su fracción volumétrica, T_{C_i} y p_{C_i} la temperatura y presión crítica de cada gas.

Dado que cada combustible individual, biogás y gas natural, corresponde a una mezcla de distintos compuestos en estado gaseoso, es necesario conocer la presión y temperatura del punto crítico de cada uno de los compuestos que componen dichos combustibles. Esta información se muestra en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1: Temperatura (T_c) y presión (p_c) en el punto crítico a condiciones de 1 atm y 25ºC [25]

Compuesto		T_c [K]	p_c [bar]
Metano	CH_4	190,7	46,4
Etano	C_2H_6	305,4	48,4
Propano	C_3H_8	370	42,5
Butano	C_4H_{10}	425,2	37,9
Pentano	C_5H_{12}	469,8	33,6
Hexano	C_6H_{14}	507,6	30,3
Dióxido de carbono	CO_2	431	78,9
Nitrógeno	N_2	126	33,9

De acuerdo a las ecuaciones de temperatura y presión pseudo-crítica, para el gas natural los valores obtenidos son de 201,57 [K] y 46,19 [bar] respectivamente y para el biogás 286,82 [K] y 59,39 [bar] respectivamente.

Se considera que se trabajará con ambos combustibles a 25ºC (298,15 [K]) y 1 [atm] (1,01325 [bar]). Siguiendo con la regla de Kay, tomando los valores de presión y temperatura pseudo-críticos de cada combustible y las condiciones de operación, se calcula la presión reducida (p_R) y temperatura reducida (T_R) para cada combustible a partir de las siguientes ecuaciones:

$$T_R = \frac{T}{T'_c}$$

$$p_R = \frac{p}{p'_c}$$

Con estos valores se entra a las cartas de compresibilidad.

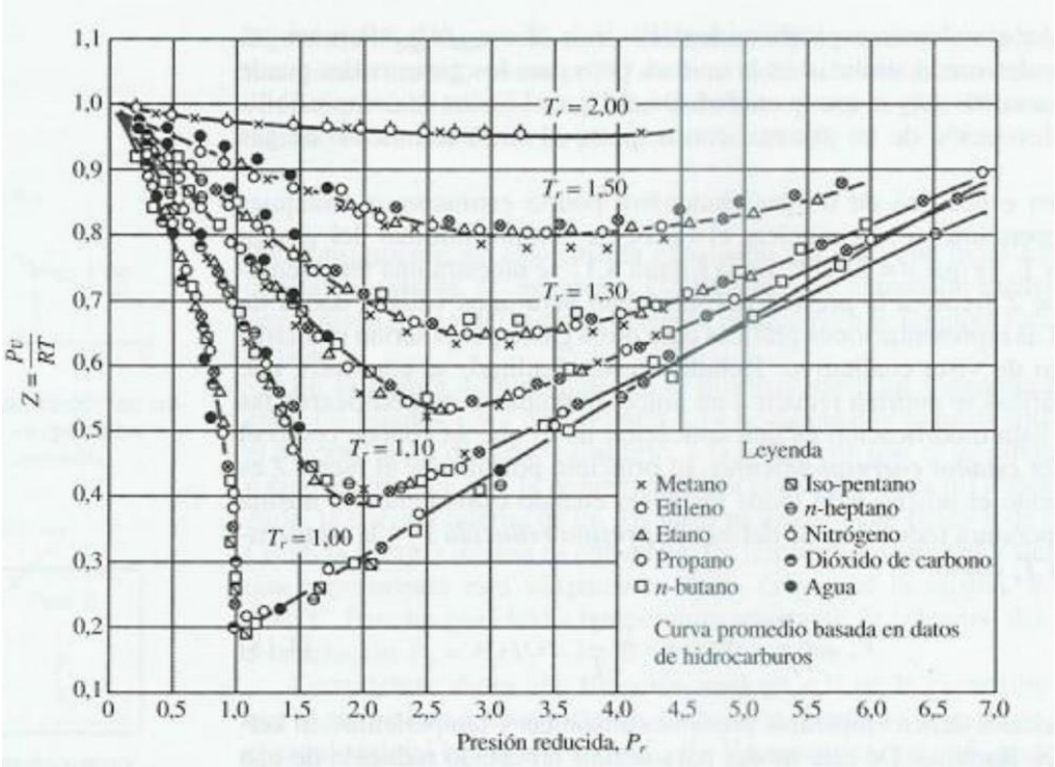


Figura 7-1: carta de factor de compresibilidad (Z) en función de la temperatura y presión reducida [25].

Para cada uno de los gases se tiene lo siguiente:

$$T_{R_{GN}} = \frac{298{,}15}{201{,}57} = 1{,}48$$

$$T_{R_{BG}} = \frac{298{,}15}{286{,}82} = 1{,}04$$

$$p_{R_{GN}} = \frac{1{,}01325}{46{,}19} = 0{,}022$$

$$p_{R_{BG}} = \frac{1{,}01325}{59{,}39} = 0{,}018$$

Con los valores obtenidos y la carta de la Figura 7-1 se puede ver que en ambos casos el valor del factor de compresibilidad (Z) es muy cercano a 1 (~0,98), por lo que se asume que a condiciones ambiente, ambos combustibles y sus mezclas tienen un comportamiento de gas ideal. Este supuesto es válido para bajas presiones (menores a aproximadamente 10 [bar]), ya que al ir aumentando la presión el modelo de gas ideal ya no será válido.

d) Almacenamiento y suministro de los combustibles

El gas natural será suministrado a través de ducto por la empresa distribuidora de gas de la zona en la cual se emplace el proyecto. Una de las principales ventajas de esto es que se simplifica la instalación en la planta para el suministro de este combustible ya que el gas natural llega directamente en estado gaseoso.

Se le puede solicitar a la empresa distribuidora que el gas natural llegue a la presión que se desee, dependiendo de la cercanía física a las líneas de media o alta presión, lo que tiene como principal ventaja el ahorro de un compresor para llevar este combustible a la presión deseada para la línea. Una vez hecha la instalación, solo se requiere abrir o cerrar el paso del gas natural mediante una válvula.

Se tomará como supuesto que el biogás que proviene del reactor se librará de las impurezas (mediante tratamiento del combustible) y se mantendrá almacenado en un

estanque a condiciones de 25ºC y 1,5 [atm] aproximadamente. Desde aquí saldrá a la línea de abastecimiento de biogás para ser mezclado.

e) Tratamiento de los combustibles

Ambos combustibles poseen compuestos que provocan deterioro y efectos indeseados en el interior de las líneas y los elementos del sistema. La presencia de vapor de agua (H_2O) y ácido sulfhídrico (H_2S) es altamente indeseada tanto por sus efectos corrosivos en el acero como por motivos de seguridad (formación de hidratos: ver sección 7.1.3), por lo que será necesario realizar un tratamiento de limpieza y deshidratación con el fin de que el sistema pueda operar de de forma segura. Este tema en particular será tratado en la sección 7.1.

Cabe destacar, que los términos deshidratación y deshumidificación se utilizaran de manera indistinta en este trabajo.

7.1 Tratamiento de los combustibles

Los combustibles a utilizar poseen una serie de impurezas que si no son extraídas dañarán el sistema de pre-mezcla. El gas natural a utilizar en este trabajo proviene de ducto, por lo que está previamente tratado, sin embargo, el biogás requerirá la extracción de algunos compuestos indeseados. En esta sección se mencionan algunos de éstos, junto con nombrar métodos de remoción para ciertos compuestos.

7.1.1 Siloxanos

Los siloxanos son compuestos líquidos volátiles cuyo nombre deriva de sílice, oxígeno y alcano. Son ampliamente utilizados en la industria cosmética, para la construcción de gomas y de aceites en base a silicona. En el caso del biogás resulta importante la remoción de este compuesto ya que genera depósitos de óxido de silicio o silicatos que provocan el desgaste y deterioro de la maquinaria (motores, turbinas, calderas, entre otros). Estos depósitos provocan demás una disminución en la eficiencia de la maquinaria. En el caso particular de los motores a gas la abrasión se produce principalmente en los pistones. Al igual que el resto de los componentes, la cantidad y tipo de siloxanos presentes en el biogás dependerá de la materia prima orgánica que se utilice en el biodigestor.

Ya que se está analizando la mezcla de combustibles para la generación de energía eléctrica, es muy importante realizar una limpieza previa del biogás en caso de se encontraran rastros de este compuesto, el cual varía entre 0-50 [mg/m^3] [26].

7.1.2 Ácido sulfhídrico

Otro de los componentes a remover del biogás es el ácido sulfhídrico H_2S , ya que tanto éste componente como los gases producto de su combustión (dióxido de azufre SO_2 en particular), generan corrosión en los equipos (digestores y maquinaria de generación eléctrica) y los llevan a un rápido deterioro, además de ser contaminantes. La presencia de este compuesto también afecta a la misma producción del biogás, ya que en altas concentraciones es tóxico para las bacterias que descomponen la materia orgánica.

Las piezas metálicas de hierro y galvanizadas son sujetos de corrosión superficial por parte de éste ácido. Todos aquellos componentes fabricados de metales no ferrosos se

corroen de mayor manera y tan rápidamente, al igual que los sellos y válvulas [27]. En el caso de los motores, el daño principal se provoca en la cámara de combustión, sistema de escape de gases y rodamientos. Esto significa que para el uso de biogás en generación de electricidad mediante tanto motores como turbinas a gas, su remoción es totalmente necesaria.

La remoción del ácido sulfhídrico es fundamental, ya que se trata de una sustancia tóxica para el organismo, capaz de provocar la muerte si es inhalado. Este compuesto se encuentra en distintos sustratos (plantas, residuos animales, entre otros).

A continuación, se hace una breve descripción del proceso necesario para la remoción de este compuesto [27]:

1) Determinación del contenido de ácido sulfhídrico en el biogás

Una método comúnmente utilizado es el de tiras papel de acetato de plomo, las cuales se ponen en contacto con el biogás. Si hay presencia de ácido sulfhídrico, las tiras se tornarán de color negro. Éste método es capaz de captar incluso pequeñas cantidades de este compuesto. Otra forma mezclando el biogás con una solución alcohólica de yodo, la cual debiera tener un color café rojizo, sin embargo, ante la presencia de ácido sulfhídrico se decolorará.

2) Métodos para la remoción del ácido sulfhídrico en el biogás

Uno manera realizando una reacción con cal viva o apagada[13]. Éste método se torna más complejo al haber grandes concentraciones de CO_2, ya que ésta también reacciona con la cal, consumiéndola casi por completo. Otro mecanismo por medio de un material ferroso que actúa como agente absorbente. Éste se dispone en la base de un recipiente hermético. En ambos casos, se hace circular el biogás en dirección ascendente, saliendo libre de H_2S.

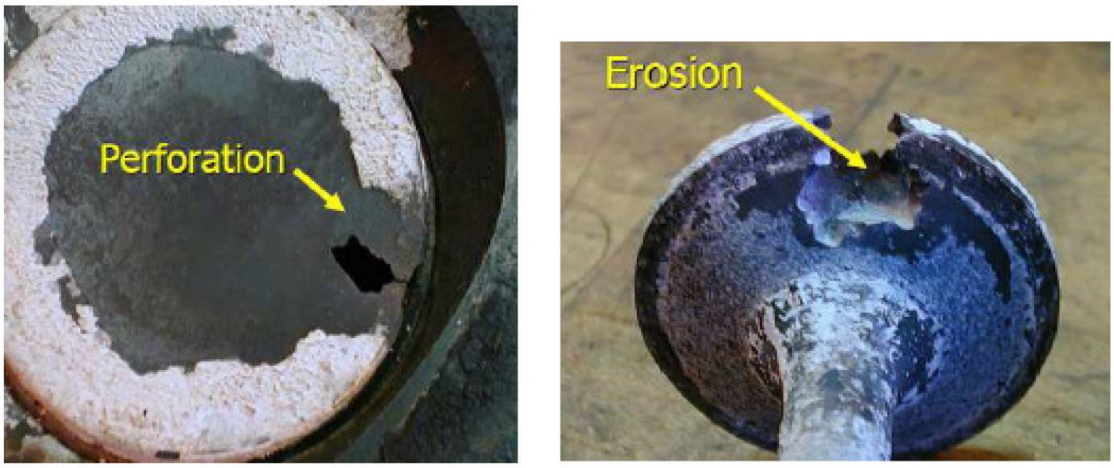


Figura 7-2: Efectos del H_2S en instalaciones.

[13] Cal viva: polvo de color blanco, conocido también como óxido de calcio (CaO). Cal apagada: corresponde a la hidratación de la cal viva, en esta reacción de desprende calor: $CaO + H_2 \rightarrow Ca(OH)_2 + Calor$.

7.1.3 Deshidratación

La deshidratación de los gases se define como la remoción del agua en forma de vapor que se encuentra contenida en el gas [28]. Este proceso es necesario para evitar efectos corrosivos en tuberías, accesorios y maquinaria, prevenir la formación de hidratos y cumplir con los niveles admisibles de la industria. El contenido máximo permitido de vapor de agua es entre 3 a 7 $\left[{}^{lbH_2O}/_{MMPCS}\right]$ (libras por millón de pies cúbicos estándar dependiendo del clima [29].

Por lo general tanto el gas natural que se extrae de pozos como el biogás que se produce en los digestores contiene vapor de agua. Esta es considerada una impureza ya que debilita energéticamente a los combustibles, provoca efectos altamente indeseados en los metales (corrosión) y puede llegar significar una serie de problemas operacionales, ambientales y/o de mantenimiento en caso de que no sea removido [30].

Los principales objetivos de la deshidratación de los gases están relacionados con:

a) Formación de hidratos

Un hidrato es un sólido cristalino, con una apariencia similar a la del hielo. Corresponden a un sólido en donde el agua cristalizada por lo general contiene metano u otros combustibles en su interior. Se forma cuando el gas se encuentra a condiciones por debajo de su punto de rocío, por lo que la temperatura a la que se forman los hidratos está directamente relacionada con la composición del gas a tratar [30].

Una vez formados, estos tienden a bloquear tuberías, equipos e instrumentos, por lo que el flujo se ve interrumpido. Una vez formados, su remoción es compleja [31].

Además de esto, los hidratos son combustibles, por lo que representan un potencial peligro en el interior del sistema.

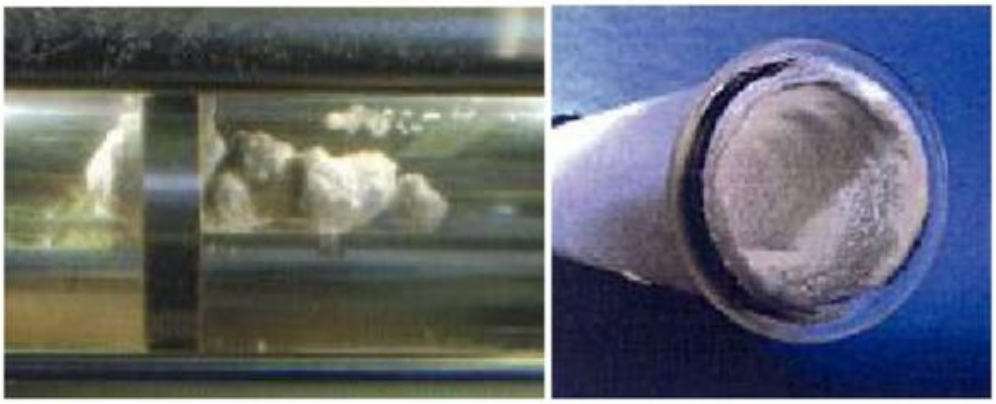


Figura 7-3: Hidratos de metano en tubería [31].

b) Efectos de corrosión

La corrosión corresponde a un ataque destructivo que sufren los materiales metálicos. Esto se debe a una reacción electroquímica que presenta el material con su entorno, ya sea la atmósfera, el suelo, agua, entre otros. Se produce una alteración en las propiedades del material afectado, que por lo general viene acompañado de una pérdida de material [32].

