

INFORME

ESTADO DEL ARTE INTERCAMBIABILIDAD DE GASES A NIVEL INTERNACIONAL

Contrato:

Investigación Documental Detallada sobre
Intercambiabilidad de Gases

Preparado Para:

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas)

Elaborado Por:

Juan Manuel Ortiz Afanador
Liliana Valero Alvarado

Bucaramanga, noviembre de 2016

Tabla de Contenido

Introducción	1
1. REFERENCIAS NORMATIVAS INTERNACIONALES Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA	3
1.1. Normatividad Internacional.....	3
1.1.1. International Organization for Standardization (ISO)	3
1.1.2. GPA Midstream Association (Gas Processors Association).....	4
1.1.3. American Gas Association (AGA)	5
1.2. Documentos de Referencia	5
2. ÍNDICES O VARIABLES QUE SE UTILIZAN PARA VALIDAR UNA ADECUADA INTERCAMBIABILIDAD DE GASES.....	8
2.1. Grupo I. Métodos Simples	9
2.1.1. Índice de Wobbe - Italia	10
2.1.2. Índice de Willien – Estados Unidos	11
2.1.3. Índice de Knoy – Estados Unidos	12
2.1.4. Índice de Schuster - Alemania.....	13
2.2. Grupo II. Método de Índices Múltiples	13
2.2.1. Índices de la Asociación Americana del Gas - Estados Unidos.....	14
2.2.2. Índices de Weaver - Estados Unidos.....	18
2.3. Grupo III. Métodos Gráficos	20
2.3.1. Método de Delbourg – Francia	22
2.3.2. Grumer, Harris and Rowe – Estados Unidos.....	25
2.3.3. Diagrama de Gilbert-Prigg – Reino Unido.....	25
2.3.4. Diagrama de Holmqvist - Suecia	26
2.3.5. Van Krevelen and Chermin	27
2.3.6. Harris and Lovelace – Reino Unido	27
2.3.7. Harris and Wilson – Reino Unido	27
2.3.8. Diagrama de Van der Linden – Holanda	27
2.3.9. Método de Dutton – Reino Unido	27
2.3.10. Factor de combustión incompleta (ICF) – Reino Unido	29



2.4.	Grupo IV. Otros Métodos e Índices	31
2.4.1.	Método de Sommers - Alemania	31
2.5.	Métodos aplicables a motores de combustión interna	32
2.5.1.	Motor Octane Number (MON)	32
2.5.2.	Methane Number (MN)	32
2.6.	Valores o rangos de aceptación.....	32
2.7.	Estados Unidos	33
2.8.	Iniciativas Europeas	33
2.8.1.	Reino Unido	35
2.8.2.	Alemania	37
2.8.3.	España.....	37
3.	METODOLOGÍAS APLICADAS PARA ASEGURAR QUE LAS MEZCLAS DE GASES ESTÉN DENTRO DE LOS VALORES ESTABLECIDOS.....	38
3.1.	Mezclas (Blending).....	38
3.1.1.	Mezcla en tanques de GNL	39
3.1.2.	Mezcla a la salida de una terminal de GNL	40
3.1.3.	Mezcla en la red.....	41
3.2.	Empobrecimiento	41
3.2.1.	Ballasting.....	41
3.2.1.1.	Ballasting usando nitrógeno.....	41
3.2.1.2.	Ballasting usando aire.....	42
3.2.1.3.	Ballasting usando hidrógeno	42
3.2.1.4.	Ballasting con otros gases	43
3.2.2.	Remoción de Gas licuado del Petróleo (GLP) y Líquidos del Gas Natural (LGN)	43
3.2.2.1.	Fraccionamiento en las terminales de Gas Natural Licuado (GNL) para remoción de Gas Licuado del Petróleo (GLP) y de los líquidos.....	43
3.2.2.2.	Reformado de las corrientes de producto de GNL.....	43
3.3.	Enriquecimiento	44
3.3.1.	Inyección de GLP	44
3.3.1.1.	Adición de GLP líquido a un GNL regasificado	44
3.3.1.2.	Adición de GLP gasificado a un GNL regasificado	44
3.3.1.3.	Adición de GLP a GNL	44
3.3.2.	Remoción de inertes o Dióxido de carbono.....	45
3.3.2.1.	Remoción de CO ₂	45
3.3.2.2.	Remoción de nitrógeno	45



4.	INVESTIGACIONES SOBRE INTERCAMBIABILIDAD DE GASES	46
4.1.	Principales áreas de investigación	46
4.2.	Principales entidades	47
4.3.	Entidades con mayor número de publicaciones (Empresas y Universidades)	48
4.4.	Países con mayor número de publicaciones	49
5.	EVOLUCIÓN HISTÓRICA SOBRE LA APLICACIÓN DEL CONCEPTO DE INTERCAMBIABILIDAD	50
5.1.	Europa y Estados Unidos	50
5.2.	Japón	55
5.3.	China	56
6.	BIBLIOGRAFÍA	57



Lista de Figuras

Figura 1. Fundamentos del índice de Wobbe [7]	10
Figura 2. Marco de referencia para intercambiabilidad según los índices de AGA y de Weaver [14]	19
Figura 3. Coeficiente de corrección “K1” para el índice de Wobbe (gases de la segunda familia) [13]	24
Figura 4. Coeficiente de corrección “K2” para el índice de Wobbe (gases de la segunda familia) [13]	24
Figura 5. Coeficiente de corrección “U” para el potencial de combustión (gases de la segunda familia) [13]	24
Figura 6. Coeficiente medio de corrección para hidrocarburos superiores al metano (gases de la segunda familia) [13]	24
Figura 7. Diagrama de intercambiabilidad de gases de Delbourg [13]	24
Figura 8. Diagrama de predicción de intercambiabilidad de Gilbert-Prigg, modificado por Harris/Lovelace y Harris/Wilson [5]	26
Figura 9. Tetraedro de Dutton para evaluación de intercambiabilidad mediante mezclas equivalentes [17]	28
Figura 10. Diagrama de Dutton con límites usados en el Reino Unido [1]	29
Figura 11. Relación CO/CO ₂ entre un gas de referencia y un gas de prueba con respecto a la tendencia de combustión [17].	30
Figura 12. Diagrama de Dutton con los rangos propuestos en el código GS(M)R y EASEE-gas [1]	36
Figura 13. Mezcla en tanque independiente [1]	39
Figura 14. Mezcla en tanque de carga [1]	39
Figura 15. Mezcla por bombeo entre tanques [1]	40
Figura 16. Mezcla a la salida de una terminal de GNL [1]	40
Figura 17. Puntos potenciales para la inyección de nitrógeno [1]	42
Figura 18. Sistema de ballasting con aire [1]	42
Figura 19. Principales temas de interés	47
Figura 20. Clasificación de las entidades por número de publicaciones	47
Figura 21. Clasificación de las entidades por número de publicaciones y año de publicación	48
Figura 22. Países con mayor número de publicaciones en los últimos 15 años	49
Figura 23. Línea de tiempo del desarrollo de la intercambiabilidad de gases en la Unión Europea	53
Figura 24. Rangos del Índice de Wobbe en diferentes países de la Unión Europea	54
Figura 25. Línea de tiempo del desarrollo de la intercambiabilidad de gases en Estados Unidos	55

Lista de Tablas

Tabla 1. Índices de Intercambiabilidad – Grupo I [5]	9
Tabla 2. Índices de Intercambiabilidad – Grupo II [5]	14
Tabla 3. Límites de intercambiabilidad para varios gases naturales [12]	17
Tabla 4. Índices de Weaver [7].....	18
Tabla 5. Propiedades de gases usados para calcular la intercambiabilidad por el método de Weaver [10]	20
Tabla 6. Índices de Intercambiabilidad – Grupo III.....	20
Tabla 7. Índices de Intercambiabilidad – Grupo IV [5]	31
Tabla 8. Gases naturales considerados intercambiables por el método SRG [5].....	31
Tabla 9. Datos EASEE-Gas relativos a las propiedades del gas para el transporte transfronterizo del gas natural H en Europa [13].....	34
Tabla 10. Grupos de gases de la segunda familia como una función de los índices de Wobbe [15]	35



Lista de Ecuaciones

Ecuación 1. Cálculo del flujo de gas en términos de energía de entrada al quemador	10
Ecuación 2. Caudal Volumétrico	11
Ecuación 3. Índice de Wobbe	11
Ecuación 4. Índice de Willien	12
Ecuación 5. Constante de Knoy	12
Ecuación 6. Índice de Schuster	13
Ecuación 7. Índice de cambio en el desempeño del equipo	14
Ecuación 8. Índice de desprendimiento de llama	16
Ecuación 9. Índice de retroceso de llama	16
Ecuación 10. Índice de puntas amarillas	16
Ecuación 11. Máxima velocidad de deflagración de la mezcla de gas con aire	19
Ecuación 12. Índice de Wobbe Modificado	22
Ecuación 13. Potencial de combustión	23
Ecuación 14. Índice de puntas amarillas	23
Ecuación 15. Índice de Hollín	23
Ecuación 16. Índice de Holmqvist	26
Ecuación 17. Índice de combustión incompleta	30
Ecuación 18. MON Método CARB	32
Ecuación 19. MON por Relación de Coeficiente Molecular	32
Ecuación 20. Número de Metano (MN)	32



Introducción

El presente informe contiene los resultados del estudio del estado del arte sobre intercambiabilidad de gases a nivel internacional. Corresponde al primer entregable (Tema A) del contrato de prestación de servicios profesionales suscrito entre el Consejo Nacional de Operación de Gas (CNO-Gas) y Polygon Energy S.A.S.

Los requerimientos de esta fase del contrato corresponden a:

Realizar un estudio detallado sobre el estado del arte para un mínimo de 12 y un máximo de 15 países buscando incluir la representación de los cinco continentes. Como mínimo deberán incluirse los siguientes países: Unión Europea (Alemania, Holanda, Inglaterra, España, Francia), Rusia, Estados Unidos, Canadá, Japón, Brasil, China y México.

Dicho estudio se compone por las siguientes etapas:

- Referencias normativas y documentos de referencia.
- Índices o variables que se utilizan para validar una adecuada intercambiabilidad de gases, incluyendo los valores o rangos de aceptación.
- Metodología aplicada para asegurar que las mezclas de gases estén dentro de los valores establecidos.
- Informar sobre los conceptos y resultados de investigación de principales centros reconocidos que realicen estudios sobre intercambiabilidad de gases.
- Reseña histórica de la evolución sobre la aplicación del concepto de intercambiabilidad de gases en al menos cinco (5) países.

Las bases de la intercambiabilidad de gases fueron desarrolladas hace casi 90 años, principalmente en Europa y los Estados Unidos. Sin embargo, en las dos últimas décadas, su análisis ha cobrado un notable interés a nivel mundial, debido a varios aspectos, dentro de los cuales se destacan: la gran diversificación de fuentes de combustible gaseoso existentes, el incremento en el mercado y transporte transfronterizo de gas que se ha venido desarrollando, no solo a través de tuberías sino también, y de forma especial, mediante Gas Natural Licuado (GNL).

La intercambiabilidad de gases es definida comúnmente como la habilidad de sustituir un combustible gaseoso por otro en un equipo de combustión sin que se materialicen cambios en el desempeño operacional de dicho equipo; es decir; sin que se presenten diferencias desde el punto de vista de la seguridad operacional, la eficiencia, el desempeño o las principales características de las emisiones al medio ambiente [1]. Dicha definición es susceptible de precisiones desde la perspectiva que en la práctica lo que se obtiene al sustituir un combustible por otro es una “intercambiabilidad aproximada” [2], puesto que para que la intercambiabilidad sea perfecta sería necesario que ambos combustibles fueran químicamente idénticos, por lo tanto, al hablar de gases intercambiables se hace dentro de unos límites de especificación que permiten delimitar y diferenciar un comportamiento “satisfactorio” de uno riesgoso o indeseado.

A pesar de que se han desarrollado varios estudios de intercambiabilidad de gas natural, que han tenido su fundamentación en estudios empíricos, los métodos de aplicación más extendida corresponden al índice de Wobbe (Italia), los índices de Weaver (Estados Unidos), el método de AGA (Estados Unidos) y el método de Dutton (Reino Unido).

El gas natural se define como una mezcla compleja de hidrocarburos en fase gaseosa, compuesta principalmente por metano (CH_4), que también puede incluir inertes (P. Ej. nitrógeno, dióxido de carbono, etc.) y algunas trazas de contaminantes (P. Ej. sulfuro de hidrógeno, mercurio, etc.). Por tratarse de una mezcla de varios componentes que es extraída de diferentes fuentes, procesada en plantas de variadas tecnologías y desempeños, y transportada de diversas maneras, el gas natural puede variar su composición y por ende sus propiedades físico-químicas.

Debido a que el principal uso del gas natural es como combustible, la variación en las propiedades del gas representa un enorme reto desde el punto de vista de poder asegurar su combustión segura y eficiente. Considerando que todos los equipos de combustión que funcionan con gas están diseñados para operar con un intervalo particular de especificaciones de gas combustible, si las propiedades del gas se salen de dicho intervalo esto puede representar problemas de combustión incompleta, daños en los equipos y una operación riesgosa, entre otros aspectos.

No existe un consenso internacional o un acuerdo absoluto en cuanto a la forma de interpretar la intercambiabilidad de gases. Diferentes países e incluso regiones dentro de un mismo país, utilizan una variedad de parámetros y rangos operacionales para evaluar el impacto en las variaciones de la calidad de un gas sobre las operaciones de consumo y suministro de gas. Estas especificaciones son establecidas de acuerdo a regulaciones propias, en función de la calidad requerida y el rango de operatividad que tengan los equipos de combustión.

El presente estudio consolida los resultados de una investigación documental detallada sobre la intercambiabilidad de gases, a través de la descripción del estado del arte a nivel internacional para 15 países de referencia. El informe se compone de cinco (5) capítulos, los cuales se mencionan a continuación:

Capítulo 1: Normativas internacionales y documentos de referencias relacionados con la intercambiabilidad de gas combustible

Capítulo 2: Índices o variables que se utilizan para validar una adecuada intercambiabilidad de gases, incluyendo los valores o rangos de aceptación

Capítulo 3: Metodologías aplicadas para asegurar que las mezclas de gases estén dentro de los valores establecidos

Capítulo 4: Conceptos y resultados de investigaciones de los principales centros reconocidos que realizan estudios sobre intercambiabilidad de gases

Capítulo 5: Reseña histórica de la evolución sobre la aplicación del concepto de intercambiabilidad de gases en cinco (5) países

1. REFERENCIAS NORMATIVAS INTERNACIONALES Y DOCUMENTOS DE REFERENCIA

Con la globalización del mercado del gas, se ha hecho evidente la necesidad de establecer normas y estándares de calidad de gas internacionales que permitan la comercialización de los gases sin que se afecte el desempeño operacional de los equipos en términos de su eficiencia, seguridad, emisiones al ambiente, e integridad de las redes. Estos estándares han sido establecidos con base en las mediciones de calidad de gas y prácticas que se han aceptado como parámetros nacionales principalmente en Europa y Estados Unidos. Dentro de este contexto de comercialización, se han dado también acuerdos contractuales sobre los parámetros de calidad transferibles entre las partes, que se establecen con el fin de evitar disputas, pero que toman como referencia los parámetros establecidos en las normas y estándares antes mencionados.

En Europa, organizaciones como el Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER) y la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) se identifican como las entidades encargadas de coordinar e integrar las actividades de los organismos reguladores nacionales. El CEER es una asociación conformada por 19 agentes reguladores nacionales, que actúa como punto focal entre estos reguladores y la Dirección de la Comisión Europea para la Energía y el Transporte (DG TREN) y mantiene una estrecha relación con otras autoridades regulatorias en Norteamérica y los estados miembros de la Unión Europea [3].

En Estados Unidos, la Comisión Federal Reguladora de Energía FERC, es la agencia independiente que regula el transporte interestatal de electricidad, gas natural y petróleo. FERC también revisa las propuestas para la construcción de terminales de gas natural licuado (GNL) y gasoductos interestatales.

A continuación, se resumen los principales documentos normativos que se han consolidado en relación con la calidad del gas y su capacidad de intercambio, al igual que diferentes trabajos desarrollados por actores importantes dentro de la industria de gas a nivel mundial como el Comité Europeo de Normalización (CEN), The International Gas Union (IGU), The European Association for the Streamlining of Energy (EASEE-gas) y The American Gas Association (AGA) entre otros. En el anexo 3 se incluye un listado de organizaciones internacionales involucradas con los aspectos de calidad, intercambiabilidad y compatibilidad de gases.

1.1. Normatividad Internacional

1.1.1. International Organization for Standardization (ISO)

La Organización Internacional de Normalización (ISO) cuenta con el Comité Técnico 193, orientado a todos los temas relacionados con el gas natural, incluyendo aquellos relacionados con calidad de gas. ISO establece mejores prácticas para la industria del gas a partir de un amplio rango de cálculos, mediciones y procedimientos. Los documentos de mayor interés con relación a la intercambiabilidad de gas se mencionan a continuación:

- **ISO 6976:2016 Natural Gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition**

Especifica métodos para el cálculo de poder calorífico superior e inferior, densidad, densidad relativa, índice de Wobbe superior e inferior para gases naturales, sustitutos de gas natural y otros combustibles gaseosos con base en el conocimiento de la composición del gas.

- **ISO 13443:1996 Natural gas – Standard reference conditions (Cor 1:1997)**

Especifica las condiciones estándar de referencia para temperatura, presión y humedad a ser usadas para mediciones y cálculos realizados sobre gases naturales y fluidos similares.

- **ISO 13686:2013 Natural Gas – Quality Designation**

Especifica los parámetros requeridos para describir el gas natural y sus mezclas, incluida la intercambiabilidad de gas que se trata en el Anexo A de dicha referencia.