Las consecuencias que provoca la corrosión son diversas: costo de mantenimiento y reposición de materiales, interrupción de la producción, pérdidas de producto y rendimiento, sobredimensionamiento e incluso daños y accidentes.

En el caso particular de este estudio los efectos de corrosión están asociados a la presencia de ácido sulfhídrico y vapor de agua, por lo que la remoción de dichos compuestos resulta de gran importancia en cuanto a la prevención de efectos corrosivos.

7.1.3.1 Métodos de deshidratación

En la actualidad existen varios métodos para la deshidratación del gas natural: adsorción, absorción, delicuescencia, expansión-refrigeración, permeación del gas, entre otras [33]. A continuación se describen algunos de los métodos comúnmente utilizados en la industria.

a) Deshidratación por absorción

Este proceso consiste en poner el contacto el gas con un desecante líquido capaz de absorber el vapor de agua contenido en él. Por lo general se utilizan glicoles como desecantes, en el caso particular del gas natural los más utilizados son: etilen glicol (EG), dietilenglicol (DEG) y trietilenglicol (TEG).

Por lo general se utiliza el TEG debido a que presenta ciertas ventajas como el poder ser regenerado fácilmente, presenta menores perdidas de vaporización y posee un menor costo de operación [33]. Se debe tener en consideración que el TEG no es apto para procesos criogénicos y es corrosivo si se mezcla con H_2S [33], por lo que si se quisiera utilizar en el caso del biogás, éste compuesto debiera ser previamente removido por completo.

En la Figura 7-4 se puede observar el proceso de deshidratación mediante glicol. Éste se separa en dos zonas principales, la primera corresponda a aquella en donde se lleva

a cabo la deshidratación propiamente tal, en esta etapa el gas húmedo entra por la parte inferior y el glicol por la superior a una torre empacada o de platos llamada “torre de absorción”. El gas sube a través de los platos y el glicol baja hasta ponerse en contacto en cada uno de dichos platos. El gas que asciende lo hace liberado de vapor de agua y el glicol que desciende lo hacer absorbiendo dicho vapor [33].

Desde aquí sale el gas libre de humedad y el llamado “glicol contaminado”. Posteriormente éste glicol pasa a una zona en el que se le extraen las impurezas para evitar que estas lleguen al rehervidor y luego seguir siendo utilizado en el proceso de deshidratación.

El glicol se lleva consigo no solamente el vapor de agua, sino que también componentes aromáticos (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno: BTEX) y componentes orgánicos volátiles (VOCs). Se debe tener cuidado con estas sustancias

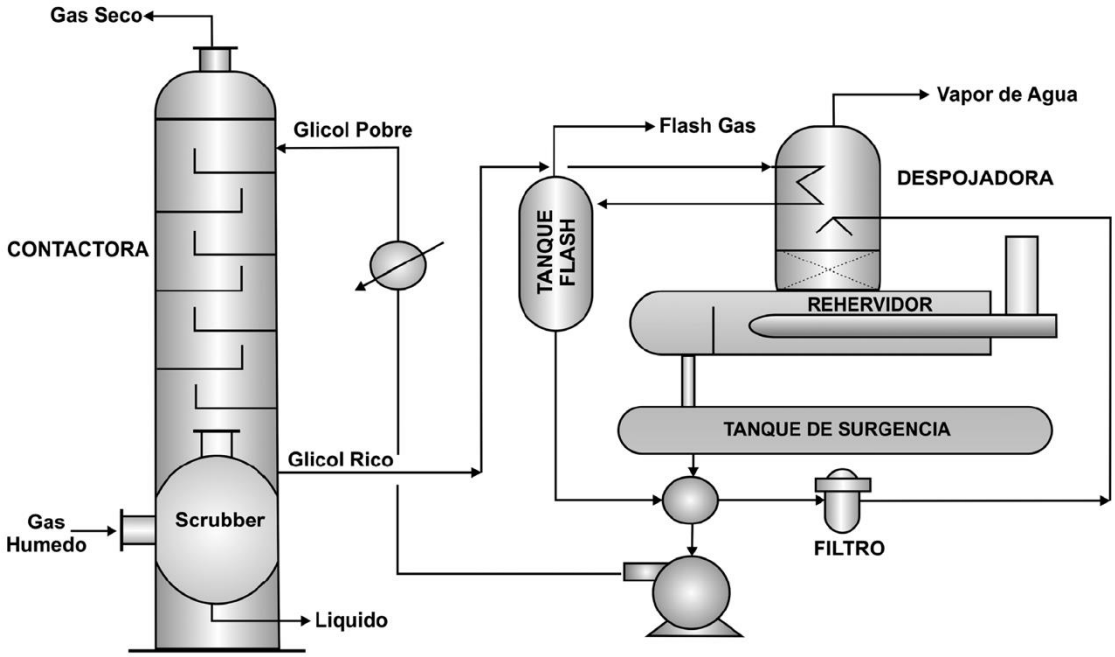


Figura 7-4: Esquema de planta de deshidratación con glicol [34].

b) Deshidratación por adsorción

Está basado en el proceso de adsorción, que consiste en la atracción de entre las moléculas de la superficie de un sólido y un fluido. El adsorbato es el componente transferido desde la fase fluida, en este caso gaseosa, a la superficie del adsorbente. El adsorbente o desecante corresponde al sólido sobre el que se retiene el componente transferido desde la fase fluida, en este caso el vapor de agua. Ésta técnica es mucho más eficiente que la deshidratación con glicol [33].

Éste método es capaz de remover simultáneamente tanto el vapor de agua como el H_2S, lo que presenta una ventaja sobre la deshidratación por absorción con glicol [33]. Esta característica hace que este método sea factible de utilizar para la deshidratación de

biogás, ya que a pesar de que se realice la remoción de H_2S pueden aun quedar trazas de este compuesto.

Los desecantes sólidos más utilizados en la actualidad son el gel de sílice, alúmina y tamiz molecular [33]. Éstos últimos son los más utilizados, corresponden a formas cristalinas de aluminosilicatos que presentan un alto grado de adsorción de agua.

En la Figura 7-5 se puede apreciar un diagrama característico del proceso de deshidratación con desecante sólido. El gas húmedo ingresa a un separador (Scrubber) para remover todos los sólidos y líquidos contenidos en él. Luego se dirige a la parte superior de la torre adsorbedora, la cual en su interior posee un lecho. Una de las torres adsorbedoras se encarga de la deshidratación y la otra se está regenerando mediante una corriente de gas caliente.

Una vez que el lecho se satura, una corriente en contra flujo de gas caliente fluye en contra el lecho adsorbente para su regeneración. Luego de esto el lecho se enfría mediante la circulación de gas frío a través del lecho en la misma dirección del flujo. Posteriormente, el mismo gas puede ser empleado para el proceso de regeneración [33].

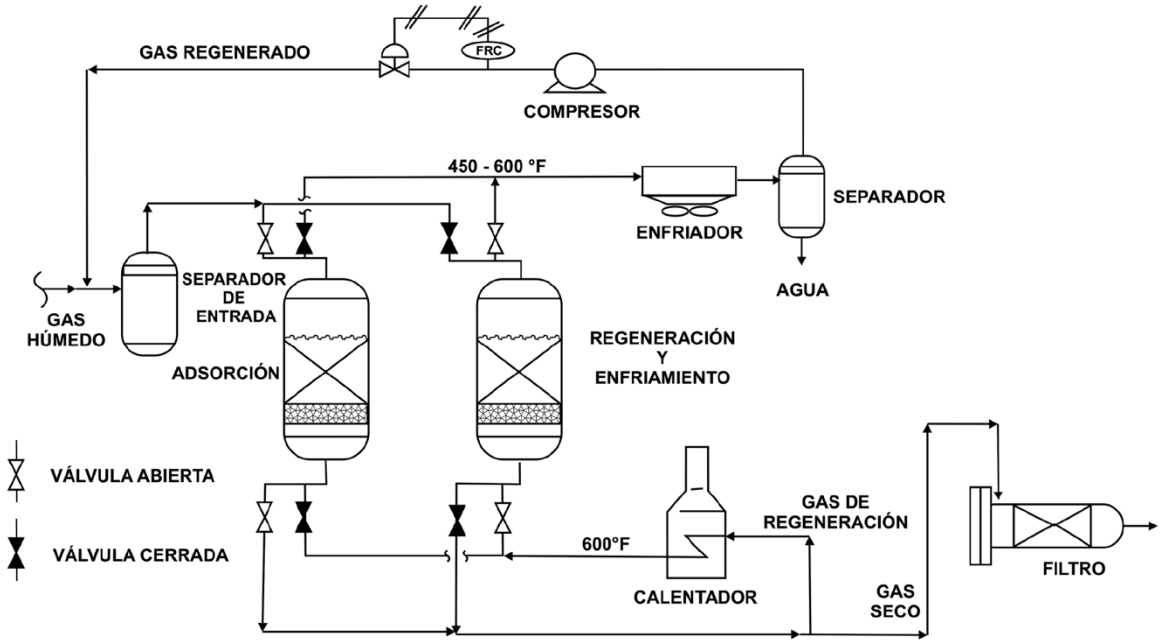


Figura 7-5: Esquema del proceso de deshidratación con desecantes sólidos [34].

c) Delicuescencia

Un delicuescente es una sustancia caracterizada por su capacidad de atraer la humedad y disolverse lentamente hasta formar una salmuera concentrada [35]. Este proceso utiliza sales de metales alcalinotérreos para secar el gas. Algunas de estas sustancias son el cloruro de calcio, cloruro férrico, cloruro de magnesio, cloruro de zinc, carbonato de potasio, hidróxido de potasio e hidróxido de sodio; siendo el cloruro de calcio $CaCl_2$ el más utilizado en la industria [33].

En la Figura 7-6 se puede ver un esquema que describe éste proceso. Como se puede apreciar, no posee partes móviles y tampoco requiere un suministro de energía, lo que resulta una ventaja si se desea operar en zonas remotas [35].

El sistema consta de una unidad a la cual entra el gas húmedo en la parte inferior de la cámara deshidratadora poniéndose en contacto con la sustancia delicuescente que una vez saturada (salmuera) sale por la parte inferior de la cámara. El gas asciende por la cámara hasta salir de ella. Se debe considerar la disposición de la salmuera producida para no generar problemas ambientales [33].

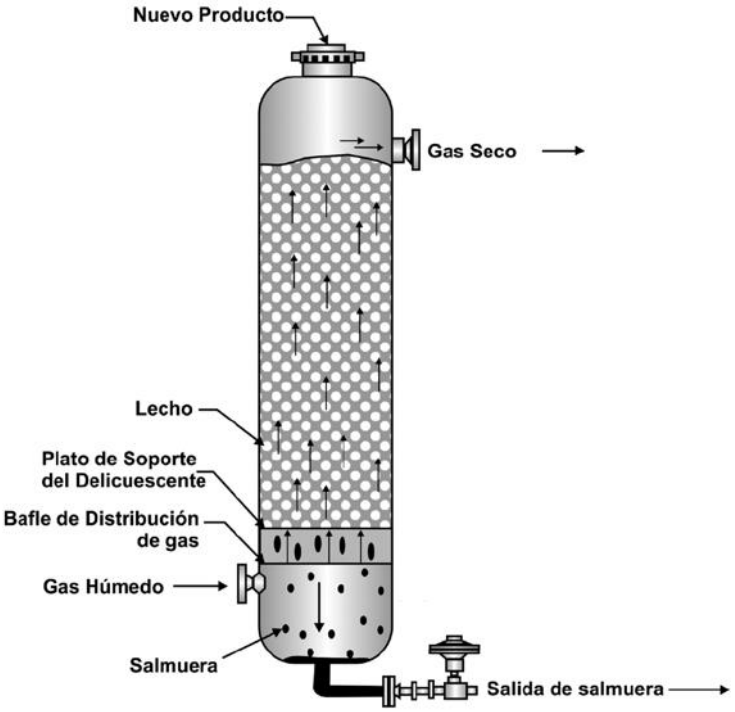


Figura 7-6: Esquema del proceso de delicuescencia [35].

Este método se ve sencillo, sin embargo, es importante considerar que podría llegar a necesitarse más de una unidad para asegurar una óptima deshidratación de los gases [33]. Otro punto a considerar es que el delicuescente a utilizar debe ser capaz de ponerse en contacto con los compuestos que puedan contener los gases sin generar reacciones indeseadas, por ejemplo, en el caso del biogás con las trazas de H_2S que pudieran existir. j

7.2 Esquema del proceso

El sistema de pre-mezcla de biogás y gas natural considera la implementación de dos líneas independientes para el suministro de cada uno de los combustibles. La línea de gas natural se denomina L_1, mientras que la de biogás L_2. A L_1 ingresa el gas natural desde ducto a la presión deseada para la línea, de acuerdo a lo que se le indique a la compañía distribuidora, y a una temperatura de 25ºC. A L_2 ingresa biogás de tanque a una presión de aproximadamente 1,5 [bar] y 25ºC.

El biogás y el gas natural se unen en la denominada "línea de mezcla" o L_3, ya que aquí se llevará a cabo la pre-mezcla de ambos combustibles. Una vez que se haya realizado la pre-mezcla de ambos combustibles, se inyecta la mezcla al motor.

Un sistema de control asociado al sistema de pre-mezcla se encarga de regular que la mezcla de ambos combustibles se encuentre en las proporciones deseadas, que la operación sea continua y también segura.

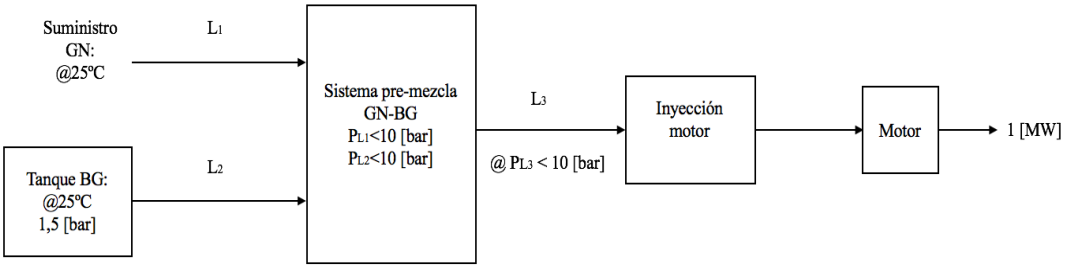


Figura 7-7: Esquema general proceso de mezcla biogás (BG) - gas natural (GN).

7.3 Diseño de tuberías

Existen libros y normas internacionales que recomiendan metodologías de diseño de tuberías para transporte de fluidos (líquidos combustibles, aire comprimido, aceites, vapor de agua, entre otros), ya sea mediante ecuaciones generales o reglas heurísticas. Sin embargo, para el diseño de este sistema en particular se debe considerar que los fluidos de trabajo corresponden a gases, por lo que queda descartado todo método que no considere la compresibilidad, propiedad inherente de estos fluidos. Además de esto, se está trabajando con combustibles, por lo que la seguridad toma un rol principal.

7.3.1 Diámetro tuberías

De acuerdo a la investigación realizada, las normas UNE-60621-96 y UNE 60620-88 entregan una metodología de trabajo para gas natural en particular, lo que significa una mayor exactitud para este caso. Se aprovechará la hipótesis inicial de la similitud que existe entre el gas natural y el biogás para utilizar dichas normas en el cálculo de los diámetros nominales de todas las tuberías del sistema que se propone en este trabajo.

La norma UNE-60621-96 establece que aquellos gases a presiones entre 0,4 y 4 [bar] ($\approx 0{,}39 < p \leq 4$ [atm]) se clasifican como gas a media presión tipo B (MP tipo B o MP B); y la UNE 60620-88, establece que para aquellas presiones comprendidas entre 4 y 16 bar ($\approx 4 < p \leq 15{,}8$ [atm]) se clasifica como alta presión tipo A (AP tipo A o AP A).