- **ISO 14532:2014 Natural gas – Vocabulary.**

Establece los términos, definiciones, símbolos y abreviaturas usados en la industria del gas natural.

- **ISO 15403-1:2006 Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles – Part 1: Designation of the quality**

Provee a los fabricantes, operadores de vehículos, operadores de estaciones de llenado y otros actores involucrados en la industria del gas natural comprimido vehicular (GNCV) información acerca de la calidad del combustible para vehículos que usan gas natural, requerida para desarrollar y operar satisfactoriamente dichos equipos. El combustible que cumple con los requerimientos de esta norma se espera que provea una operación segura del vehículo y sus equipos asociados.

- **ISO/TR 15403-2:2006 Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles – Part 2: Specification of the quality**

Señala las especificaciones del gas natural como combustible comprimido para vehículos como un apéndice de la norma ISO 15403-2:2006.

- **ISO/TR 22302:2014 Natural gas – Calculation of methane number**

Describe métodos para el cálculo del número de metano (MN) de gas natural seco cuando se conoce la composición de dicho gas.

1.1.2. [GPA Midstream Association \(Gas Processors Association\)](#)

- **GPA 2172-99: Calculation of Gross Heating Value, Relative Density, Compressibility and Theoretical Hydrocarbon Liquid Content for Natural Gas Mixture for Custody Transfer**

Describe los procedimientos para el cálculo, a condiciones base de composición, de las siguientes propiedades de una mezcla de gas natural: poder calorífico superior, densidad relativa (real e ideal),

factor de compresibilidad y contenido teórico de líquidos de hidrocarburo que en los EE.UU. se expresa típicamente como GPM, la abreviatura de galones de líquido por cada mil pies cúbicos de gas.

- **GPA 2145-16 Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to Natural Gas and Natural Gas Liquids Industries.**

Esta publicación proporciona a la industria de procesamiento de gas una recopilación de los valores numéricos para hidrocarburos y otros compuestos encontrados en las industrias del gas natural y de los líquidos del gas natural, así como para algunos otros compuestos de interés para la industria. Las propiedades físicas seleccionadas son aquellas consideradas de mayor interés para ingeniería y para cálculos analíticos.

1.1.3. American Gas Association (AGA)

- **AGA Report 4A: Natural Gas Contract Measurement and Quality Clauses, 2001. Catalog N° XQ0103**

Este reporte destaca los parámetros de calidad de gas y las mediciones que deben ser consideradas durante las negociaciones de tarifas y/o contratos. Sirve como guía para la redacción de nuevos contratos o la actualización de contratos existentes, pero no es considerado un estándar.

- **AGA Report 5: Natural Gas Energy Measurement, 2009 Catalog N° WQ0901**

Este informe se publica para fomentar el consenso entre las partes involucradas en la medición basada en la energía del gas natural. El informe refiere los métodos, supuestos y criterios relevantes para la determinación del poder calorífico y la energía.

1.2. Documentos de Referencia

- **AGA Research Bulletin 36: Interchangeability of Other Fuel Gases with Natural Gases. AGA Catalog N° XH0203 (1946)**

Es uno de los principales estudios que dio origen a los índices AGA de intercambiabilidad: el índice de desprendimiento (Lifting Index IL), el índice de retrollama (Flash Back Index IF) y el índice de puntas amarillas (Yellow Tip Index IY). Este documento recopila los resultados de un intenso programa de investigación realizado en los años 40 con el objeto de desarrollar un medio para predecir de forma fiable las características de combustión de gases típicos cuando se utilizan como combustibles suplementarios o sustitutos [4].

- **Variability of Natural Gas Composition in Select Major Metropolitan Areas of the United States, Liss. W.E., Thrasher, W.H., Final Report, GRI-92-0123, Gas Research Institute, Des Plaines, Ill., (1992)**

Este reporte cuantifica las posibles variaciones regionales y por temporadas con respecto a la composición y las propiedades físicas del gas natural en los Estados Unidos.

- **Interchangeability: What it means, Catalog N° XH0202, American Gas Association, Washington, D.C., (2002)**

Este documento presenta un compendio de resultados a escala laboratorio obtenidos de la Asociación Americana de Gas, en la cual se explican en detalle las condiciones necesarias para que combustible gaseoso pueda satisfactoriamente ser sustituido por otro, a partir del uso de un diagrama de correlaciones y el desarrollo de un programa computacional en Fortran.

- **Implications of Change in Gas Quality on the Operation of AGA Member Companies**

Este informe representa un intento por identificar los problemas asociados con los cambios en la calidad del gas. Consolida las iniciativas propuestas por AGA y otros y las acciones que las empresas pueden realizar para hacer frente a esos problemas.

- **White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non Combustion End Use. NGC+ Interchangeability Work Group (2005)**

El objetivo de este trabajo es definir los rangos aceptables de las características del gas natural que puede ser consumido por los usuarios finales, manteniendo un desempeño seguro, confiabilidad y medioambiental.

- **Policy Statement on Provisions Governing Natural Gas Quality and Interchangeability in Interstate Natural Gas Pipeline Company Tariff FERC Docket N° PL04-3-00 (2006).**

Este procedimiento, aborda los aspectos de calidad del gas natural, los problemas de intercambiabilidad y el impacto de estos problemas en las empresas de gas natural sujetas a la jurisdicción de la FERC, así como en los productores de gas natural, los transportadores y los usuarios finales. Con base en la información desarrollada dentro del procedimiento, la FERC establece su política en cuestiones de calidad de gas e intercambiabilidad.

- **IGU – BP Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality (2011)**

Discute aspectos críticos de calidad de gas y problemas de intercambiabilidad, con una orientación clave hacia los retos que impone la diversidad de fuentes de GNL. Trata los problemas de intercambiabilidad de gas a lo largo de la cadena del gas y presenta los parámetros de intercambiabilidad de mayor relevancia en la industria. También reúne un conjunto de requisitos de calidad de gas natural exigidos regulatoriamente en varios países del mundo. Por último, expresa las metodologías para realizar gestión de la intercambiabilidad de gas, con una especial orientación al caso del GNL.

- **AGA Natural Gas Quality Management Manual (2013)**

Este manual consolida el intercambio de información logrado por la Asociación Americana de Gas (AGA) a través de un foro a nivel de expertos dentro de la industria de gas en las distintas áreas de operaciones, ingeniería y tecnología dentro de la cadena de valor del gas (producción, transporte, almacenamiento, distribución, etc.), con el fin de destacar las consideraciones técnicas requeridas

para establecer directrices de gestión de la calidad del gas razonables y prácticas con el fin de asegurar productos confiables, ambientalmente responsables a un costo efectivo.

Pretende ser una herramienta para las empresas operadoras de gas, suministrando la información técnica de referencia necesaria para evaluar, monitorear y gestión aspectos relativos a la calidad del gas que pueden impactar las operaciones en los gasoductos y en los equipos de los usuarios finales.

2. ÍNDICES O VARIABLES QUE SE UTILIZAN PARA VALIDAR UNA ADECUADA INTERCAMBIABILIDAD DE GASES

El concepto de intercambiabilidad de gases, nace alrededor de 1930 como respuesta a la necesidad apremiante dentro de la industria del gas, de estimar el cambio relativo al comportamiento de la combustión en los equipos ante el cambio del gas combustible usado.

A principios del siglo pasado, el gas manufacturado, conocido como gas de carbono o gas de agua, era el principal insumo en la industria de gas, tanto en Estados Unidos como en Europa. Este gas tenía un poder calorífico del orden de 500 Btu/ft³ y una densidad relativa de 0,5, era utilizado de manera local, principalmente para el alumbrado de las ciudades, debido a que no había forma de transportarlo grandes distancias. Algunos de los problemas que presentaba su combustión se debían a las altas concentraciones de hidrógeno (H₂), que causaban una velocidad de llama relativamente rápida “luminosidad” y a las altas concentraciones de monóxido carbono (CO) que se producían y representaba un riesgo para la salud [5].

Sin embargo, con la aparición de los primeros desarrollos de los campos de gas natural, principalmente en Estados Unidos entre 1927 y 1931, el uso del gas doméstico, comercial e industrial inició su masificación a través de la construcción de los primeros sistemas de transporte. Esto hizo necesario que los distintos sectores tuvieran que adaptarse al cambio en el uso de gas manufacturado a gas natural [5].

Para el caso de los Estados Unidos, el crecimiento regional del sistema interestatal de gasoductos en los años 1950 y 1960, junto con el bajo costo del gas natural relativo a las demás alternativas energéticas disponibles en la época, incentivó la instalación masiva de equipos de combustión de gas (hornos, calentadores de agua, estufas, etc.) en los entornos residenciales y comerciales [6].

No obstante, el gran auge en la historia del gas natural llega prácticamente hasta 1960, cuando se dan grandes descubrimientos y la explotación de importantes yacimientos en diferentes partes del mundo, especialmente en Europa Occidental, Rusia y Norte de África, dando progresivamente una auténtica dimensión mundial de lo que sería la industria del gas natural.