De acuerdo a estas normas, para el cálculo de los diámetros nominales se utilizan las ecuaciones:

$$\text{Media presión y } \dot{V} \geq 20\ {}^{m^3}/_{hr} : \emptyset = 4{,}4 \cdot \sqrt{\dot{v}}\ [mm]$$

$$\text{Media presión y } \dot{V} < 20\ {}^{m^3}/_{hr} : \emptyset = 7{,}23 \cdot \sqrt[3]{\dot{v}}\ [mm]$$

$$\text{Alta presión: } \emptyset = 3{,}56 \cdot \sqrt{\dot{v}}\ [mm]$$

Donde $\emptyset$ corresponde al diámetro en [mm] y $\dot{v}$ el caudal (flujo volumétrico).

Cabe destacar que estas ecuaciones son válidas para una velocidad máxima de canalización del gas de 20 [m/s] en media presión y 30 m/s en alta presión.

7.3.2 Velocidad de canalización

Para el cálculo de la velocidad de los gases en las líneas se utilizó la ecuación de Renouard [36] para diseño en tuberías de gas:

$$v = 354 \cdot \frac{\dot{v}}{p \cdot \emptyset^2}\ {}^{m}/_{s}$$

Donde v corresponde a la velocidad del gas [m/s], $\dot{V}$ al caudal (flujo volumétrico) [$m^3/_{hr}$], p la presión en [bar] y $\emptyset$ el diámetro interior de conducción en [mm].

7.3.3 Espesor de tubería

Además del diámetro nominal de las tuberías, resulta importante conocer el "*Schedule Number*" o "Cédula" (Sch) que entrega información respecto al espesor de la tubería. Estos valores se encuentran estandarizados por la norma ASME B36.10M.

Algunos valores característicos de Sch para aceros son: 10, 20, 30, 40, 60, 80, entre otros. Se puede calcular de la siguiente forma:

$$Sch = 1000 \cdot \frac{p}{S}$$

Donde P corresponde a la presión de trabajo interna de la tubería y S al esfuerzo de trabajo del material (resistencia a la tracción). En caso de no dar un valor exacto se aproxima hacia arriba al Sch existente en la norma ASME B36.10M.

7.3.4 Zona de mezcla de gases

Como se ha mencionado, el diseño del sistema de pre-mezcla considera líneas independientes para el transporte de los combustibles (L_1 y L_2), los cuales se unen en la línea de mezcla (L_3). Sin embargo, es necesario analizar qué medidas se deben tomar en cuanto al diseño para asegurar el mezclado efectivo de los gases.

Para lograr el mezclado homogéneo de los gases, se propone implementar un elemento que aumente la turbulencia de los fluidos al momento de unirse.

Comercialmente se pueden encontrar dispositivos capaces de generar este fenómeno, algunos de ellos sofisticados y costosos en cuanto a su mantención y operación. Sin embargo, debido a la naturaleza de los gases y en particular de aquellos con los que se trabajará, es que se puede lograr el requerimiento inicial de forma más simple.

Dentro de los mecanismos de mezclado de gases en línea que se utilizan industrialmente, se encuentran los mezcladores estáticos en línea, los que corresponden a una sección de *piping* unida a la sección principal por medio de *flanges*, la que en su interior posee un relleno o *baffle*, que permite direccionar el flujo y aumentar la turbulencia sin pérdidas significativas de carga. Su nombre se debe a que son capaces de homogenizar fluidos y no poseen partes móviles [37].

A modo práctico, se recomienda implementar un elemento para realizar mediciones electrónicas sobre la densidad de la mezcla. Éste mecanismo puede estar integrado al sistema de control con el fin de comparar los valores reales con los teóricos de manera automatizada. De esta forma es posible analizar que la densidad se encuentre dentro de los valores deseados.

Se pueden obtener comercialmente de distintos tipos y formas de relleno, como también para distintos diámetros de tubería y *Schedule Number* [37].

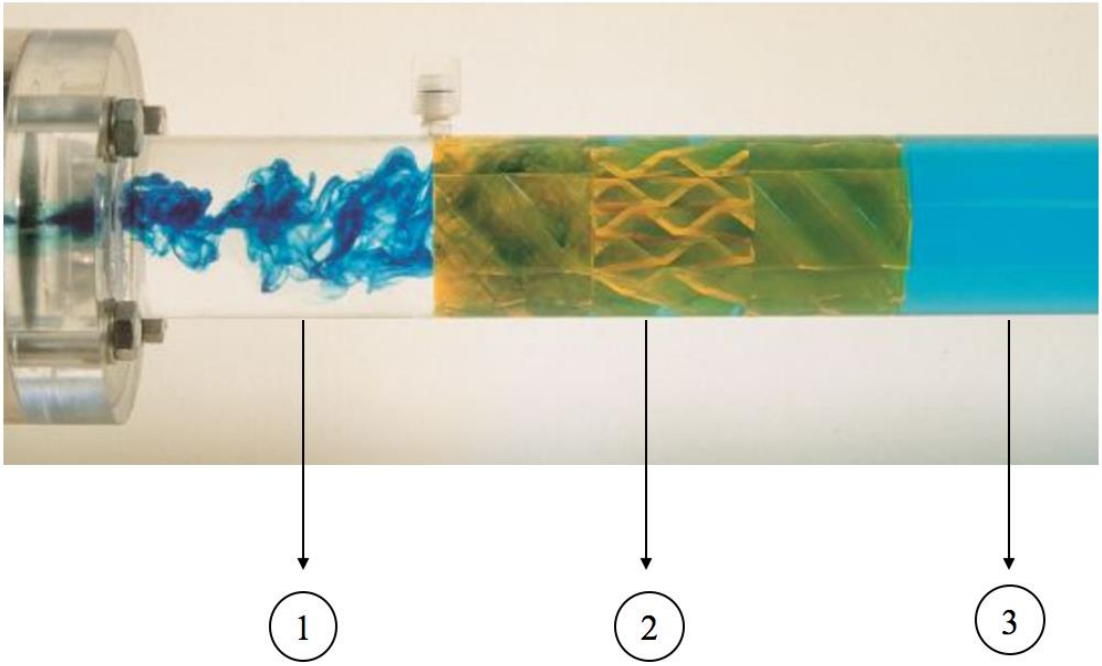


Ilustración 7.1: Efectos en mezclado de fluidos líquidos a través de un mezclados estático [38].

Nota 2: Punto "1": fluidos antes del mezclador. Punto "2": fluidos a través del mezclador. Punto "3": fluidos después del paso por el mezclador.

7.4 Propuestas sistema de pre-mezcla

Se realizarán 2 propuestas de sistemas de pre-mezcla de combustibles. Ambos cumplen la función requerida de entregar el combustible en base a mezcla de acuerdo a las proporciones requeridas.

Estas propuestas se diferencian principalmente en la presión de suministro del gas natural. Esto dependerá de la presión que será capaz de suministrar la empresa distribuidora de gas natural al sistema.

7.4.1 Primera propuesta

Como se puede apreciar en Figura 7-8, se consideran dos líneas, una en la cual se suministra gas natural a partir de ducto a 25ºC y 2 [bar] en estado gaseoso. Una vez que se da el paso a la línea se miden condiciones de presión y temperatura, el fluido pasa por una válvula reguladora de caudal ajustable, luego por un medidor de caudal conectado a la unidad de control de proporción, válvula antirretorno con muelle y finalmente se une con el biogás en la línea de mezcla L_3.

Por otro lado se utiliza biogás, que se encuentra almacenado en un tanque a una presión mayor que la deseada para la línea, con el objetivo de que éste pueda fluir a través de ella. Para este estudio el tanque se encuentra a ~1,5 [bar] y 25ºC en estado gaseoso. Una vez que se da el paso a la línea, el biogás pasa por una válvula reductora de presión que lo lleva a 1 [bar] para posteriormente ser comprimido hasta la presión de la línea (2 [bar]). Luego se dirige hacia la válvula reguladora de caudal, luego por un medidor de caudal conectado a la unidad de control de proporción, válvula antirretorno con muelle para luego unirse al gas natural en la línea de mezcla L_3.

Finalmente ambos gases se unen para ser comprimidos hasta la presión de inyección ($\sim 6\ [bar]$). Se conectan sensores de voltaje, corriente y potencia (todos trifásicos) a la salida del motogenerador para dar información de éstas mediciones a la unidad de control integrada al sistema.

En todas las líneas se realizan continuamente mediciones de presión y temperatura para alertar en caso de que haya algún riesgo. Se propone la instalación tanto sensores de presión y temperatura, como también de indicadores de presión y termocuplas, para que se pueda operar sobre en sistema tanto en terreno como de forma remota a través de la unidad de control integrada al sistema.

Por motivos de seguridad, se considera la instalación de varios medidores de caudal en cada una de las líneas, ya que esto puede alertar posibles fugas de combustible. Todos estos elementos se encuentran conectados a la unidad de control integrado al sistema.

El propósito de la unidad de control de proporción es ir tomando mediciones sobre el caudal (flujo volumétrico) que está pasando por la línea. De esta forma que se pueda ir comparando instantáneamente los valores teóricos con los medidos e ir generando las actuaciones, que en este caso son “abrir-mantener-cerrar” el estado de la válvula reguladora de caudal.

La unidad de control integrado del sistema opera de forma global para asegurar tanto la mezcla del biogás y gas natural en las proporciones deseadas, como la operación segura y continua.

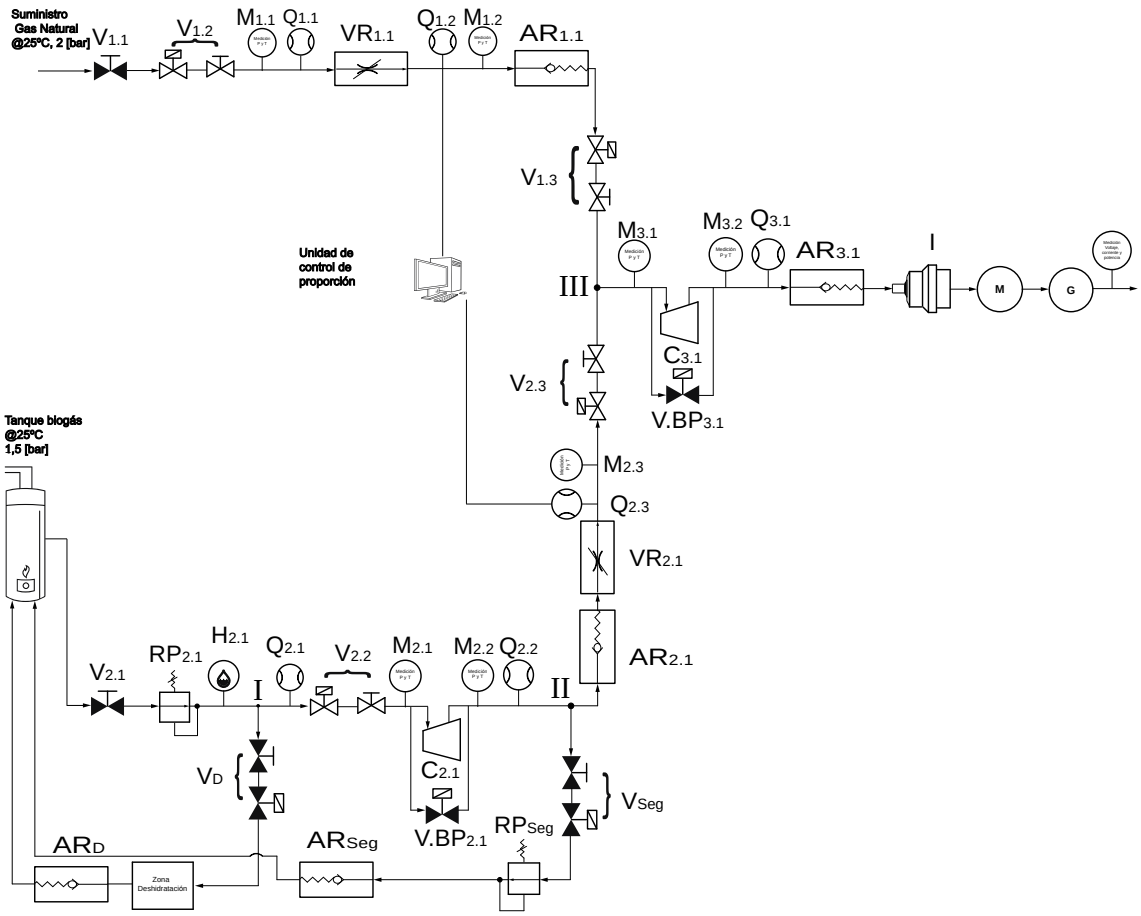


Figura 7-8: Propuesta 1 sistema de pre-mezcla e inyección.

En la Tabla 7.2. se pueden observar los valores obtenidos de diámetro nominal. Se debe calcular por separado el diámetro en la entrada y salida del compresor de L_3, ya que de acuerdo a las ecuaciones anteriormente expuestas (normas UNE 60621-96 y UNE 60620-88), en la entrada a éste compresor existe media presión (MP B) y en la salida alta presión (AP A). Esto no ocurre en el compresor de L_2, ya que tanto en la entrada como en la salida de este compresor se mantiene MP B.

Tabla 7.2: Diámetros nominales calculados propuesta 1 sistema pre-mezcla.

% Volumen		m^3/hr			mm			
Gas natural (x)	Biogás (y)	$\dot{V}_f$	$\dot{V}_{f,GN}$	$\dot{V}_{f,BG}$	$\emptyset_{L_3}^{*}$	$\emptyset_{L_3}^{**}$	$\emptyset_{L_1}$	$\emptyset_{L_2}$
40	60	91,90	36,76	55,14	42,18	34,13	26,68	32,67
30	70	92,91	27,87	65,03	42,41	34,31	23,23	35,48
20	80	94,32	18,86	75,46	42,73	34,57	19,25	38,22
10	90	96,19	9,62	86,57	43,15	34,91	15,38	40,94
0	100	98,55	0,00	98,55	43,68	35,34	0,00	43,68

Nota 3: *: en la entrada del compresor; **: en la salida del compresor

Se verifica que las velocidades de todos los flujos de gas estén dentro de lo que establecen las normas. Esto se puede apreciar en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3: Velocidades calculadas propuesta 1 sistema pre-mezcla.

% Volumen		m/s				
Gas natural (x)	Biogás (y)	$v_{L_3}{}^{*}$	$v_{L_3}{}^{**}$	v_{L_1}	$v_{L_2}{}^{*}$	$v_{L_2}{}^{**}$
40	60	6,30	3,69	6,45	7,564	3,782
30	70	6,37	3,73	4,89	8,921	4,461
20	80	6,47	3,78	3,31	10,351	5,175
10	90	6,60	3,86	1,69	11,875	5,938
0	100	6,76	3,95	0,00	13,519	6,760

Nota 4: *: en la entrada del compresor; **: en la salida del compresor

7.4.1.1 Diseño tuberías primera propuesta

De acuerdo a los valores obtenidos de diámetro nominal se realiza el diseño de cada línea para las condiciones de mayor flujo volumétrico y según los diámetros comerciales disponibles.

a) Línea gas natural (L_1)

En esta línea se operará a condiciones de presión de 2 [bar] y temperatura de 25ºC (condiciones de diseño de entrada a la línea). De acuerdo a los valores señalados en Tabla 7.4, el diámetro nominal de esta línea deberá ser de 1 ¼’’. En la Tabla 7.4 se puede ver las dimensiones características de tuberías comerciales de acuerdo al diámetro nominal que se utilizará en esta línea. Como se puede observar, ambos diámetros internos satisfacen los requerimientos de diseño (ver Tabla 7.2).

Tabla 7.4: Dimensiones características de tuberías de acero de 1 ¼’’ de diámetro.

Sch	⌀	Espesor	⌀ interno
40	1 1/4 "	3,56 mm (0,140")	35,05 mm (1,380")
80		4,85 mm (0,191")	32,46 mm (1,278")

b) Línea biogás (L_2)

Esta línea operará a las mismas condiciones de presión y temperatura que L_1. Cabe destacar que el paso este combustible por un compresor significará un aumento en la temperatura del biogás, sin embargo, no es lo suficiente como para que se de lugar a un cambio de estado. Esto se puede ver de forma más detallada en el Anexo B.

En la Tabla 7.2 se pueden apreciar los diámetros nominales calculados para cada una de las mezclas analizadas, de acuerdo a esto el diámetro deberá ser de 2’’. En la Tabla 7.5 se pueden apreciar las dimensiones características para tuberías de éste diámetro y como se puede observar ambas cumplen los requerimientos de diseño de esta línea (ver diámetro nominal en Tabla 7.2).

Tabla 7.5: Dimensiones características de tuberías de acero de 2’’ de diámetro.

Sch	⌀	Espesor	⌀ interno
40	2"	3,91 mm (0,154")	52,50 mm (2,067")
80		5,54 mm (0,218")	49,25 mm (1,939")

c) Línea mezcla (L_3)

Tanto L_1 como L_2 convergen aquí para dar lugar a la pre-mezcla biogás-gas natural previa a la inyección al motor. En cuanto a las dimensiones características se puede decir a partir de la información de la Tabla 7.2 esta línea deberá tener un diámetro 2’’ en la entrada del compresor y de 1 ½” en la salida del compresor, los cuales cumplen los requerimientos para esta línea como se puede observar en Tabla 7.5 y Tabla 7.6.

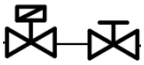
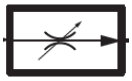
Tabla 7.6: Dimensiones características de tuberías de acero de 1 1/2’’ de diámetro.

Sch	⌀	Espesor	⌀ interno
40	1 1/2"	3,68 mm (0,14")	40,9 mm (1,61")
80		5,08 mm (0,20")	38,1 mm (1,50")

7.4.1.2 Elementos del sistema

A continuación se enlistan cada uno de los elementos utilizados en la propuesta 1, a los cuales se les ha designado un número de etiqueta y se han clasificado de acuerdo a la línea a la que pertenecen. Esta información se puede encontrar desde la Tabla 7.7 hasta la **Error! Reference source not found.**, que describe los elementos utilizados en cada una de las líneas del sistema de pre-mezcla.

Tabla 7.7: Elementos línea 1 sistema de pre-mezcla para propuesta 1

Nomenclatura	Símbolo	Elemento	Descripción
$V_{1.1}$		Válvula de paso a línea.	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Mínima pérdida de carga. Normalmente cerrada.
$V_{1.2}$		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: globo o aguja (abrir o cerrar el paso de forma controlada). Normalmente abiertas: se accionan (cierran) en caso de seguridad/emergencia.
$M_{1.1}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)
$Q_{1.1}$		Medidor de caudal.	Realiza mediciones del caudal en ese punto de la línea. Envía información a la unidad de control integrada.
$VR_{1.1}$		Válvula reguladora de caudal ajustable.	Elemento ajustable. El sistema de control de proporción actúa sobre esta válvula: abre-cierra-mantiene su estado.
$Q_{1.2}$		Medidor de caudal.	Elemento conectado al sistema de control de proporción, enviando continuamente mediciones de caudal para generar la actuación sobre VR1.1.

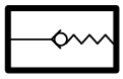
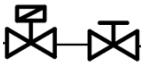
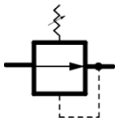
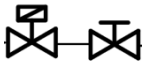
$AR_{1.2}$		Válvula antirretorno con muelle.	Entrega unidireccionalidad el flujo. Abre por presión: si la presión del lado izquierdo vence la tensión del muelle el flujo pasa. Constituye un elemento de seguridad.
$V_{1.3}$		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: globo o aguja (abrir o cerrar el paso de forma controlada). Normalmente abiertas: se accionan (cierran) en caso de seguridad/emergencia.

Tabla 7.8: Elementos línea 2 sistema de pre-mezcla para propuesta 1

Nomenclatura	Símbolo	Elemento	Descripción
$V_{2.1}$		Válvula de paso a línea.	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Mínima pérdida de carga. Normalmente cerrada
$RP_{2.1}$		Válvula reductora de presión.	La presión de salida se fija a un valor determinado, independiente el valor de entrada. Baja la presión del estanque (1,5 a 1 [bar]).
$H_{2.1}$		Medidor de humedad.	Mide la humedad del biogás en la línea. En caso de que ésta exceda las 7 [lbH2O/MMPCS] se acciona el paso a la línea de deshidratación.
$Q_{2.1}$		Medidor de caudal.	Realiza mediciones del caudal en ese punto de la línea. Envía información a la unidad de control integrada.
$V_{2.2}$		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Mínima pérdida de carga.
$M_{2.1}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)
$C_{2.1}$		Compresor biogás.	Eleva la presión de la línea (1[bar]) hasta la de inyección (2 [bar]).

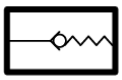
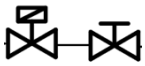
$V.BP_{2.1}$		Válvula *bypass*	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Desvía el flujo evitando el paso por el compresor. Elemento de seguridad.
$M_{2.2}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)
$Q_{2.2}$		Medidor de caudal.	Realiza mediciones del caudal en ese punto de la línea. Envía información a la unidad de control integrada.
$VR_{2.1}$		Válvula reguladora de caudal ajustable.	Elemento ajustable. El sistema de control de proporción actúa sobre esta válvula: abre-cierra-mantiene su estado.
$Q_{2.3}$		Medidor de caudal.	Elemento conectado al sistema de control de proporción, enviando continuamente mediciones de caudal para generar la actuación sobre VR1.1.
$M_{2.3}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Posee el mismo funcionamiento de M2.1. En caso de que existe alta presión en la línea, se envía señal para activar línea de seguridad.
$AR_{2.1}$		Válvula antirretorno con muelle.	Entrega unidireccionalidad el flujo. Abre por presión: si la presión del lado izquierdo vence la tensión del muelle el flujo pasa. Constituye un elemento de seguridad.
$V_{2.3}$		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Mínima pérdida de carga.

Tabla 7.9: Elementos línea 3 sistema de pre-mezcla para propuesta 1

Nomenclatura	Símbolo	Elemento	Descripción
$M_{3.1}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)
$C_{3.1}$		Compresor mezcla biogás-gas natural.	Eleva la presión de la mezcla (2 [bar]) hasta la presión de inyección (6 [bar])
$V.BP_{3.1}$		Válvula *bypass*	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Desvía el flujo evitando el paso por el compresor. Elemento de seguridad.
$M_{3.2}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)
I		Inyector	Suministra la pre-mezcla al motor de combustión interna.
M		Motor de combustión interna.	Máquina que se conecta a un generador para poder entregar la potencia requerida.

Además de las líneas principales (L_1, L_2 y L_3) se recomienda la implementación de dos líneas complementarias.

Una de ellas es la línea de deshidratación (L_D), la cual se conecta a L_2 en el punto I. Esta línea tiene como objetivo retornar el gas hacia la zona de deshidratación, lo cual sucederá si el sensor de humedad ($H_{2.1}$) registra un valor mayor a 7 $\left[{}^{lbH_2O}/_{MMPCS}\right]$. La unidad de control integrada al sistema operará abriendo el paso a esta línea mediante

el accionamiento de V_D y cerrando la válvula $V_{2.2}$. El gas húmero ingresa a la zona de deshidratación hasta lograr los valores deseados y posteriormente es retornado a tanque para seguir con el proceso de pre-mezcla. Los elementos de esta línea se enlistan en la Tabla 7.11.

La otra corresponde a una línea de seguridad (L_{Seg}) conectada a la L_2 en el punto II. Esta línea tiene como objetivo principal aliviar L_2 en caso de que ocurra una sobrepresión, la cual podría estar dada, por ejemplo, por una falla en el compresor ($C_{2.1}$), en la valvula antirretorno con muelle ($AR_{2.1}$), entre otros. Para que se active el paso a esta línea, los elementos de medición de presión y temperatura ($M_{2.3}$ principalmente) darán alertar a la unidad de control integrada para abrir el paso a esta línea mediante la activación de las válvulas de seguridad (V_{seg}) y el cierre de la válvula $V_{2.3}$. Los elementos de esta línea se enlistan en la Tabla 7.10.

Tabla 7.10: Elementos línea seguridad sistema de pre-mezcla para propuesta 1

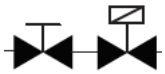
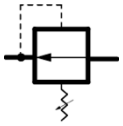
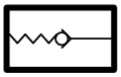
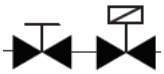
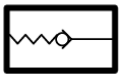
Nomenclatura	Símbolo	Elemento	Descripción
V_{seg}		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Mínima pérdida de carga.
RP_{seg}		Válvula reductora de presión.	La presión de salida se fija a un valor determinado, independiente el valor de entrada. Baja la presión de la línea a la de estanque (1,5 [bar]).
AR_{seg}		Válvula antirretorno con muelle.	Entrega unidireccionalidad el flujo. Abre por presión: si la presión del lado izquierdo vence la tensión del muelle el flujo pasa. Constituye un elemento de seguridad.

Tabla 7.11: Elementos línea deshidratación sistema de pre-mezcla para propuesta 1

Nomenclatura	Símbolo	Elemento	Descripción
V_D		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Mínima pérdida de carga.
Zona Deshidratación		Unidad deshidratadora	El biogás retorna a la unidad de deshidratación para obtener los valores deseados (7 [lbH2O/MMPCS]). Una vez hecho hecho se retorna a estanque.
AR_D		Válvula antirretorno con muelle.	Entrega unidireccionalidad el flujo. Abre por presión: si la presión del lado izquierdo vence la tensión del muelle el flujo pasa. Constituye un elemento de seguridad. Lleva el biogás a tanque.

7.4.2 Segunda propuesta

Esta propuesta, al igual que la anterior, considera 2 líneas independientes de abastecimiento de biogás y gas natural.

Como se puede apreciar en la Figura 7-9, el gas natural es suministrado a partir de ducto a una presión de aproximadamente 6 [bar] y 25ºC en estado gaseoso. Al ingresar a la línea se realizan mediciones de presión y temperatura, el flujo por una válvula reguladora de caudal ajustable, luego por un medidor de caudal conectado a la unidad de control de proporción, válvula antirretorno y finalmente se une con el biogás en la línea de mezcla L_3.

Por otro lado se cuenta con la línea de biogás, la cual se abastece de éste combustible almacenado en un tanque a una presión mayor que la deseada para la línea, con el objetivo de que el biogás pueda fluir fácilmente por la línea. El tanque para esta

propuesta posee las mismas condiciones que la propuesta anterior (~1,5 [bar] y 25ºC en estado gaseoso). Una vez que se da el paso a la línea, una válvula reductora de presión lo lleva hasta y 1 [bar], luego pasa por una válvula reguladora de caudal ajustable, posteriormente por un medidor de caudal conectado a la unidad de control de proporción y válvula antirretorno para posteriormente ser comprimido hasta llegar la presión de inyección (~6 $[bar]$).

Finalmente, ambos gases se unen en la línea de mezcla L_3. Luego de todo este proceso la mezcla biogás-gas natural es inyectada al motor a una presión de inyección anteriormente mencionada. Se conectan sensores de voltaje, corriente y potencia (todos trifásicos) a la salida del motogenerador para dar información de éstas mediciones a la unidad de control integrada al sistema.

En cada una de las líneas se ha considerado la instalación de elementos de medición de presión y temperatura para alertar en caso de riesgo. Se propone la instalación tanto sensores de presión y temperatura como indicadores de presión y termocuplas, para que se pueda operar sobre en sistema tanto en terreno como de forma remota a través de la unidad de control integrado al sistema.

Al igual que la propuesta anterior, se considera la instalación de varios medidores de caudal en cada una de las líneas, con el objetivo de alertar posibles fugas de combustible. Todos éstos medidores se encuentran conectados a la unidad de control integrado al sistema.

La unidad de control de proporción opera de la misma forma que la primera propuesta y la unidad de control integrada al sistema también opera en forma global para asegurar que la mezcla de los combustibles se encuentre en las proporciones deseadas, además de que la operación sea segura y continua.

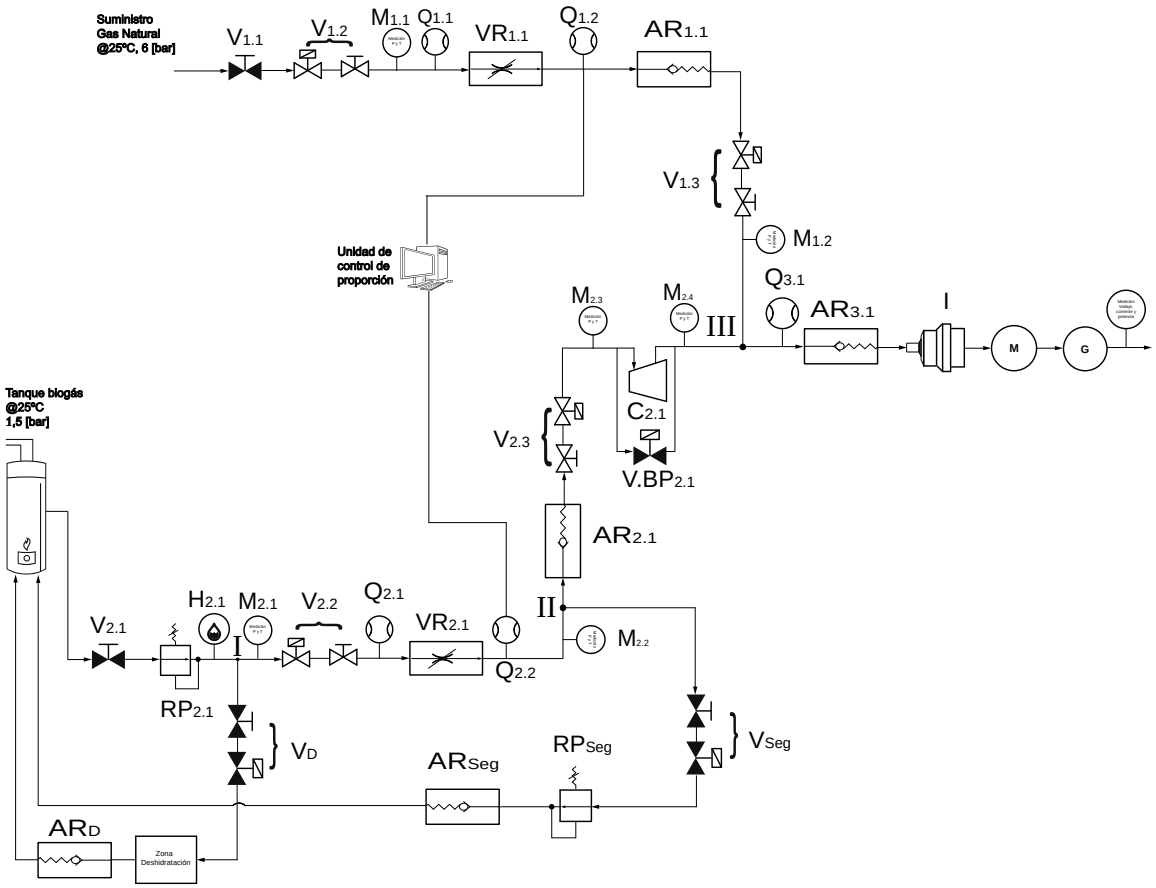


Figura 7-9: Propuesta 2 sistema de pre-mezcla e inyección.