Este gran auge trajo implícita la necesidad de definir variables aceptables en la composición del gas en consideración a que esta varía dependiendo de su fuente y a que los equipos de combustión a gas son diseñados para operar dentro de un intervalo particular de especificaciones de gas. Si las propiedades del gas están por fuera de este intervalo se pueden presentar problemas tales como combustión incompleta, daños en los equipos y una operación riesgosa entre otros [7].

Uno de los primeros estudios sobre intercambiabilidad de gases fueron desarrollado alrededor de 1927 por el ingeniero de gas Goffredo Wobbe, resultados permitieron obtener una propuesta para la definición de la calidad del gas natural apoyándose en un parámetro que se denominó “Índice de Wobbe”.

Sin embargo, con los avances de la ciencia y la tecnología, las investigaciones demostraron diversos fenómenos de flujo de gas, así como de su combustión, lo que permitió generar otras propuestas para evaluar la intercambiabilidad de gases. En particular se detectó que, aunque el índice de Wobbe era un parámetro valioso en términos de intercambiabilidad, este se quedaba corto en cuanto a los posibles fenómenos de combustión que podrían manifestarse ante una variación del gas combustible, por esta razón se desarrollaron variables o índices adicionales, para permitir una mejor descripción, que en cierta medida sirvieron para complementar el índice de Wobbe y presentar una visión mucho más compleja de la intercambiabilidad.

Si bien se han desarrollado un conjunto muy amplio de métodos y parámetros para caracterizar la intercambiabilidad de diferentes gases naturales, podría afirmarse que el índice de Wobbe, los índices de AGA, Weaver y el método de Dutton han sido los que a la fecha continúan vigentes y son de mayor aplicación en la actualidad.

Todos los índices fueron desarrollados a partir de la medición de diferentes características del gas natural y experimentos de combustión, con el propósito de predecir con base en las mediciones la capacidad de intercambio. Sin embargo, cada índice tiene límites para el valor predictivo de su aplicación.

La importancia de medir la intercambiabilidad, independientemente del índice utilizado, es que proporciona una correlación predictiva entre las características físicas específicas y medibles del gas natural y el rendimiento del quemador.

Los diferentes métodos que se han desarrollado a lo largo de la historia, para determinar la intercambiabilidad de una mezcla de combustibles gaseosos, pueden clasificarse en varios grupos. A continuación, se ofrece una completa descripción de los métodos y parámetros de mayor relevancia que han sido desarrollados a lo largo de la historia.

2.1. Grupo I. Métodos Simples

Los métodos del Grupo 1 representan los primeros intentos para afrontar el tema de la intercambiabilidad de gases. En esencia, son expresiones empíricas que relacionan los valores de entrada de energía del gas ajustado y el gas sustituto. A continuación, en la Tabla 1 se resumen los índices pertenecientes a este grupo los cuales se describen en detalle seguidamente.

Tabla 1. Índices de Intercambiabilidad – Grupo I [5]

Método	Año	País	Tipos de Gases	Tipos de Quemadores
Wobbe	1927	Italia	Gases manufacturados y naturales	Describe físicamente el fenómeno de flujo de gas a través de un orificio de área constante que funciona como inyector o puerto de entrada de energía a un quemador
AGA	1933	Estados Unidos	Gases manufacturados y mezcla con poder calorífico de 760 Btu/ft ³ (250 gases)	Equipos que usan quemadores atmosféricos. Quemadores típicos construidos en hierro fundido con puertos circulares o rectangulares.

Método	Año	País	Tipos de Gases	Tipos de Quemadores
				Aireación primaria: 40 a 50% Potencia por unidad de área del puerto del quemador: 25000 Btu/h-in ²
Willien	1938	Estados Unidos	Gases manufacturados con poder calorífico de 500 Btu/ft ³	Quemadores atmosféricos
Knoy	1941	Estados Unidos	Mezclas de GLP/aire para complementar los gases naturales	Quemadores atmosféricos
Schuster	1957	Alemania	Gases manufacturados	Equipos Alemanes representativos caracterizados por quemadores para ensayos Ott.

2.1.1. Índice de Wobbe - Italia

Desarrollado en 1927 por Goffredo Wobbe, el índice de Wobbe es el parámetro simple más conocido y de mayor importancia en la intercambiabilidad de gases; muchas veces es denominado “factor de intercambiabilidad”. Se basa en el poder calorífico y la densidad relativa del gas (gravedad específica) y su relación con la entrada de energía al quemador (Btu/h).

Este índice describe el fenómeno de flujo de gas a través de un orificio de área constante que funciona como inyector o puerto de entrada de energía a un quemador.

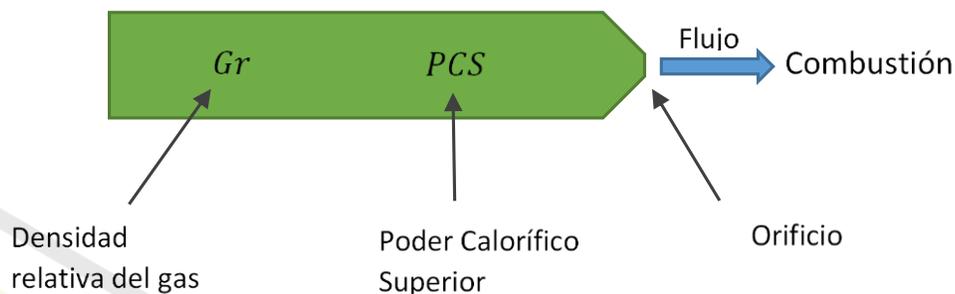


Figura 1. Fundamentos del índice de Wobbe [7]

El flujo de gas en términos de la entrada de energía al quemador ($Q_{energía}$) es equivalente al producto entre el poder calorífico del gas (H) y el caudal volumétrico (Q_v).

$$Q_{energía} = H \times Q_v$$

Ecuación 1. Cálculo del flujo de gas en términos de energía de entrada al quemador

A presión constante, el caudal volumétrico a través de un orificio fijo es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de su densidad relativa (Gr), siendo la densidad relativa el cociente entre la densidad del gas y la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$Q_v \propto \frac{1}{\sqrt{Gr}}$$

Ecuación 2. Caudal Volumétrico

De esta forma, Wobbe estableció una proporcionalidad que combinaba las ecuaciones de flujo de entrada de energía al quemador y de la hidráulica asociada al flujo de gas. Este índice (IW) representa la energía del gas que es inyectado a un quemador; cuanto mayor sea su valor, mayor será la energía asociada al flujo de gas que pasa a través de un orificio o inyector de un tamaño determinado que alimenta un quemador.

$$IW = Q_{energía} \propto \frac{H}{\sqrt{Gr}}$$

Ecuación 3. Índice de Wobbe

Como conclusiones Wobbe pudo determinar que:

1. La energía que suministra un quemador es directamente proporcional al caudal volumétrico de gas que ingresa al quemador (considerando que el diámetro y la presión en el inyector son constantes).
2. La velocidad del flujo a través de un orificio dado, a presión constante es inversamente proporcional a la densidad relativa del gas.
3. El poder calorífico de un gas es directamente proporcional a su densidad relativa.

Considerando que, para la mayoría de los equipos de combustión, el flujo de gas es regulado al hacer pasar el gas a través de un orificio, la gran utilidad del índice de Wobbe, consiste en que, para cualquier orificio, todos los gases que tengan el mismo IW van a suministrar la misma cantidad de energía.

2.1.2. Índice de Willien – Estados Unidos

Este método fue desarrollado en 1938 para calcular la intercambiabilidad de gases manufacturados con poder calorífico de hasta 500 Btu/ft³, utilizados en quemadores atmosféricos, a partir de los datos de poder calorífico y densidad relativa. Fue evaluado en 131 gases manufacturados de diferente composición, para los cuales se determinó que para valores inferiores a 165 Btu/ft³, los quemadores de los artefactos presentaban retroceso de llama, mientras que a valores superiores a 185 Btu/ft³, se presentaba combustión incompleta y cuando el poder calorífico superior de los gases estaba entre estos dos valores (165 y 185 Btu/ft³) dos o más gases eran intercambiables [8].

Dentro de las desventajas de este método esta su restricción por considerar gases con poderes caloríficos muy bajos y que no contempla fenómenos como la velocidad de la llama.

Su desarrollo contempló cuatro consideraciones

- La mezcla en la cabeza del quemador posee un poder calorífico de 175 Btu/ft³,
- La caída de presión es igual para diferentes gases
- El diámetro del inyector es igual para los diferentes gases
- La tasa de aireación primaria es independiente de la densidad relativa del gas.

$$F = \frac{H(S_a)^{1/2}}{(S_a)^{1/2} + \left(\frac{H_a - 175}{175}\right)(S)^{1/2}}$$

Ecuación 4. Índice de Willien

Donde:

H : Corresponde al poder calorífico (Btu/pe³) del gas sustituto o gas de reemplazo

S : Densidad relativa del gas de reemplazo

El subíndice a relaciona el gas de ajuste o gas de referencia.

2.1.3. Índice de Knoy – Estados Unidos

Fue desarrollado por Frank Knoy en 1940 como una versión simplificada del índice de Willien, aplicable a mezclas de aire/GLP que complementan los gases naturales usados en quemadores atmosféricos. Esta fórmula es usada en algunas áreas como guía para operar intercambiabilidad. Parte de la teoría es que los gases que tengan el mismo valor de la constante serán intercambiables. Una desviación del índice de $\pm 5\%$ se considera satisfactoria y una desviación superior a $\pm 10\%$ es considerada inaceptable. La constante Knoy se define de la siguiente manera [5]:

$$C_{Knoy} = \frac{H - 175}{\sqrt{S}}$$

Ecuación 5. Constante de Knoy

Donde:

C_{Knoy} : es la constante Knoy

H : Poder calorífico del gas en Btu/ft³ (superior, seco)

S : Densidad relativa del gas

El valor de 175 representa el poder calorífico de la mezcla de gas-aire primario en la cabeza de mezcla del quemador, expresado en Btu/ft³. Esto se toma como el valor estándar para un quemador de gas de uso doméstico correctamente ajustado.

Considerando que se pueden presentar numerosas combinaciones de poder calorífico y densidad relativa con igual número C_{Knoy} , el método Knoy ha sido usado para graficar a partir de una línea constante de valores C_{Knoy} , diversos valores de poderes caloríficos contra densidades relativas, donde se pueden visualizar los gases sustitutos aceptables o no aceptables. Sin embargo, esta es una aproximación empírica que no considera otras variables como las características de la llama, por lo cual puede proporcionar resultados erróneos particularmente ante grandes variaciones en las composiciones de los gases.

2.1.4. Índice de Schuster - Alemania

El índice de Schuster representa un primer intento en medir los efectos en la combustión al variar la composición del combustible, sin limitarse tan solo al flujo de energía de entrada del combustible. Como criterio de intercambiabilidad este método plantea que dos o más gases son intercambiables, si el cálculo de su número de Schuster es igual. Está definido como la relación entre el índice de Wobbe (IW) y la velocidad de llama o producción de calor (S_u) como se observa a continuación:

$$S_c = \frac{IW}{S_u}$$

Ecuación 6. Índice de Schuster

El uso de este parámetro ha estado limitado debido, en parte, a la poca disponibilidad de datos de velocidades de llama confiables en el momento de su desarrollo. Desde entonces ha sido posible obtener un amplio conjunto de datos experimentales para muchos componentes individuales, tales como metano, etano, propano, etc. Los datos de medición de la velocidad de llama para combustibles alternativos no han sido explorados totalmente y aunque se cuenta con datos de velocidad de llama de componentes individuales, lograr un cálculo derivado de estos no es totalmente confiable. Algunos autores como Lieuwen, han discutido acerca de la dificultad de hacer frente a las mezclas de combustible en comparación con los componentes individuales debido a la entre las condiciones de transporte del gas y las propiedades termodinámicas de las mezclas [9].

2.2. Grupo II. Método de Índices Múltiples

Los siguientes dos métodos, resumidos en la Tabla 2 y descritos en detalle posteriormente, son los más representativos de Estados Unidos y a pesar de que su desarrollo se remonta a 1940, son los métodos que aún

están vigentes para calcular la intercambiabilidad pues a la fecha no se ha publicado de forma oficial una revisión de los mismos.

Tabla 2. Índices de Intercambiabilidad – Grupo II [5]

Método	Año	País	Tipos de Gases	Tipos de Quemadores
AGA	1946	Estados Unidos	Gases de ajuste: Gas natural con alto poder calorífico, gas natural con alto contenido de inertes. Gases complementarios: Gas de agua, gas de horno de coque, mezcla aire/butano, mezcla gas productor/butano, mezcla gas azul/butano	Quemadores AGA de precisión (quemadores de prueba) para caracterizar equipos como: cocinas a gas con puertos quemadores perforados de hierro fundido, cocinas de gas con puertos quemadores superiores rectangulares, calentadores de agua con quemadores de hierro fundido tipo jet, calentador de agua con puertos quemadores de hierro fundido tipo anillo, refrigerador con puertos quemadores en forma de cuña, quemadores de hierro fundido tipo estrella.
Weaver	1951	Estados Unidos	Mezclas multicomponentes de metano, hidrogeno, monóxido de carbono, etano, propano, butano, etileno, propileno, acetileno, benceno, nitrógeno y dióxido de carbono para representar gases naturales y gases manufacturados	Aplicaciones residenciales usando difusión de llama aireada.

2.2.1. Índices de la Asociación Americana del Gas - Estados Unidos

En 1933 la Asociación Americana del Gas, finalizó un proyecto de investigación sobre la intercambiabilidad de gases manufacturados y mixtos con poderes caloríficos menores a 700 Btu/ft³. Esta investigación incluyó aproximadamente 175000 pruebas independientes, la preparación y evaluación de más de 250 mezclas de gas diferentes [10].

La fórmula desarrollada para calcular el “índice de cambio en el desempeño del equipo”, C , está dada por la siguiente expresión:

$$C = \frac{H_s B_s G_a}{H_a B_a G_s} + \left(\frac{H_a B_a}{5000 E_a F_a} - \frac{H_s B_s}{5000 E_s F_s} \right)$$

Ecuación 7. Índice de cambio en el desempeño del equipo.

Donde:

C : Es el índice de cambio de desempeño del equipo

H : Es el poder calorífico del gas en Btu por pie cúbico

B: Es la relación de aire requerido teóricamente para la combustión en pies cúbicos de aire por pies cúbicos de gas

G: Es la densidad relativa del gas (Aire = 1)

E: Es el contenido calórico de los productos de combustión desde 60°F hasta 1600°F, en Btu por pie cúbico

F: Es la sumatoria de los productos de la fracción másica y una constante resolviendo cada constituyente del combustible sobre la base de hidrógeno libre equivalente

Los subíndices *a* y *s* son el gas de ajuste y el gas sustituto, respectivamente.

De acuerdo con los resultados encontrados, el valor de *C* debe estar entre 0,85 y 1,15 para un desempeño satisfactorio del gas sustituto. Si los valores de *C* son superiores, indican una tendencia a llamas más suaves y combustión incompleta. Por el contrario, para valores de *C* inferiores, la tendencia es hacia la presencia de retroceso de llama. Por otra parte, cuando intercambiaron otros gases combustibles con gases naturales, se encontraron dos factores límite adicionales; el desprendimiento de llama y la producción de puntas amarillas, que no están previstos en la ecuación, debido a que esta fue desarrollada usando gases manufacturados inferiores a 800 Btu/ft³. Por lo tanto, esta ecuación no debe usarse en caso de que las características del gas base y el gas sustituto no correspondan a las que se han definido.

En 1938, un comité de AGA realizó una investigación para seleccionar algunos gases a ser probados y que fueran representativos de los gases usados en todo Estados Unidos. Estos resultados fueron consolidados en el reporte 847 de AGA, sin embargo, el número de gases probados aún era muy pequeño [10].

Más adelante, en 1940, la Asociación Americana del Gas, emitió el Boletín Número 10, en donde se describía el estudio acerca de cómo las características de diseño y la operación de un quemador de gas atmosférico afectaba las particularidades de la llama. Dentro de las características estudiadas estaban la fuente de combustible, el aire primario, el tamaño del orificio, el acabado superficial y el tamaño y ubicación del puerto [11]. Un año más tarde, Frank Knoy, publicó una ecuación que permitía realizar cálculos de intercambiabilidad que involucraban sustitutos involucrados con gases licuados del petróleo [10].

Con el creciente uso del gas natural en Estados Unidos, apareció la necesidad de aprovechar este recurso como gas de reserva a ser empleado en situaciones de alta demanda, fallas en las líneas o la sustitución definitiva del gas y con esta oportunidad, surgió la necesidad de investigar el uso de gases con valores de poder calorífico de 800 Btu/ft³ o superiores.

En 1942, los Comités de Gestión del Gas Natural y Secciones Técnicas, junto con el Comité Técnico y de Investigación de la sección de gas natural de la Asociación Americana de Gas, iniciaron un programa de investigación para desarrollar un método que permitiera predecir de forma eficaz las características de combustión de los gases típicos cuando se utilizan como combustibles complementarios o sustitutos. Esta investigación también pretendía incluir el desarrollo de un quemador de llama característica, que proporcionara un medio práctico de observación de la calidad e conveniencia de los gases mezclados [4].

La investigación comprendía 3 ajustes iniciales sobre los gases naturales que se consideraron representativos para todos los gases naturales combustibles distribuidos dentro de Estados Unidos.