En la Tabla 7.12 se pueden observar los valores calculados de diámetro nominal de cada una de las líneas. Esta propuesta considera un único compresor, el cual se utilizará para el biogás. Tanto la línea 1 (L_1) como la línea 3 (L_3) se consideran AP A, mientras que la línea 2 (L_2) se clasifica como MP B.

Tabla 7.12: Diámetros nominales calculados propuesta 2 sistema pre-mezcla.

% Volumen		$m^3/_{hr}$			mm		
Gas natural (x)	Biogás (y)	$\dot{V}_f$	$\dot{V}_{f,GN}$	$\dot{V}_{f,BG}$	$\emptyset_{L_3}^{**}$	$\emptyset_{L_1}$	$\emptyset_{L_2}$
40	60	91,9040	36,762	55,142	34,129	21,58	32,67
30	70	92,9070	27,872	65,035	34,314	18,79	35,48
20	80	94,3223	18,864	75,458	34,575	15,46	38,22
10	90	96,1871	9,619	86,568	34,915	11,04	40,94
0	100	98,5532	0,000	98,553	35,342	0,00	43,68

Nota 5: **: en la salida del compresor.

Se verifica que las velocidades de los flujos se encuentran dentro de los establecidos por las normas que considera este trabajo (UNE 60621-96 y 60620-88). Los valores obtenidos se pueden observar en la

Tabla 7.13: Velocidades calculadas propuesta 2 sistema pre-mezcla.

% Volumen		m/s		
Gas natural (x)	Biogás (y)	$v_{L_3}{}^{**}$	v_{L_1}	v_{L_2}
40	60	3,69	3,57	7,56
30	70	3,73	2,70	8,92
20	80	3,78	1,83	10,35
10	90	3,86	0,93	11,88
0	100	3,95	0,00	13,52

Nota 6: **: en la salida del compresor.

.

Tabla 7.13: Velocidades calculadas propuesta 2 sistema pre-mezcla.

% Volumen		m/s		
Gas natural (x)	Biogás (y)	$v_{L_3}{}^{**}$	v_{L_1}	v_{L_2}
40	60	3,69	3,57	7,56
30	70	3,73	2,70	8,92
20	80	3,78	1,83	10,35
10	90	3,86	0,93	11,88
0	100	3,95	0,00	13,52

Nota 6: **: en la salida del compresor.

7.4.2.1 Diseño de tuberías segunda propuesta

Al igual que en la propuesta 1, se debe considerar el diámetro nominal para el caso de mayor caudal y de acuerdo a los diámetros nominales de tuberías comercialmente disponibles. Además se consideran los valores *Schedule Number* (Sch) que se encuentran comercialmente para dichos diámetros.

a) Línea gas natural (L_1)

Para el diseño de esta línea se considera que se utilizará gas de ducto a 25ºC, sin embargo, a diferencia de la propuesta anterior, éste proviene directamente del anillo de alta presión (se clasifica como AP A de acuerdo a UNE 60620-88), por lo que se conectará a la línea de mezcla después de la compresión de biogás. De acuerdo a los valores de la Tabla 7.12 el diámetro a utilizar para esta línea corresponde a 1’’. En la Tabla 7.14 se pueden ver los valores característicos de las dimensiones de esta tubería y ambos cumplen con los requerimientos de esta línea.

Tabla 7.14: Dimensiones características de tuberías de acero de 1’’ de diámetro.

Sch	⌀	Espesor	⌀ interno
40	1"	3,38 mm (0,13")	26,64 mm (1,05")
80		4,55 mm (0,18")	24,3 mm (0,96")

b) Línea biogás (L_2)

Esta línea considera el abastecimiento de biogás almacenado en tanque a 25ºC y 1,5[bar] de presión, el cual pasará por una válvula reductora de presión para llevarlo a la presión de la línea (1 [bar]), lo que corresponde a MP B de acuerdo a la norma UNE 60621-96. Este se comprime hasta la presión de inyección del motor. De acuerdo a los valores de la tabla Tabla 7.12 se establece que el diámetro de esta tubería deberá ser de 2’’, en la Tabla 7.5 se pueden apreciar las dimensiones características para éste valor y ambos cumplen con las especificaciones que se requieren para esta línea.

c) Línea mezcla (L_3)

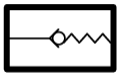
En esta línea se une el biogás proveniente de la salida del compresor, el cual sale a la presión de inyección (AP A) y el gas natural de ducto a alta presión. Luego de esto son inyectados al motor a la presión de inyección. De acuerdo a los valores de la Tabla 7.12 el diámetro de esta línea debe ser de 1 ½ ’’, en la Tabla 7.6 se pueden ver los valores característicos de este tipo de tuberías y ambos cumplen con los requerimientos especificados para esta línea.

7.4.2.2 Elementos del sistema

A continuación se enlistan cada uno de los elementos utilizados en la propuesta dos, a los cuales se les ha designado un número de etiqueta y se han clasificado de acuerdo a la línea a la que pertenecen. Esta información se puede encontrar en las Tabla 7.15 a Tabla 7.17.

La línea se seguridad (L_{Seg}) y de deshidratación (L_D) tienen exactamente la misma forma de operar y elementos mencionados en la sección 7.4.1.2. La descripción de cada uno de elementos se puede encontrar en la Tabla 7.10 y Tabla 7.11.

Tabla 7.15: Elementos línea 1 sistema de pre-mezcla para propuesta 2

Nomenclatura	Símbolo	Elemento	Descripción
$V_{1.1}$		Válvula de paso a línea.	Tipo: globo o aguja (abrir o cerrar el paso de forma controlada). Normalmente cerrada.
$V_{1.2}$		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: globo o aguja (abrir o cerrar el paso de forma controlada). Normalmente abiertas: se accionan (cierran) en caso de seguridad/emergencia.
$M_{1.1}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)
$Q_{1.1}$		Medidor de caudal.	Realiza mediciones del caudal en ese punto de la línea. Envía información a la unidad de control integrada.
$AR_{1.1}$		Válvula antirretorno con muelle.	Entrega unidireccionalidad el flujo. Abre por presión: si la presión del lado izquierdo vence la tensión del muelle el flujo pasa. Constituye un elemento de seguridad.

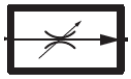
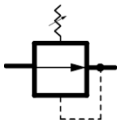
$VR_{1.1}$		Válvula reguladora de caudal ajustable.	Elemento ajustable. El sistema de control de proporción actúa sobre esta válvula: abre-cierra-mantiene su estado.
$Q_{1.2}$		Medidor de caudal.	Elemento conectado al sistema de control de proporción, enviando continuamente mediciones de caudal para generar la actuación sobre VR1.1.
$V_{1.3}$		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: globo o aguja (abrir o cerrar el paso de forma controlada). Normalmente abiertas: se accionan (cierran) en caso de seguridad/emergencia.
$M_{1.2}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)

Tabla 7.16: Elementos línea 2 sistema de pre-mezcla para propuesta 2

Nomenclatura	Símbolo	Elemento	Descripción
$V_{2.1}$		Válvula de paso a línea.	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Mínima pérdida de carga. Normalmente cerrada.
$RP_{2.1}$		Válvula reductora de presión.	La presión de salida se fija a un valor determinado, independiente el valor de entrada. Baja la presión del estanque (1,5 a 1 [bar]).
$M_{2.1}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)
$H_{2.1}$		Medidor de humedad.	Mide la humedad del biogás en la línea. En caso de que ésta exceda las 7 [lbH2O/MMPCS] se acciona el paso a la línea de deshidratación.
$V_{2.2}$		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Mínima pérdida de carga.

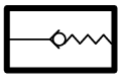
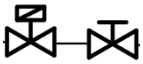
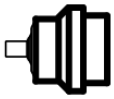
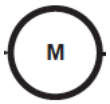
$Q_{2.1}$		Medidor de caudal.	Realiza mediciones del caudal en ese punto de la línea. Envía información a la unidad de control integrada.
$VR_{2.1}$		Válvula reguladora de caudal ajustable.	Elemento ajustable. El sistema de control de proporción actúa sobre esta válvula: abre-cierra-mantiene su estado.
$Q_{2.2}$		Medidor de caudal.	Realiza mediciones del caudal en ese punto de la línea. Envía información a la unidad de control integrada.
$M_{2.2}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Posee el mismo funcionamiento de M2.1. En caso de que existe alta presión en la línea, se envía señal para activar línea de seguridad.
$AR_{2.1}$		Válvula antirretorno con muelle.	Entrega unidireccionalidad el flujo. Abre por presión: si la presión del lado izquierdo vence la tensión del muelle el flujo pasa. Constituye un elemento de seguridad.
$V_{2.3}$		Redundancia electro-válvula y válvula manual (por seguridad).	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Mínima pérdida de carga.
$M_{2.3}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)
$C_{2.1}$		Compresor de biogás.	Eleva la presión de la línea (1[bar]) hasta la de inyección (6 [bar]).
$V.BP_{2.1}$		Válvula *bypass*	Tipo: válvula de bola. Paso recto y completo del fluido (apertura y cierre rápido). Desvía el flujo evitando el paso por el compresor. Elemento de seguridad.
$M_{2.4}$		Sensor de presión, sensor de temperatura, medidor de presión y termocupla.	Realizan mediciones tanto en terreno como de forma remota (enviando información a la unidad de control integrada para actuar en la línea)

Tabla 7.17: Elementos línea 3 sistema de pre-mezcla para propuesta 2

Nomenclatura	Símbolo	Elemento	Descripción
$Q_{3.1}$		Medidor de caudal.	Realiza mediciones del caudal en ese punto de la línea. Envía información a la unidad de control integrada.
I		Inyector	Suministra la premezcla al motor de combustión interna.
M		Motor de combustión interna.	Máquina que se conecta a un generador para poder entregar la potencia requerida.

7.5 Lógica de control

En esta sección se tratarán los aspectos relacionados con el control que se aplicará al proceso asociado con el sistema de pre-mezcla biogás-gas natural. En este trabajo se plantea la implementación de una unidad integrada de control, la cual debe ser capaz de que el sistema de pre-mezcla entregue un combustible con las proporciones deseadas, que opere de forma segura y sin afectar la continuidad del proceso.

7.5.1 Unidad de control de proporción

Resulta importante asegurar que el combustible obtenido a la salida del sistema de pre-mezcla esté de acuerdo a las proporciones volumétricas requeridas (x% gas natural-y% biogás). Una de las razones de esto, está relacionado en que se busca que el combustible resultante sea biogás enriquecido y no lo contrario. Por otra parte, de acuerdo con los valores obtenidos en la sección 6.3, el aseguramiento de esta

proporción implica la obtención de un combustible capaz de entregar la potencia eléctrica deseada (1 [MW]).

Se diseña una unidad de control de proporción que funciona bajo el planteamiento del siguiente problema: se tiene una planta que funciona con biogás. Se requiere que ésta opere sin detenerse y que sea capaz de generar una potencia eléctrica (P) de 1 [MW].

De acuerdo a esta situación se pueden presentar algunos casos:

a) Mucho biogás: para P fija se busca usar la mayor cantidad de biogás posible y la menor cantidad o nada de gas natural.

b) Normal/suficiente biogás: para P fija se busca usar la mínima cantidad de gas natural.

c) Poco biogás: para P fija se busca usar la menor cantidad de biogás.

En cuanto al objetivo de lograr la mezcla de los combustibles en las proporciones deseadas, se plantea una lógica de control. Se tendrá un controlador con entradas y salidas como se puede ver en la Figura 7-10. Las entradas corresponden a:

- Referencias: lo que se quiere controlar. Se denota con un superíndice "*".
- Medición: se miden parámetros reales para compararlos con los valores teóricos o de diseño. Se denota con superíndice "m".
- Parámetros: corresponde a datos que ofrecen una función con un fin específico.

Las salidas del sistema corresponden a las actuaciones, esto se refiera a de qué manera se actuará sobre el sistema para controlar la(s) variable(s) de interés. En el caso de ésta unidad de control, la actuación serán abrir-mantener-cerrar las válvulas reguladoras de caudal de cada línea.

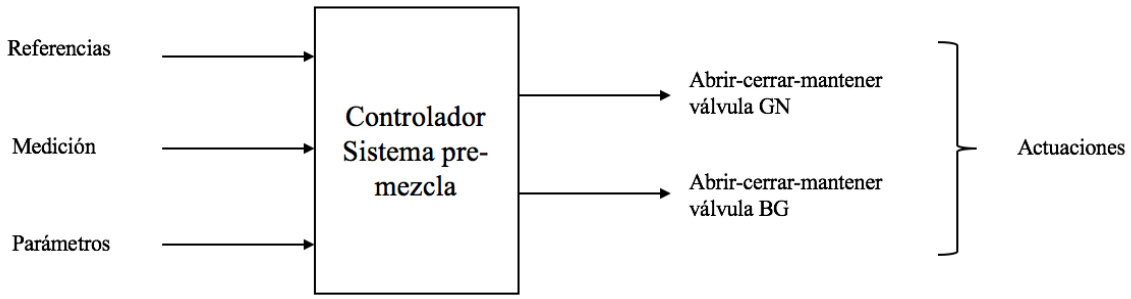


Figura 7-10: lógica de control para la pre-mezcla de biogás-gas natural.

En el caso de la mezcla de combustibles, se considerarán como referencia, medición y parámetros los valores de la Tabla 7.18.

Tabla 7.18: Valores a considerar como referencia, medición y parámetros en la unidad de control de proporción del sistema de pre-mezcla.

Referencia	Potencia P*	1MW
Medición	$\dot{V}_{GN}^{m}$	Caudal medido GN $m^3/_{hr}$
	$\dot{V}_{BG}^{m}$	Caudal medido BG $m^3/_{hr}$
	$\dot{V}_{f}^{m}$	Caudal medido mezcla $m^3/_{hr}$
Parámetros	H_I	Poder calorífico inferior $kJ/_{kg}$
	ρ_{GN}	Densidad gas natural $kg/_{m^3}$
	ρ_{BG}	Densidad biogás $kg/_{m^3}$
	ρ_f	Densidad gas mezcla $kg/_{m^3}$
	Proporción combustibles	Volumen: $x\%\ GN - y\%\ BG$

El diagrama de control de esta unidad, es decir, el encargado de que el combustible resultante tenga las proporciones que se requieren se puede apreciar en la Figura 7-11.

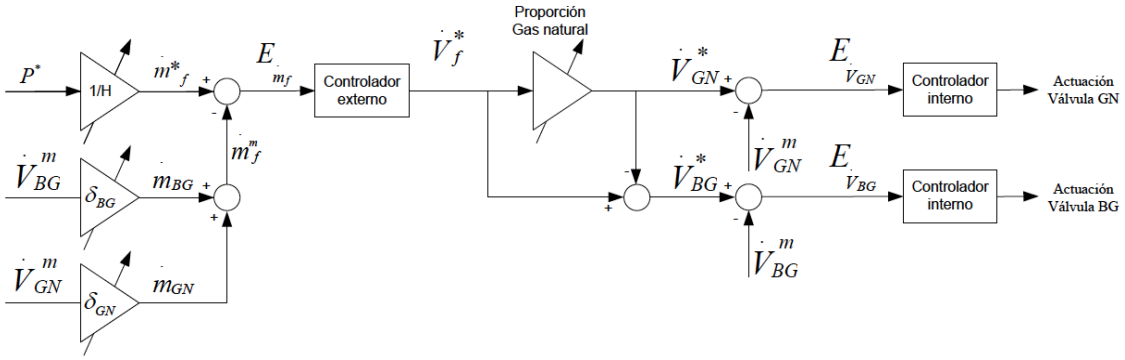


Figura 7-11: diagrama de control de la unidad de control de proporción del sistema de pre-mezcla para la actuación sobre las válvulas reguladoras de caudal.