- 1115 Btu/ft³, densidad relativa 0,64 representando el gas natural con alto poder calorífico (superior a 1100 Btu/ft³)
- 959 Btu/ft³, densidad relativa 0,558 representando el gas natural con alto contenido de metano (por encima del 90%)
- 1000 Btu/ft³, densidad relativa 0,693 representando el gas natural con alto contenido de inertes (por encima de 10%)

Estos ajustes buscaban responder a dos consideraciones primordiales: la primera estaba relacionada con la responsabilidad de las industrias de mantener una composición del gas dentro de los límites que permitiera el desempeño satisfactorio y seguro de los equipos instalados en los clientes; la segunda estaba relacionada con el diseño de equipos capaces de desempeñarse satisfactoriamente dentro de un rango de variaciones en la composición del gas, con las eficiencias y la velocidad operacional esperadas.

En 1946, la Asociación Americana del Gas publicó el Boletín de Investigación Número 36 “Intercambiabilidad de otros gases con el gas natural”. Los resultados de esta investigación permitieron desarrollar tres índices para evaluar: el desprendimiento de llama, el retroceso de llama y, las puntas amarillas con base en mediciones realizadas con el quemador de precisión AGA. En su momento consideraron que, en la práctica, al momento de usar un solo índice, no se cubría adecuadamente el rango completo de diferencias en el desempeño de la llama [11]. Estas mediciones involucraban el uso de un gas natural como base y una gran variedad de gases sustitutos con valores de poder calorífico por encima de los 800 Btu/ft³. Estos índices son modelos empíricos que se encuentran documentados en el Boletín 36 de AGA [5] y son resumidos a continuación.

$$I_L = \frac{K_a}{\frac{f_a A_s}{f_s A_a} \left(K_s - \log \frac{f_a}{f_s} \right)}$$

Ecuación 8. Índice de desprendimiento de llama

$$I_F = \frac{K_s f_s \sqrt{\frac{h_s}{1000}}}{K_a f_a}$$

Ecuación 9. Índice de retroceso de llama

$$I_Y = \frac{f_s A_a Y_a}{f_a A_s Y_s}$$

Ecuación 10. Índice de puntas amarillas

Donde:

I_L : Índice de intercambiabilidad asociado a desprendimiento de llama

I_F : Índice de intercambiabilidad asociado a retroceso de llama

I_Y : Índice de intercambiabilidad asociado a puntas amarillas

K : Constante límite de desprendimiento = F/d

$$f: \text{Factor de aire primario} = \frac{1000\sqrt{d_a}}{h_a}$$

A : Pies cúbicos de aire teóricamente requeridos para la combustión completa por 100 Btu

h : Poder calorífico superior (Btu/ft³)

$$Y: \text{Límite de puntas amarillas (porcentaje de aire primario)} = \frac{100T}{A_a + 7E_a - 26,3 O_{2a}}$$

d : Densidad relativa

F : Constante de desprendimiento

T : Constante de puntas amarillas

O_2 : Oxígeno contenido por pie cúbico

a y s : Subíndices que designan gas de ajuste y gas sustituto, respectivamente

Los valores obtenidos por índice para cada tipo de gas, son resumidos a continuación en la Tabla 3.

Tabla 3. Límites de intercambiabilidad para varios gases naturales [12]

Índices de intercambiabilidad	Gas natural con alto poder calorífico		Gas natural con alto contenido de metano		Gas natural con alto contenido de inertes	
	Preferible	Objetable	Preferible	Objetable	Preferible	Objetable
I_L	< 1,00	> 1,12	< 1,00	> 1,06	< 1,00	> 1,03
I_F	< 1,18	> 1,20	< 1,18	> 1,20	< 1,18	> 1,20
I_Y	> 1,00	< 0,70	> 1,00	< 0,80	> 1,00	< 0,90

Un gas completamente intercambiable, corresponde a un gas en donde el gas de ajuste y el gas sustituto tienen la misma composición, en cuyo caso los índices I_L , I_F e I_Y tendrían valores iguales a uno (1). Los límites preferibles están fijados en este valor. Los límites objetables corresponden a valores que proporcionan un funcionamiento apenas satisfactorio. Tales valores se determinan ensayando una variedad de equipos, regulándolos de acuerdo con el gas de ajuste y variando las mezclas de gas hasta que aparezcan los tres criterios de intercambiabilidad (desprendimiento de llama, retroceso de llama y puntas amarillas) [13].

2.2.2. Índices de Weaver - Estados Unidos

Posterior al trabajo realizado por AGA, publicado en el Boletín 36, y apoyado en la serie de datos y trabajos que habían desarrollados igualmente Frank Knoy y J.K. Anthes entre otros, en 1951 Elmer R. Weaver, del Bureau de Minas de los Estados Unidos, desarrolló un conjunto de seis (6) índices; cuatro (4) de ellos nuevos con respecto a los existentes. Estos índices consistían en expresiones matemáticas que incluían más características de combustión de una llama que los desarrollados por AGA y mostraban las tendencias relativas entre un gas de ajuste y un gas sustituto para generar resultados (satisfactorios o no), sin modificar el ajuste original del equipo de combustión. Un aspecto nuevo de este trabajo fue la introducción de la velocidad de llama a los diferentes componentes de los gases de ajuste y de los gases sustitutos y la combustión incompleta entre otros [7]. La Tabla 4 presenta de manera resumida los seis (6) índices propuestos por Weaver.

Tabla 4. Índices de Weaver [7].

Índice	Descripción	Criterio
$J_H = \frac{H_s \sqrt{D_a}}{H_a \sqrt{D_s}}$	<p>Índice de intercambiabilidad con respecto a la tasa a la cual se genera el calor.</p> <p>H es el poder calorífico (Btu/ft³) y D es la densidad relativa del gas.</p>	Para gases exactamente intercambiables en este aspecto $J_H = 1$. Muestra cuantitativamente el efecto de un cambio en la composición del gas con respecto al consumo de calor en el artefacto
$J_A = \frac{A_s \sqrt{D_a}}{A_a \sqrt{D_s}}$	<p>Índice de intercambiabilidad con respecto al suministro de aire para combustión (cambio de la aireación primaria).</p> <p>A es el volumen de aire (expresados pies cúbicos) requerido para la combustión completa de 1 pie cúbico de gas.</p>	Cuando $J_A = 1$, la cantidad total de aire requerido para quemar los gases es la misma, la fracción del aire que corresponde a aire primario es la misma, y a menos que se presenten fenómenos convectivos inusuales, el exceso de oxígeno en los productos de combustión es el mismo. De esta manera, es un indicador relativo del riesgo de combustión incompleta (generación de monóxido).
$J_L = J_A \frac{S_s}{S_a} \frac{100 - Q_s}{100 - Q_a}$	<p>Índice de intercambiabilidad con respecto al desprendimiento de llama.</p> <p>S es la máxima velocidad de propagación de la llama en una mezcla gas-aire, expresada como una fracción de la velocidad de la llama para el hidrógeno; Q es el porcentaje de contenido de oxígeno en el gas.</p>	Para gases que son exactamente intercambiables con respecto al desprendimiento de la llama $J_L = 1$. Muestra la tendencia relativa de las llamas de los dos gases a separarse de los puertos del quemador
$J_F = \frac{S_s}{S_a} - 1,4J_A + 0,4$	Índice de retroceso de llama.	Muestra la tendencia relativa de las llamas de los dos gases a retroceder al interior de los quemadores. Cuando $J_F = 0$, no hay diferencia entre los dos gases en este aspecto
$J_Y = J_A + \frac{N_s - N_a}{110} - 1$	<p>Índice de intercambiabilidad con respecto a la formación de puntas amarillas.</p> <p>N es el número de átomos de carbono liberados fácilmente por cada cien moléculas de gas.</p>	J_Y es una medida de la tendencia relativa de los dos gases a producir puntas amarillas y liberar hollín. Cuando $J_Y = 0$ no hay diferencia entre los gases en este aspecto

Índice	Descripción	Criterio
$J_I = J_A - 0,366 \frac{R_s}{R_a} - 0,634$	Índice de combustión incompleta. R es la relación entre el número de átomos de hidrógeno en todas las formas de combinación presentes en el gas combustible con y el número de átomos de carbono en los hidrocarburos.	Para gases exactamente intercambiables en este aspecto, $J_I = 0$. Es una expresión general para las tendencias relativas de los dos gases para liberar monóxido de carbono.

Nota: el subíndice a denota el gas base; representa la condición de ajuste original del artefacto, para la cual estaba originalmente reglado y el subíndice s el gas sustituto.

Las constantes de los índices son definidas a continuación

$$S = \frac{aF_a + bF_b + cF_c + \dots}{A + 5Z - 18,8Q + 1}$$

Ecuación 11. Máxima velocidad de deflagración de la mezcla de gas con aire

Donde a, b, c, \dots , son las fracciones volumétricas de los diferentes combustibles que constituyen el gas; F_a, F_b, F_c son los valores correspondientes del coeficiente F ; A es el volumen de aire requerido para quemar un volumen de gas; Z y Q son las fracciones volumétricas de los gases inertes, principalmente dióxido de carbono y nitrógeno y la cantidad de oxígeno en el combustible.

Con estos 6 índices es posible conformar un marco de referencia para la intercambiabilidad mucho más completo que el simple uso del índice de Wobbe, simple o combinado con otra propiedad o característica del gas (Figura 2).

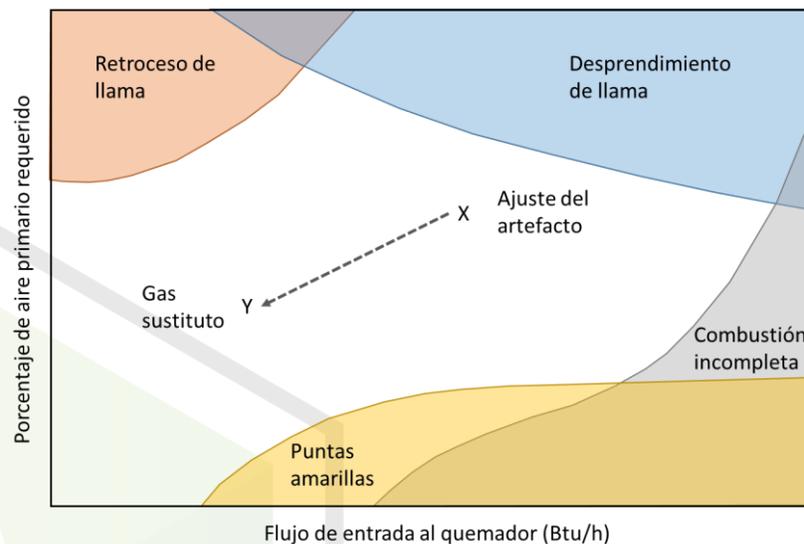


Figura 2. Marco de referencia para intercambiabilidad según los índices de AGA y de Weaver [14]

Tabla 5. Propiedades de gases usados para calcular la intercambiabilidad por el método de Weaver [10]

Gas	Fórmula química	H (poder calorífico)	D (densidad relativa)	A (aire requerido para la combustión)	F (Factor de velocidad de llama)	a (potencial de combustión)	j (índice puntas amarillas)
Monóxido de carbono	CO	315,3	0,97	2,39	61	-----	0
Hidrogeno	H ₂	318,5	0,07	2,39	339	-----	0
Metano	CH ₄	994,1	0,55	9,55	148	-----	1
Etano	C ₂ H ₆	1757	1,04	16,71	301	0,95	2,85
Propano	C ₃ H ₈	2535	1,56	23,87	398	0,95	4,80
Butano	C ₄ H ₁₀	3330	2,09	31,03	513	1,10	6,80
Etileno	C ₂ H ₄	1572	0,97	14,32	454	1,75	2,65
Propileno	C ₃ H ₆	2337	1,45	21,48	674	1,25	4,80
Acetileno	C ₂ H ₂	1464	0,91	11,93	776	3	2,40
Benceno	C ₆ H ₆	3700	2,70	35,79	920	0,90	20
Nitrógeno atmosférico	N ₂	-----	0,97	-----	-----	0	0
Dióxido de carbono	CO ₂	-----	1,53	-----	-----	0	0
Oxígeno	O ₂	-----	1,11	(-4,78)	-----	0	0
Aire	-----	-----	1,00	-----	-----		

Si bien, tanto el método de Weaver como el de AGA brindan una descripción completa de los fenómenos de combustión, están limitados en cuanto al tipo de quemadores y mezclas que fueron probados experimentalmente para obtener los índices. Estos se adecuan de forma aceptable para quemadores tradicionales tipo Bunsen con premezcla de aire parcial, quedando por fuera los diseños de quemadores modernos. Con respecto al tipo de gas usado para llevar a cabo los experimentos, aún existía dependencia del gas manufacturado, con contenidos de hidrogeno importantes, compuesto que es prácticamente ajeno al gas natural actual, por lo que algunas mezclas usadas no resultan muy representativas para las necesidades actuales [7].

Vale la pena resaltar que en la actualidad AGA está obteniendo los resultados de investigaciones y pruebas recientes realizadas sobre equipos de combustión probados con diferentes gases que reflejan el estado actual de la técnica. Se espera que una vez AGA consolide los datos suficientes, se publicará un documento nuevo y actualizado sobre intercambiabilidad.

2.3. Grupo III. Métodos Gráficos

Tabla 6. Índices de Intercambiabilidad – Grupo III

Método	Año	País	Tipos de Gases	Quemadores
Delbourg	1953	Francia	Gases de la 1ª Familia: Gases manufacturados ricos en hidrogeno; mezclas de gas natural/aire; mezclas propano/aire. Gases de la 2ª Familia: Gases naturales	Controlador Bruleur (quemador de prueba) para caracterizar equipos residenciales franceses. También aplicable a quemadores industriales.



Método	Año	País	Tipos de Gases	Quemadores
Gilbert-Prigg	1956	Reino Unido	Gases de la 1ª Familia: Gases manufacturados ricos en hidrogeno y en cuatro rangos de índice Wobbe 701 a 760 Btu/ft ³ 641 a 700 Btu/ft ³ 591 a 640 Btu/ft ³ 530 a 590 Btu/ft ³	Equipos británicos, exceptuando quemadores industriales particularmente sensibles. Quemadores residenciales incluyendo (quemadores atmosféricos (con aireación inicial y posterior). Quemadores atmosféricos típicos construidos en hierro fundido con puertos circulares (Potencia por unidad de área del puerto del quemador: 40000 a 70000 Btu/h-in ² , aireación primaria: 50-60%)
Holmqvist	1957	Suecia	Gas manufacturado, gas producido, gas de agua	Quemadores atmosféricos
Harris-Lovell	1968	Reino Unido	Gases naturales, GNL, gas natural sintético	Quemadores modernos atmosféricos. Quemadores residenciales construidos en hierro fundido, láminas de acero o aluminio con puertos circulares o de ranura. (Potencia por unidad de área del puerto del quemador: 25000 Btu/h-in ² , aireación primaria: 55-70%). El Diseño incluye control del desprendimiento y retroceso de llama
Harris-Wilson	1974	Reino Unido	Gases naturales, GNL, gas natural sintético	Equipos modernos ingleses con Quemadores atmosféricos (con aireación inicial y posterior). Estos últimos son por lo general construidos con láminas de acero con múltiples puertos
France	1976	Reino Unido	Mezcla multicomponente de metano, hidrogeno, propano, nitrógeno, y dióxido de carbono representativos de los gases naturales y gases naturales sintéticos.	Quemadores atmosféricos (con aireación inicial y posterior)
Grummer, Harris and Rowe	1956	Estados Unidos	Mezclas de hidrogeno, monóxido de carbono, metano, etileno, y nitrógeno para representar gases manufacturados, gases de aceite, propano/aire y gases naturales	Quemadores de laboratorio (tubos cilíndricos extensos)
Van Krevelen and Chermin	1958		Mezclas de metano, etano, propano, etileno, propileno, hidrogeno, monóxido de carbono, nitrógeno y dióxido de carbono.	Quemadores atmosféricos (residenciales e industriales)
Van der Linden	1970	Holanda	Gases naturales	Aplicable a quemadores residenciales e industriales; aplicaciones demostradas con equipos y quemadores europeos actuales.
Dutton	1978	Reino Unido	Mezcla de metano, propano, hidrogeno e inertes	Aplicable a quemadores residenciales e industriales; se desarrolló inicialmente para quemadores residenciales británicos.

2.3.1. Método de Delbourg – Francia

El método francés para determinar la intercambiabilidad del gas continúa siendo esencialmente el método de Delbourg. Es un método gráfico desarrollado en 1953, que se construye a partir de los datos del índice modificado de Wobbe en uno de sus ejes y el potencial de combustión en el otro eje y muestra el rango dentro del cual todos los aparatos funcionarán correctamente. Este método permite obtener límites de desprendimiento de llama, retroceso de llama, combustión incompleta y se complementa con índices para hollín y puntas amarillas. Fue desarrollado para gases de la primera familia (gases manufacturados ricos en hidrogeno, mezclas de aire/gas natural, mezclas aire/propano) y gases de la segunda familia (gases naturales, probados en un quemador tipo Bruleur para caracterizar equipos residenciales franceses y quemadores industriales [8].

Los rangos considerados apropiados, se definieron a partir de una serie de estudios sobre equipos disponibles en ese momento y para los cuales se determinaron, a unas condiciones de referencia, las condiciones de mal funcionamiento (combustión incompleta, desprendimiento de llama, retroceso de llama, depósito de hollín, ignición en el inyector) que correspondían a un valor concreto [13].

El potencial de combustión empírico es propuesto como una expresión de la velocidad de llama y relaciona la densidad del gas combustible con la altura del cono azul de la llama.

Conociendo la composición del gas sustituto, se procede a calcular los índices de intercambiabilidad y a ubicarse en la gráfica. Si el punto se encuentra en el interior de la gráfica y si los índices son inferiores a los valores límites, entonces el gas se considera intercambiable con el gas de referencia o de ajuste. En el caso contrario, es necesario alterar la composición del gas sustituto para volverlo intercambiable.