7.5.2 Unidad de control integrado

Como se mencionó anteriormente, la lógica de control asociada al sistema de pre-mezcla debe velar tanto por el aseguramiento de la proporción de la mezcla como de la operación segura y continua del sistema.

Una vez que se da inicio a la operación, el sistema deberá contar con la información suficiente para poder realizar configuraciones. Esto tiene que ver con los valores teóricos y los rangos seguros de operación del sistema. En particular, se requiere contar con información respecto a la proporción de la mezcla, temperatura, presión, contenido de agua admisible, poderes caloríficos, densidades, caudales, flujos másicos, entre otros.

De acuerdo a esto, existen 3 estados posibles claramente identificados:

1. Configuración (estado inicial): El operador podrá ingresar variables físicas (parámetros: densidades, poder calorífico, entre otros) de referencia para la operación normal del sistema, definir los límites de seguridad (por ejemplo: presiones y temperaturas admisibles en las líneas, contenido de agua permitido, entre otros), junto con declarar variables de operación de la unidad de control. Esto con el objetivo de poder definir de qué forma se realizará la operación normal del sistema.
2. Operación Normal: se habilita el sistema de pre-mezcla de gases, de forma que el sistema opere según fue configurado.
3. Falla: corresponde a aquel estado en el cual la operación, ya sea de configuración u operación normal, se ve interrumpida por la detección de un evento no deseado (por ejemplo: sobre presión en línea, humedad fuera del rango deseado, entre otros).

Todo esto se puede ver esquematizado en el diagrama de estados de la Figura 7-12. Notar que no es posible volver a estado “Operación Normal” si se encuentra en estado “Falla”, pues no deberá ser posible iniciar el sistema de pre-mezcla sin que un operador autorice el reinicio, esto para resguardar la seguridad del sistema y de la operación.

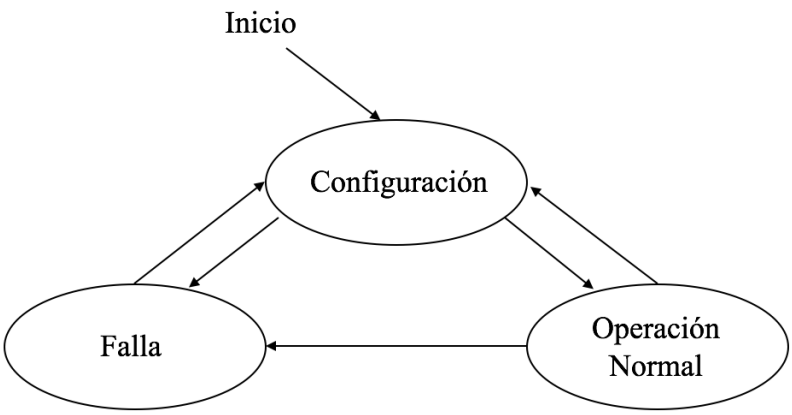


Figura 7-12: diagrama de estados de la unidad de control integrada al sistema de pre-mezcla.

En la Figura 7-12 se puede ver de forma general el comportamiento del sistema a través de un diagrama de estados.

Para que el sistema de control pueda generar las actuaciones necesarias, deben existir elementos encargados de dar información o alarma, estos corresponden a entradas. Una vez que el sistema registre estas entradas, se realizará un procesamiento para luego generar actuaciones.

Las entradas serán captadas por los distintos sensores y medidores. El control se encarga de analizar las mediciones obtenidas y generar actuaciones en los elementos de salida. Estos se muestran de forma detallada en la Figura 7-13.

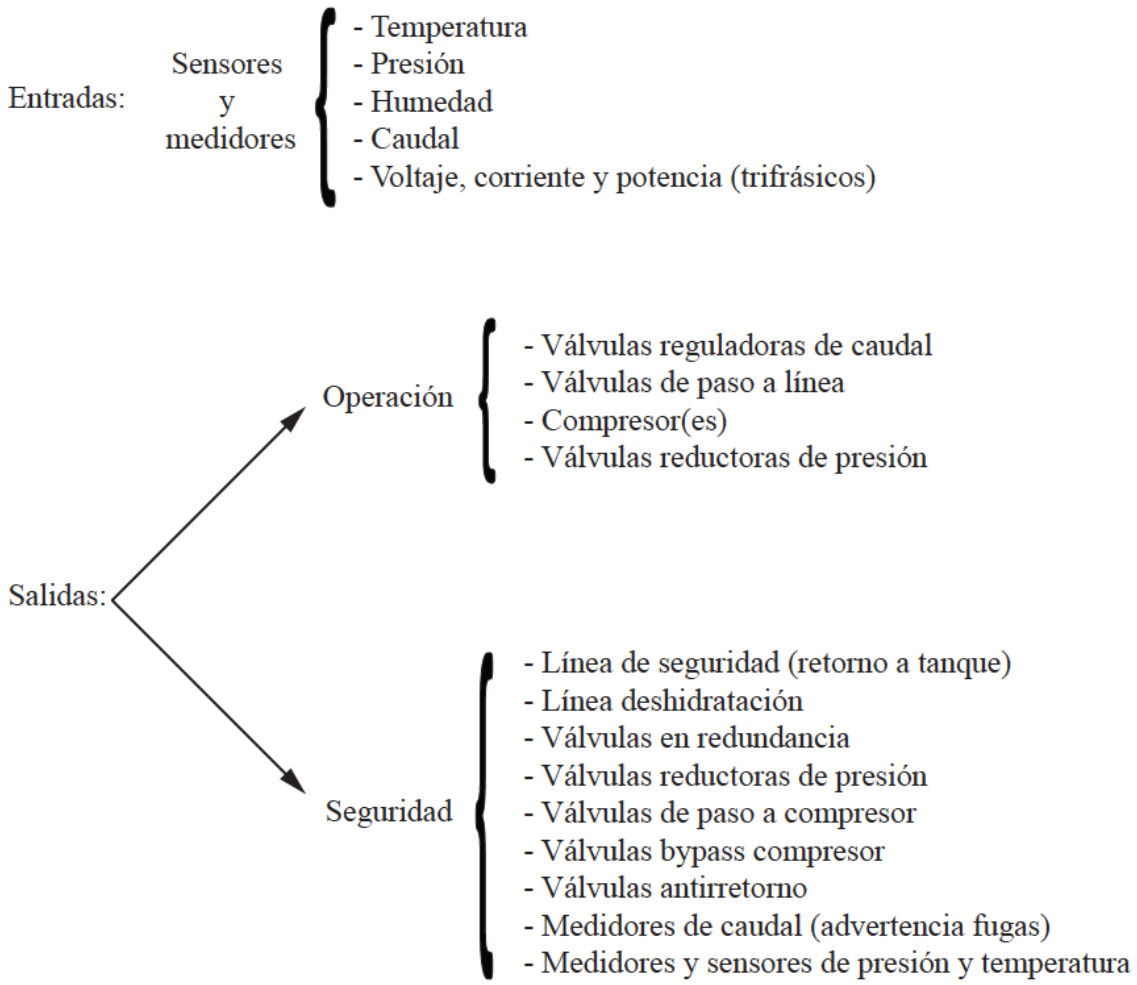


Figura 7-13: Esquema de control de acuerdo a las entradas y salidas del sistema (propuesta 1 y 2).

Cuando se generan alarmas, es decir, datos que pueden indicar una falla, alteración o problema en el sistema, se dará paso a las actuaciones necesarias para controlar dichas situaciones. Algunos ejemplos son:

- Humedad excesiva en la línea: se debe activar la línea de deshidratación y cerrar el paso del biogás al resto del sistema.
- Sobrepresión en la línea de biogás: se debe activar la línea de seguridad y cerrar el paso del biogás al resto del sistema.
- Válvula *bypass*: si los sensores de presión indican que ésta en el lado de la descarga del compresor es menor que la de admisión, se activará el *bypass* para evitar un flujo en sentido contrario y dañar el compresor. Se cierra el paso del biogás al resto del sistema. También podría ocurrir que la presión en la admisión del compresor es igual a la presión esperada en la descarga; si esto sucede se utiliza este elemento para evitar que el combustible pase por el compresor. Esta válvula también se activará, cuando en la primera propuesta, se quiera operar únicamente con biogás, haciendo que el fluido circule a través de ella.
- Medidores de caudal: se han instalado una serie de medidores de caudal en cada una de las líneas de ambas propuestas. Los valores medidos deben cumplir con la ley de conservación de la materia, es decir, que si se registran grandes disminuciones en las mediciones de caudal podría existir una fuga de combustible en el sistema.
- Medición de presión y temperatura: sirve para analizar el estado en el que se encuentran los gases.

La unidad de control de proporción de la Figura 7-10 se encontrará dentro de un sistema mayor que considera de forma integrada tanto las actuaciones que permiten lograr el objetivo de pre-mezcla como consideraciones de seguridad y continuidad de operación. La unidad de control integrado se esquematiza de forma general en la Figura 7-14.

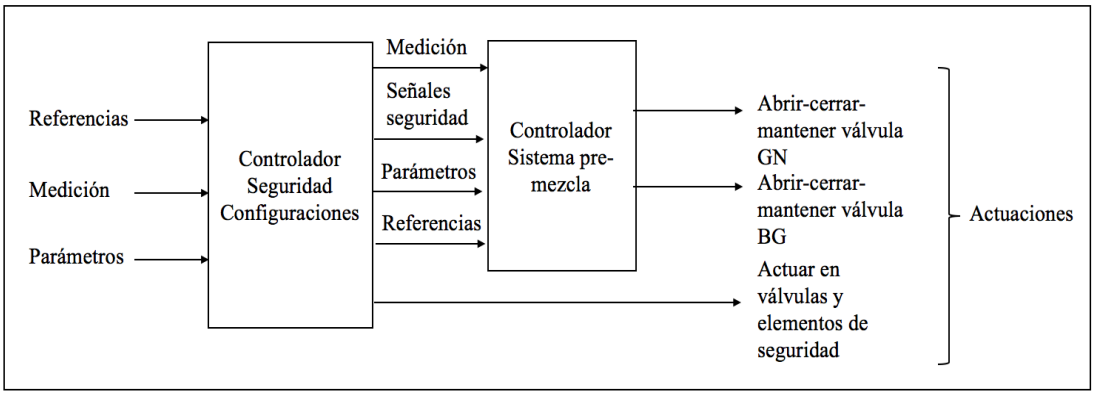


Figura 7-14: Esquema funcionamiento unidad integrada de control.

Cabe destacar que el desarrollo detallado de los lazos de control del sistema en su totalidad (sistema integrado) es tarea del área de instrumentación asociada al proyecto, sin embargo, se apoya en el material entregado en esta sección.

7.6 Material de tuberías

Uno de los puntos importantes a considerar en este estudio es la selección de las tuberías del sistema de pre-mezcla. Como se ha mencionado anteriormente en este trabajo, los gases contienen compuestos que, en ciertos niveles, pueden llegar a generar un gran deterioro en el sistema.

Existe una gran cantidad de tuberías de acero que se pueden encontrar comercialmente, sin embargo, para el sistema de pre-mezcla se propone la de acero A-53. Este acero se caracteriza por sus propiedades mecánicas (resistencia a la tracción: 330-415 MPa; fluencia: 205-240 MPa), por ser apto para soldadura y además por que éste tipo de tuberías se utilizan para la conducción de fluidos y gases en la industria de la minería,

petroquímica, entre otros; lo que lo convierte en una tecnología probada en este tipo de aplicaciones.

Comercialmente se pueden encontrar diámetros entre 1/8 - 26’’, además se fabrican para Sch 40 y 80, lo cual cumple con los requerimientos calculados anteriormente.

7.6.1 Medidas anticorrosivas

Como se mencionó anteriormente, este fenómeno corresponde a un ataque destructivo que sufren los materiales, por lo general metálicos, debido a una reacción química o electroquímica con el medio [39]. Se debe tener especial consideración con este fenómeno, ya que puede provocar grandes daños en el sistema de pre-mezcla. Estos efectos pueden ser tanto internos como externos, por lo que en esta sección se plantearán algunos métodos o alternativas para enfrentar este problema en cuanto al diseño del sistema propuesto.

a) Corrosión externa

Dado que el sistema va a estar en contacto con la intemperie, la humedad ambiente generará efectos corrosivos en los metales. En la Figura 7-15 se puede observar un mapa de cómo se clasifica la corrosividad en Chile, siendo C1 muy baja y C5 muy alta [40].

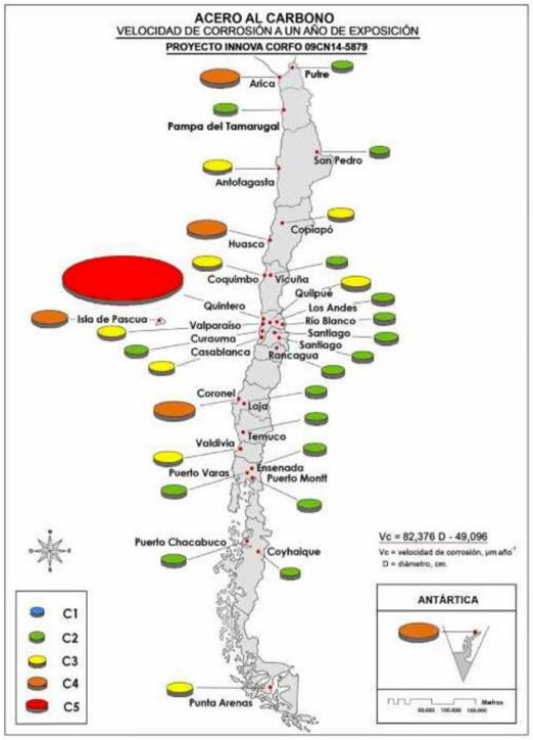


Figura 7-15: Mapa corrosividad atmosférica en Chile [40]

Tabla 7.19: pérdidas de acero de acuerdo al factor de corrosividad [38]

Ambiente	Pérdida promedio de acero (g/m²/año)	Pérdida promedio de acero (um/año)	Pérdida promedio de Zn g/m²/año	Pérdida promedio de Zn (um/año)
C1 muy baja	≤ 10	≤ 1,3	≤ 0,7	≤ 0,1
C2 baja	10 a 200	1,3 a 25	0,7 a 5	0,1 a 0,7
C3 media	200 a 400	25 a 50	5 a 15	0,7 a 2,1
C4 alta	400 a 650	50 a 80	15 a 30	2,1 a 4,2
C5-I muy alta industrial	650 a 1500	80 a 200	30 a 60	4,2 a 8,4
C5-M muy alta marina	650 a 1500	80 a 200	30 a 60	4,2 a 8,4
CX Extrema	>1500	>200	60 a 180	8,4 a 25

Se recomienda realizar algún tipo de tratamiento superficial a las tuberías para prolongar la vida útil del sistema, estos podrían ser un tratamiento de galvanizado o dúplex como se muestra en Figura 7-16.

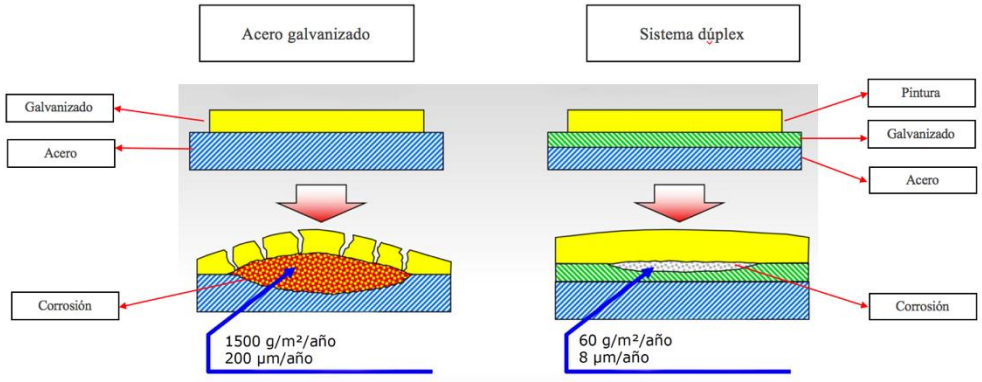


Figura 7-16: Tratamientos superficiales: galvanizado y dúplex [40]

La información entregada en la Figura 7-15 y Tabla 7.19 es de ayuda para poder evaluar qué método resulta más conveniente para evitar los efectos corrosivos en el exterior de las tuberías.

b) Corrosión interna

La presencia de sustancias como H_2O y H_2S en los combustibles que circularán por las tuberías generarán efectos corrosivos indeseados. Por lo que los tratamientos previos (principalmente deshidratación y eliminación del H_2S) resultan fundamentales para evitar o minimizar la corrosión.

A pesar de que se realicen estos tratamientos previos, pueden quedar trazas de estos compuestos, que con el paso del tiempo y la operación continua del sistema afectarán

de todas formas, por lo que sería prudente realizar algún tipo de revestimiento, pintura interior o utilizar un sobreespesor de tubería.

8 Conclusiones y recomendaciones

De acuerdo a lo expuesto en el presente trabajo, se han llegado a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

- La presente memoria establece una metodología de trabajo para realizar mezclas de biogás-gas natural que se pueden aplicar para escalas de producción de potencia distintas a las indicadas en este estudio. Esta metodología resulta válida tanto para cuantificar una serie de valores de interés como el poder calorífico (superior e inferior) del combustible, densidad de la mezcla, caudales, flujos másicos, entre otros; como para el diseño de un sistema de pre-mezcla e inyección a partir del cual se obtiene un combustible en base a la mezcla de biogás con gas natural.
- Resulta de gran importancia conocer la composición de los combustibles a utilizar. Esto debido a que se deberán tomar acciones en caso de la presencia de sustancias indeseadas que puedan generar deterioros en el sistema o poner el riesgo la seguridad de las personas y la operación del proceso.
- En base al análisis de este caso de estudio se debe mencionar que este proyecto además de contribuir a la generación energética a partir de una fuente que se encuentra disponible a nivel nacional, colabora con la valoración energética de residuos orgánicos, lo que concuerda con los desafíos de conservación del medio ambiente de la industria nacional.
- El análisis realizado en referencia a la legislación vigente en Chile en cuanto a los aspectos ambientales, indica que bajo las condiciones particulares del caso de estudio realizado no se requiere que este proyecto ingrese al SEIA. Sin embargo, resulta importante tener presente que en caso de un aumento en la generación de potencia, aplicación en la industria minera, emplazamiento en un terreno de uso no industrial, entre otros; sería necesaria una evaluación

ambiental más acabada, con el fin de establecer si bajo determinadas condiciones dicho proyecto se rige o no a la normativa vigente.

- Es relevante estudiar la presencia de la corrosión, tanto interior como exterior, en sistemas de mezcla de gases. Para evitar que este fenómeno cause problemas en la operación y seguridad, se recomienda tomar medidas que pueden ser la utilización de galvanizados y pinturas para proteger los materiales, como también la selección de tuberías considerando sobreespesor. Esto será de utilidad para prolongar la vida útil del sistema y mantenerlo libre de mantención por periodos más prolongados.
- En la presente memoria se propone una unidad de control integrado. En este se considera un sistema de control de proporción para mezcla de gases, junto con considerar aspectos de seguridad. Este sistema establece una base para implementar la instrumentación, proponiendo para ello diagramas de estado y diagramas de bloques que describen como se espera que debe operar el sistema de mezcla.
- El desarrollo del trabajo reúne varias áreas de la ingeniería con el fin de poder realizar una propuesta de sistema de pre-mezcla e inyección desde una mirada más amplia. Se recomienda profundizar de mayor manera en cuanto a los materiales y los efectos que se generan en ellos, el control e instrumentación, el comportamiento químico de los gases, entre otros.
- Dentro de los posibles trabajos futuros, se recomienda integrar a la unidad de control un sistema de mantenimiento predictivo. Esto quiere decir que el sistema sea capaz de registrar en el tiempo como se comportan los distintos elementos del sistema y observar cómo su comportamiento va cambiando por distintos fenómenos. Estos datos pueden dar apoyo al personal para tomar decisiones de cuando debería realizarse mantenimiento en determinados equipos.

- En cuanto a la deshidratación, las plantas que operan con el método de adsorción son altamente efectivas en cuanto a la disminución del contenido de agua contenida en el gas, sin embargo, los desecantes más efectivos implican un alto costo. Una ventaja que podría presentar este método es que el lecho sólido remueve tanto vapor de agua como H_2S. Esto podría simplificar el proceso de tratamiento del biogás
- La delicuescencia es un método operacionalmente simple para la deshidratación de los gases. Se aconseja estudiar el tipo de delicuescente para que este cumpla con el objetivo de la remoción del vapor de agua y que el tratamiento posterior de los residuos cumpla con la normativa ambiental. También se deberá estudiar el número de unidades de delicuescencia necesarias para que la deshidratación sea lo más efectiva posible.
- De todos los métodos de deshidratación expuestos en este trabajo se recomienda descartar el método de absorción con glicol, en particular mediante TEG debido a su reacción con el H_2S. De acuerdo a esto, se recomiendan los métodos de adsorción y delicuescencia, ya que ambos son técnicamente viables.
- Como se ha indicado previamente, existe una serie de fenómenos indeseados que se pueden producir en la combustión. Ya que se plantea utilizar una mezcla de combustibles, que si bien presentan una serie de similitudes, se recomienda estudiar de forma práctica la combustión de la mezcla biogás-gas natural para verificar o descartar la presencia de dichos fenómenos, con el fin de poder tomar acción y no poner en riesgo la seguridad y operación.
- Este estudio es meramente teórico, por lo que en caso de que se quiera construir un sistema como los que se proponen resulta fundamental validar de forma práctica lo que se ha planteado en este trabajo. Esto podría ser, por ejemplo, mediante a la construcción de un prototipo a escala.
- Cabe destacar que al utilizar una mezcla de biogás-gas natural, donde la composición de cada uno sea similar, es decir, que aquellos compuestos que le

dan valor energético al combustible posean valores similares en cuanto a su porcentaje volumétrico, las distintas mezclas tendrán un comportamiento bastante más similar entre sí en comparación con el caso de análisis abordado en esta memoria. Esto hace que, por ejemplo, el biogás sea un combustible más competitivo energéticamente al momento de ser predominante en la mezcla.

- Este trabajo presenta una alternativa que se alinea tanto con los desafíos energéticos como ambientales que hoy en día existen en Chile. Futuros trabajos pueden utilizar este estudio como una base o aproximación al tema planteado.

9 Bibliografía

[1] IEA Ministerio de Energía, "Libro de Energía," Energía 2050, Chile, 2016.

[2] FOCER, *Manuales sobre energía renovable: Biomasa*. San José, Costa Rica, 2002.

[3] Comisión Nacional de Energía (CNE), "Guía para la evaluación ambiental de energías renovables no convencionales: Proyectos de Biomasa," Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ)., Santiago, 2007.

[4] "Manual del biogás," Ministerio de Energía, Santiago, 2011.

[5] Comisión Nacional de Energía (CNE) and Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), "Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la generación de biogás.," Santiago Chile, 2007.

[6] Comisión Nacional de Energía (CNE) and Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), "Identificación y clasificación de los distintos tipos de biomasa disponibles en Chile para la generación de biogás," Santiago, 2007.

[7] Gas Natural Fenosa. (2015, Enero) Guía del Gas Natural. [Online]. http://www.gasnaturalfenosa.com.mx/servlet/ficheros/1297145444488/GuiaGas_ene15_low.pdf

[8] [Online]. http://www.glossary.oilfield.slb.com/

[9] Max Frankhanel and Jonathan Herrera, "Gas natural aplicado a motor diesel," UTFSM Sede Viña del Mar, Viña del Mar, Memoria de título.

[10] Alejandro Sáez, *Manual de la Energía: Electricidad y Gas Natural*. Santiago: Gas Atacama, 2003.

[11] Metrogas. (2015) [Online]. http://www.metrogas.cl/

[12] CEPAL, "Opciones para una futura industria del gas natural en el istmo," Santiago de Chile, 1999.

[13] Michot M, "Introduction to LNG," *Artículo presentado para el "Center of Energy Economics", Universidad de Texas*, 2007.

[14] Carlos Rosales, "Combustibles II, MEC-311 (Equipos de Procesos Térmicos)," Universidad Técnica Federico Santa María, 2011.

[15] CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), "Compresión y transporte de gas natural comprimido (GNC): propuesta regulatoria para consulta.," CREG, Colombia, 2004.

[16] E. Brizuela and S.D. Romano, "Combustión 1ª parte," Departamento de Ingeniería Mecánica y Naval, Universidad de Buenos Aires, Buenos Aires, 2003.

[17] A. Amell, J García, and A Quilindo, "Influencia de la altitud sobre la velocidad de deflagración del gas natural," 2004.

[18] A. Amell, "Combustión de combustibles gaseosos," Universidad de Antioquía, Medellín, Colombia, Apuntes de curso 2009.

[19] C Diaz, A Amell, and L Cardona, "Estudio esperimental de la estabilidad de llama de biogás en un sistema de pre-mezcla," 2008.

[20] S Turns, "An introduction to combustion," 1996.

[21] Amell. A, "Fenómenos de combustión en llamas de pre-mezcla," 2009.

[22] Kuipers E, "Interchangeability," in *Shell North America LNG*, 2005.

[23] Gobierno de Chile. (2016, Octubre) Servicio Evaluación Ambiental. [Online]. http://www.sea.gob.cl

[24] Gobierno de Chile. (2016, octubre) Servicio Evaluación Ambiental. [Online]. http://www.sea.gob.cl

[25] Cengel Yunus and Boles Michael, *Termodinámica*, 6th ed. México D.F., México: Mc. Graw Hill, 2009.

[26] Perez J, "Estudio y diseño de un biodigestor para aplicación en pequeños ganaderos y lecheros," Santiago Chile, Memoria de título 2010.

[27] H Muche and H Zimmermann, "The purification of biogas," Alemania, s.f.

[28] Melvin Duran and Edgar Castillo, "APLICACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL AVANZADOS EN EL PROCESO DE DESHIDRATACIÓN DEL GAS NATURAL," Abril 2004.

[29] Schlumberguer. (2016, octubre) Schlumberguer glossary. [Online]. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/dehydrate.aspx?p=1

[30] Jaime Santanilla and Julia Salinas, "Estimación del contenido de agua del gas natural por medio de correlaciones," University of Wisconsin Madison, University Ilinois Urbana Champaigne, 2015.

[31] Marcos Calle, "Principios de Ingeniería de Gas," 2015.

[32] Felix Gomez de Leon, *Manual básico de corrosión para ingenieros*. España: Servicio de Publicaciones, Universidad de Murcia, 2004.

[33] Helena Ribon, Nicolas Santos, and Olga Ortiz, "Métodos de deshidratación del gas natural," *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 2010.

[34] *GPSA Engineering Data Book, Gas Processors Suppliers Association*, 12th ed. Tulsa, Oklahoma, 2004.

[35] B. BOWMAN. (2000) Benefits of Using Deliquescing Desiccants for Gas Dehydration.

[36] (2008) Especifi caciones técnicas CONAIF-SEDIGAS para la certifi cación de instaladores de gas. Materias comunes Tipos A, B y C. [Online]. https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2013/01/calculo-instalaciones-de-gas.pdf

[37] Stamixco. (2016, Noviembre) Static Mixing, Reaction, Heat Transfer & Fluid Dynamics Technology. [Online]. http://www.stamixco-usa.com/principles-of-operation

[38] Sulzer. (2016, Noviembre) http://www.sulzer.com/.

[39] Felix Gomez de Leon, *Manual básico de corrosión para ingenieros*. España: Editorial Universidad de Murcia, 2006.

[40] Juan Santa Pau, Congreso ICHA (Instituto Chileno del Acero), 2012.

[41] M Paneque et al., "Bioenergía en Chile," Facultad de Ciencias Agronómicas, Universidad de Chile, Santiago Chile, 2011.

[42] IDAE and BESEL, "Biomasa: digestores anaerobios," Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Madrid, España, 2007.

[43] J Pérez, "Estudio y Diseño de un Biodigestor para Aplicación en Pequeños Ganaderos y Lecheros ," Universidad de Chile, Santiago Chile, Tesis 2012.

[44] Roberto Vera, "Diseño de una planta piloto de biogás," Universidad Técnica Federico Santa María, Concepción Chile, Tesis 2007.

[45] U.S Department of Energy. (2016, abril) [Online]. http://energy.gov/

[46] "Combustión de combustibles gaseosos," Universidad de Antioquía, Curso.

[47] A Amell, L Cardona, and C Díaz, "Estudio experimental de la estabilidad de llama de biogás en un sistema de pre-mezcla," *Universidad Nacional de Colombia*, 2008.

[48] Mishra D.P., "Experimental studies of flame stability limits of CNG-air premixed flames. Energy Conversion and Management," 2007.

[49] Enrique Iañez, "Curso "Microbiología"," Facultad de Ciencias, Universidad de Granada, España, 2005.

[50] [Online]. http://www.glossary.oilfield.slb.com/

Anexo A

1. Digestión anaeróbica

Este tipo de digestión es un proceso biológico complejo y degradativo que ocurre en ausencia de oxígeno. El sustrato corresponde a distintos tipos de residuos, por lo general de tipo animal y/o vegetal, los cuales son convertidos en biogás, mezcla de dióxido de carbono y metano asociado con otros elementos [4].

1.1. Etapas del proceso de digestión anaeróbico

Dentro de este proceso se distinguen 4 etapas:

I. Etapa hidrolítica o hidrólisis

En esta fase se realiza la conversión de compuestos orgánicos complejos (polisacáridos, lípidos y proteínas) en otros más simples y solubles en agua. Esto se lleva a cabo por medio de la acción de enzimas de bacterias anaerobias.

II. Etapa fermentativa o acidogénica

Las bacterias actúan sobre los compuestos orgánicos más sencillos generando ácidos. El resultado de esto es la obtención de acetato, propionato y butirato principalmente, mientras que en menor medida se genera CO_2 e hidrógeno. Esto puede ser llevado a cabo tanto por bacterias anaerobias como facultativas. Esta fermentación ocurre de forma rápida.

III. Etapa acetogénica

a) Bacterias homoacetogénicas: formación de acetato a partir de la fermentación de azúcares y otros compuestos.
b) Bacterias acetogénicas: formación de acetato, CO_2 e hidrógeno a partir de alcoholes, ácidos grasos volátiles y algunos compuestos aromáticos.

IV. Etapa metanogénica

Esta etapa está realizada por bacterias estrictamente anaerobias, las cuales son responsables de la formación de metano a partir de ácido acético, hidrógeno y CO_2 principalmente.

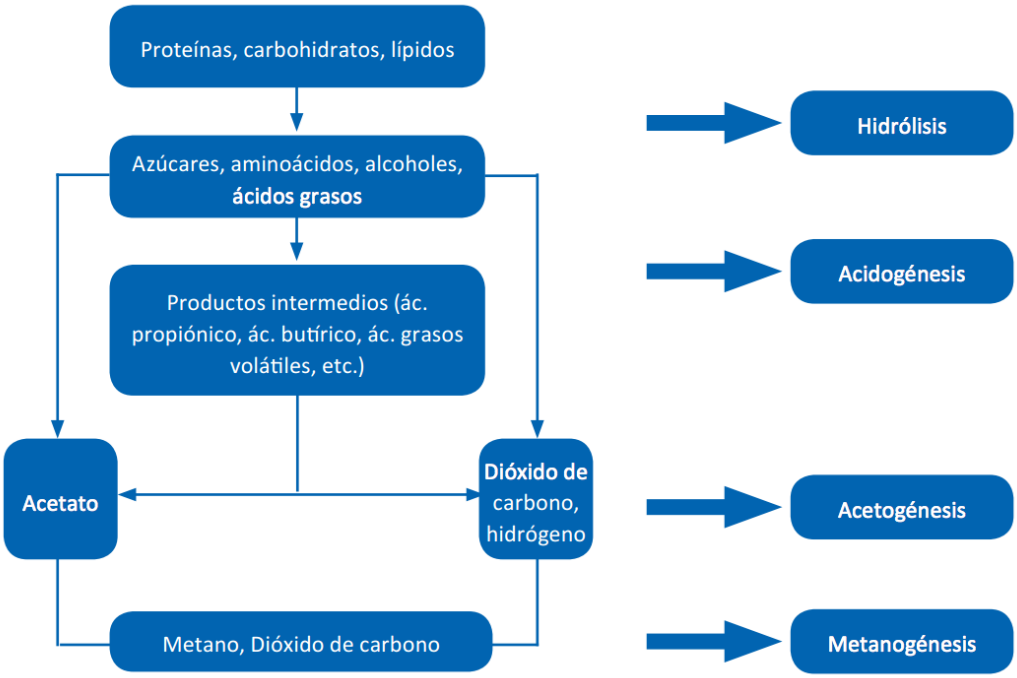


Figura 0-1: Proceso de conversión anaeróbica de la materia orgánica [41]

1.2. Productos de la digestión anaeróbica

Mediante la acción de microorganismos sobre residuos vegetales, estiércoles, efluentes de la industria alimentaria y fermentativa es posible obtener productos finales que aportan un valor agregado.

a) Biogás

Corresponde a una mezcla gaseosa en donde los principales compuestos son metano y dióxido de carbono, sin embargo, contiene una serie de impurezas. La composición dependerá del material digerido y del funcionamiento del proceso. Cabe destacar que para que éste gas sea inflamable se requiere un contenido de metano de al menos un 45% [4].

Tiene dos grandes usos: calentamiento en sustitución de la leña o el gas licuado de petróleo (GLP); como combustible en motores de combustión interna (acondicionados para operar a gas).

En la Tabla 0.1 se puede ver el efecto que tienen los principales componentes del biogás cuando éste se utiliza con fines energéticos.

Tabla 0.1: Efecto de los principales componentes del biogás [5]

Componente	% Volumen	Efecto
Dióxido de carbono (CO_2)	25-45	- Baja el poder calorífico - Incrementa el número de metano - Causa corrosión - Daña celdas alcalinas de combustible
Ácido sulfhídrico (H_2S)	0-1	- Corrosión en equipos y piping - Emisiones de SO2 después de los quemadores - Emisiones de H2S en combustión imperfecta - Inhibición de la catálisis
Amoníaco (NH_3)	0-0,05	- Emisión de NOx - Daño en las celdas de combustible
Vapor de agua	2 (20ºC) - 7 (40ºC)	- Corrosión en equipos y piping - Daños de instrumentación por condensado - Riesgo de congelar y bloquear tuberías de válvulas
Polvo	> 5	- Bloquea las boquillas y celdas de los combustibles
Oxígeno (O_2)	0 - 2	
Nitrógeno (N_2)	0 - 2	- Baja el poder calorífico
Hidrógeno (H_2)	0 - 1	
Siloxanos	0 - 50 [mg/m^3]	- Actúan como abrasivos, daño en motores

a) Bioabono o biofertilizante

Las características de este producto están de gran manera relacionadas con las tecnologías utilizadas para su obtención y también de las materias procesadas. En la digestión una gran parte es transformada en metano y el biofertilizante corresponde al otro producto que aporta valor agregado. Este producto provee nutrientes a los cultivos en donde es aplicado, ya que posee un alto contenido de nitrógeno. También se le conoce como “lodo”.

1.3. Tecnología para la obtención del biogás

Las reacciones necesarias para la obtención del biogás, es decir, la acción de los microorganismos sobre la biomasa o sustrato utilizado, se llevará al interior de un dispositivo denominado digestor anaeróbico. Este dispositivo se debe diseñar o seleccionar de acuerdo a los factores anteriormente mencionados.

Existen algunas clasificaciones para los digestores, las cuales se describen a continuación [42]:

a) Reactor de mezcla completa sin recirculación

Aquí se mantiene una distribución uniforme de concentraciones de sustrato y microorganismos. Para lograr esto se requiere que exista una agitación suave y constante en el interior del sistema, este mecanismo puede ser mecánico o neumático. Este tipo de digestor requiere un tiempo de retención alto. Es ampliamente utilizado ya que no presenta problemas para su diseño, lo que lo hace ampliamente utilizado.

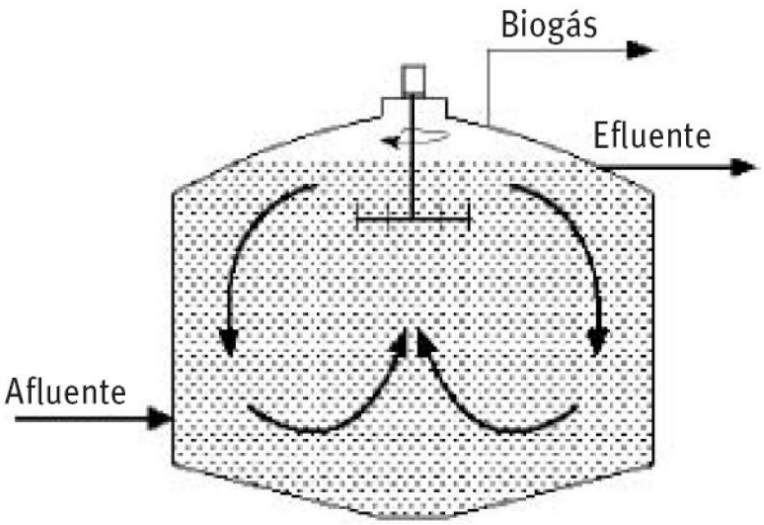


Figura 0-2: Esquema representativo de un reactor de mezcla completa sin recirculación [5].

a) Reactor de mezcla completa con recirculación

En este reactor se regula la recirculación de los microorganismos, logrando disminuir los tiempos de retención hidráulica. Para conseguir esto se requiere que los tiempos de retención de los microorganismos sean mayores, los cuales se encuentran separados dentro de un decantador. Esta característica hace que este tipo de reactores sea utilizado solamente para en aguas residuales de alta carga orgánica (aguas residuales azucareras, cerveceras, entre otras). Para que la decantación no tenga impedimentos, se utiliza un sistema de gasificación como se muestra en la Figura 0-3.

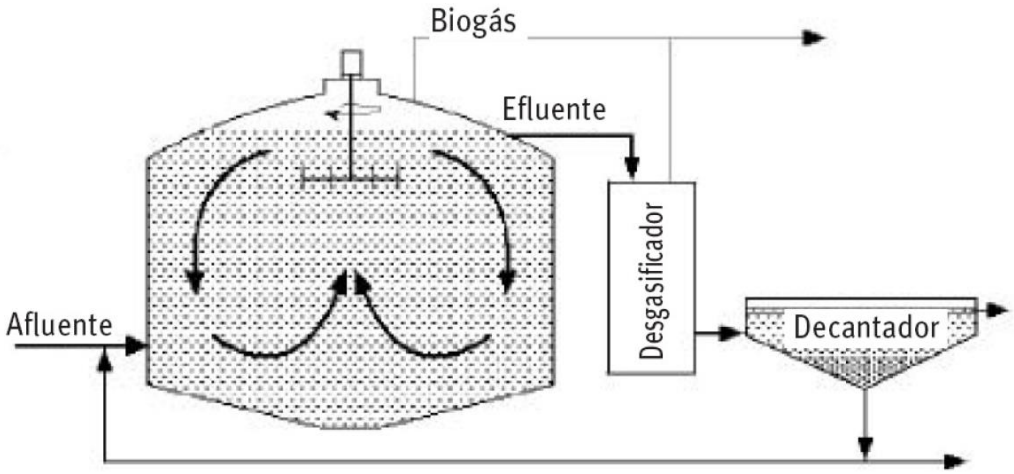


Figura 0-3: Esquema representativo de un digestor de mezcla completa con recirculación [42].

a) Reactor con retención de biomasa, sin recirculación

Básicamente funciona bajo el concepto de que reteniendo las bacterias en el interior del reactor se reducen los tiempos de retención en comparación a los de mezcla completa. Para esto se pueden utilizar dos métodos: inmovilizar la biomasa sobre un soporte dentro del reactor o bien agregando biomasa para que esta se aglomere y caiga por gravedad. Estos métodos consiguen mantener la biomasa retenida en el reactor.

b) Sistema discontinuo

Este tipo de sistemas presenta el mismo tipo de curva de producción de biogás (latencia, crecimiento exponencial, estacionalidad y decrecimiento). Aquí toma importancia el concepto de "tiempo de digestión", no de retención. Para lograr la producción de biogás deseada se pondrán en marcha de forma intercalada varios reactores discontinuos. Este tipo de sistema es útil cuando se cuenta con un sustrato que posee una alta

concentración de solidos (ejemplo: residuos de ganado), lo que dificulta el proceso de bombeo de ellos y por ende la producción de biogás.

Anexo B

Se utilizó el *software* Aspen HYSYS para realizar la simulación del comportamiento de los combustibles en los compresores considerados en cada una de las propuestas del presente trabajo. La simulación de ambas propuestas arrojó que, para ambas propuestas, el biogás y gas natural se mantienen en estado 100% gaseoso.

a) Primera propuesta

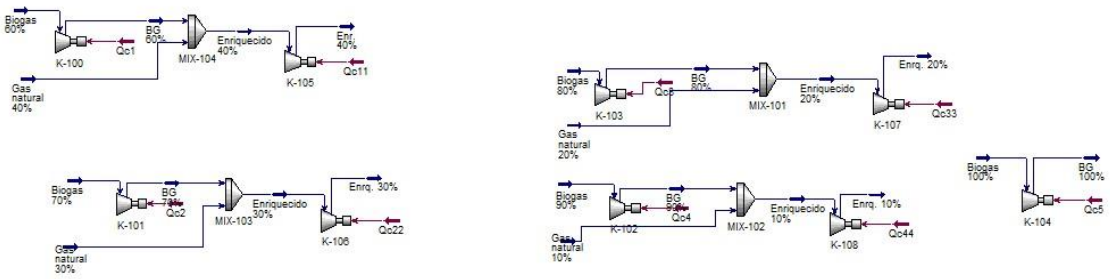


Figura 0-1: Simulación compresores en Aspen HYSYS para primera propuesta

Como se puede apreciar en la Figura 0-1, el primer compresor corresponde al de biogás, el cual sube de 1 a 2 [bar] de presión. El segundo compresor es el encargado de llevar la mezcla a presión de inyección (~6 [bar]). Los valores entregados por el programa de simulación HYSYS entregaron los resultados de la Tabla 0.1.

Tabla 0.1: Resultados simulación Aspen HYSYS para primera propuesta.

% Volumen		Compresor biogás	Compresor mezcla	Consumo compresor BG [kW]	Consumo compresor mezcla [kW]	Temperatura salida compresor BG ºC	Temperatura salida compresor mezcla ºC
GN	BG						
40	60	K-100	K-105	1,505	4,703	86,170	168,400
30	70	K-101	K-106	1,774	4,839	86,170	176,000
20	80	K-103	K-107	2,059	4,999	86,170	183,500
10	90	K-102	K-108	2,362	5,186	86,170	191,000
0	100	K-104	-	-	7,921	86,170	195,300

En el caso de utilizar 100% biogás, el combustible no pasará por el compresor de la línea de biogás (L_2), pasará directamente al compresor de la línea de mezcla (L_3), el cual llevará este combustible hasta la presión de inyección.

b) Segunda propuesta

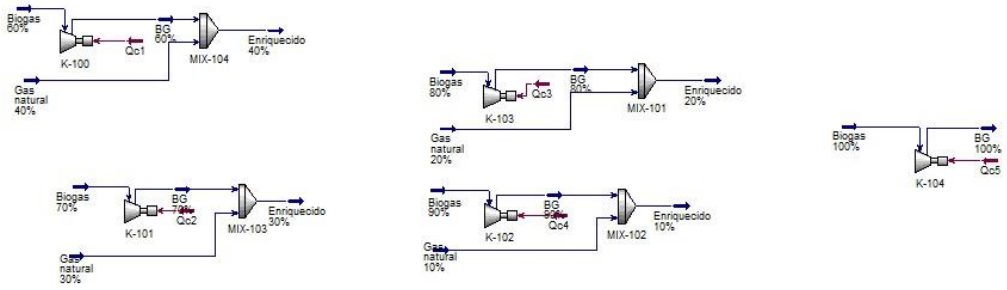
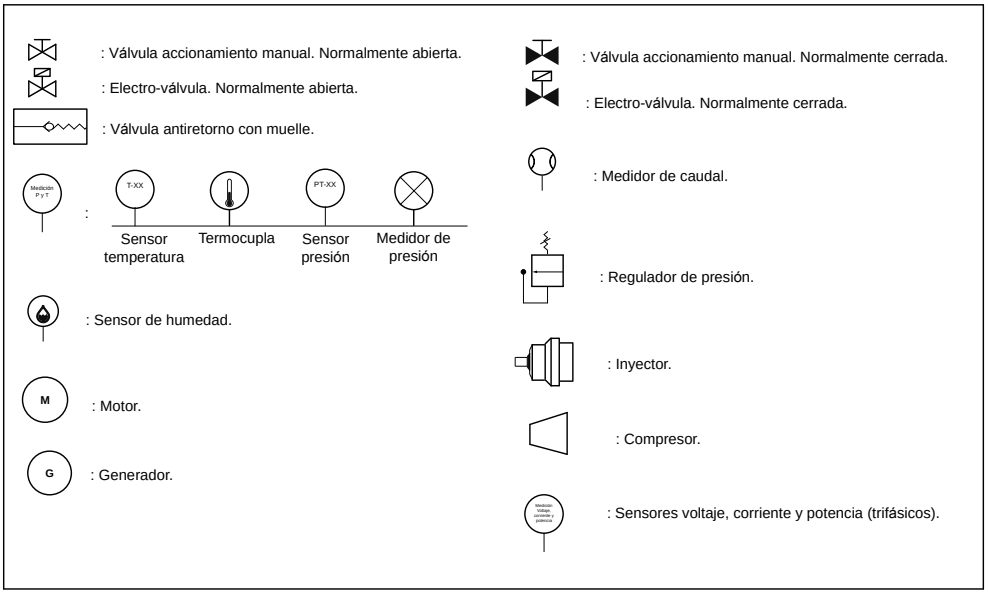


Figura 0-2: Simulación compresores en Aspen HYSYS para segunda propuesta

Se puede apreciar en la Figura 0-2 como ambos el biogás entra al compresor para ser llevado hasta la presión de inyección (de 1 a 6 [bar]). Posteriormente se une con el gas natural para dar lugar a la mezcla. Los valores entregados por el programa de simulación HYSYS entregaron los resultados de la Tabla 0.2.

Tabla 0.2: Resultados simulación Aspen HYSYS para segunda propuesta.

% Volumen		Compresor biogás	Consumo compresor BG [kW]	Temperatura salida compresor BG ºC
GN	BG			
40	60	K-100	4,432	195,3
30	70	K-101	5,227	195,3
20	80	K-103	6,065	195,3
10	90	K-102	6,958	195,3
0	100	K-104	7,921	195,3

Anexo C

A continuación, se enlistan los elementos utilizados en el sistema de pre-mezcla y su simbología.