Deschamps definió de forma general los índices para los gases de la segunda familia. Este nuevo método se utilizó durante la década de los años 1970 durante el cambio del gas de Groningen al gas de Lacq [15].

Los índices principales usados son:

La propuesta de un índice de Wobbe modificado:

$$W = K_1 K_2 \frac{gcv}{d^{1/2}}$$

Ecuación 12. Índice de Wobbe Modificado

Donde:

K_1 : Función de la proporción de hidrocarburos en el poder calorífico superior (excepto metano)

K_2 : Expresión en función del parámetro $1000 \frac{CO+4O_2-0,5CO_2}{gcv}$

gcv : Poder calorífico superior a condición seca a 0°C y 760mm de mercurio

d : Densidad relativa (aire = 1)

$$C = u \frac{H_2 + 0,7CO + 0,3CH_4 + v \sum aC_nH_m}{d^{1/2}}$$

Ecuación 13. Potencial de combustión

Donde:

u : Factor de corrección empírico para el potencial de combustión que representa cambios en la velocidad de llama, relacionados con variaciones en la concentración de oxígeno y la contribución térmica de los hidrocarburos pesados.

H_2, CO, CH_4, C_nH_m : Composición de cada componente en porcentaje (C_nH_m todos los hidrocarburos excepto CH_4)

v : Coeficiente de corrección que depende del valor del índice Wobbe corregido

a : Coeficiente específico para cada hidrocarburo mostrado en la Tabla 5

Los índices secundarios usados son:

$$I_j = \frac{\sum jA}{\sqrt{d}} \left(1 - 100 \frac{O_2}{gcv} \right)$$

Ecuación 14. Índice de puntas amarillas

Donde:

A : Contenido de gas en porcentaje (CH_4 y C_nH_m)

O_2 : Contenido de oxígeno en el gas en porcentaje

j : Coeficiente específico de cada hidrocarburo mostrado en la Tabla 5

d : densidad relativa

$$I_i = \frac{1 + 0,01H_2 + 0,01CO}{\sqrt{d}} \sum b * A * (1 - 0,013O_2)$$

Ecuación 15. Índice de Hollín

Donde:

a, b y j son propiedades calculadas para cada hidrocarburo en particular

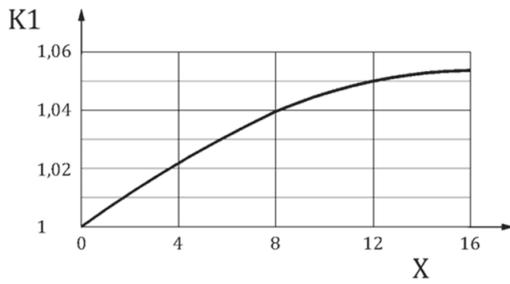


Figura 3. Coeficiente de corrección “K1” para el índice de Wobbe (gases de la segunda familia) [13]

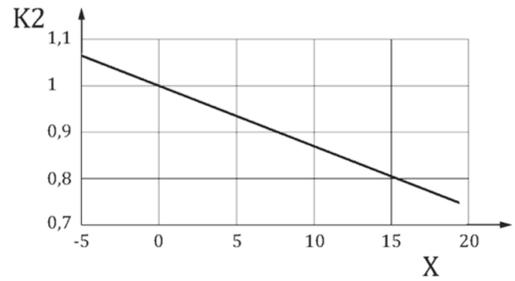


Figura 4. Coeficiente de corrección “K2” para el índice de Wobbe (gases de la segunda familia) [13]

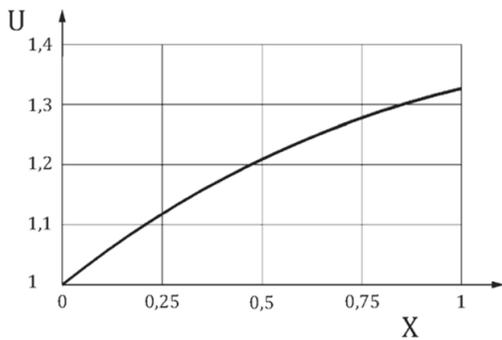


Figura 5. Coeficiente de corrección “U” para el potencial de combustión (gases de la segunda familia) [13]

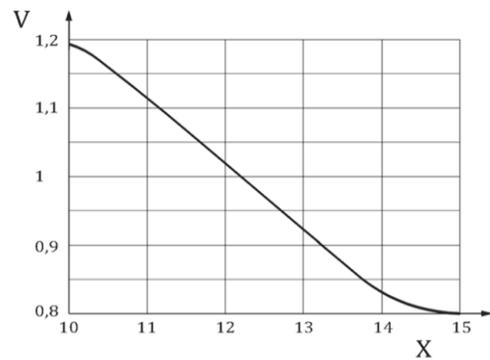


Figura 6. Coeficiente medio de corrección para hidrocarburos superiores al metano (gases de la segunda familia) [13]

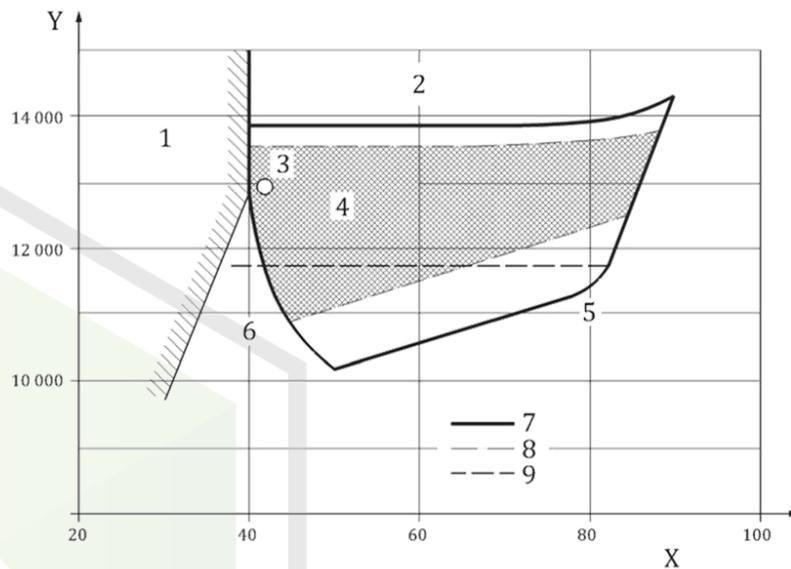


Figura 7. Diagrama de intercambiabilidad de gases de Delbourg [13]

Donde:

X: Potencial de combustión

Y: Índice de Wobbe corregido

1: Límite para posibles mezclas de gas

2: Combustión incompleta ($\text{CO}/\text{CO}_2 > 0,02$)

3: Gas natural de referencia

4: Funcionamiento correcto

5: Retroceso de llama

6: Desprendimiento de llama

7: Suministro de gas a 20mbar

8: Suministro de gas a 12mbar a 22mbar

9: Límite para 10% de disminución de potencia frente al gas natural de referencia

2.3.2. Grumer, Harris and Rowe – Estados Unidos

Este método desarrollado en 1956, permite determinar límites para el desprendimiento y retroceso de llama de una mezcla de gases que contiene hidrogeno, monóxido de carbono, metano, etileno y nitrógeno, representativa de gases manufacturados, gases de aceite, propano/aire y gases naturales. Consiste en un diagrama en donde uno de los ejes corresponde a la concentración del gas en la mezcla y el otro eje a un gradiente crítico de límite de velocidad [1].

2.3.3. Diagrama de Gilbert-Prigg – Reino Unido

Corresponde a un método gráfico desarrollado en el Reino Unido por Gilbert y Prigg en 1956, inicialmente para los gases de la primera familia. Este método fue posteriormente adoptado y adaptado para realizar estudios de predicción sobre las características de la combustión de los gases de la segunda familia en Gran Bretaña, con los trabajos de Harris y Lovelace y Harris y Wilson [5].

Este diagrama está basado en el índice de Wobbe en función del factor de velocidad de llama de Weaver y proporciona los límites para desprendimiento de llama, retroceso y combustión incompleta y se complementa con un quemador de prueba para caracterizar hollín. Para delimitar los límites con relación al gas de ajuste se empleó un quemador estándar, en donde el desprendimiento de llama se determinó aumentando la presión de suministro hasta generar el levantamiento de la llama sobre la cabeza del quemador, sin que se presente la extinción total de la misma. El límite de retroceso se determinó obturando la aireación primaria [8]. Con el paso del tiempo este método ha sido usado con algunas modificaciones en el cálculo de los

valores en los ejes y las líneas límites. Los valores usados varían dependiendo de los gases usados, la aplicación o el país. Este método gráfico ha sido adoptado por los Estados Unidos, en parte porque la composición doméstica del gas natural ha sido bastante estable [11].

En este diagrama los gases se distribuyen en cuatro (4) grupos y a cada uno le corresponde una gráfica de intercambiabilidad como se observa en la Figura 8 [5].

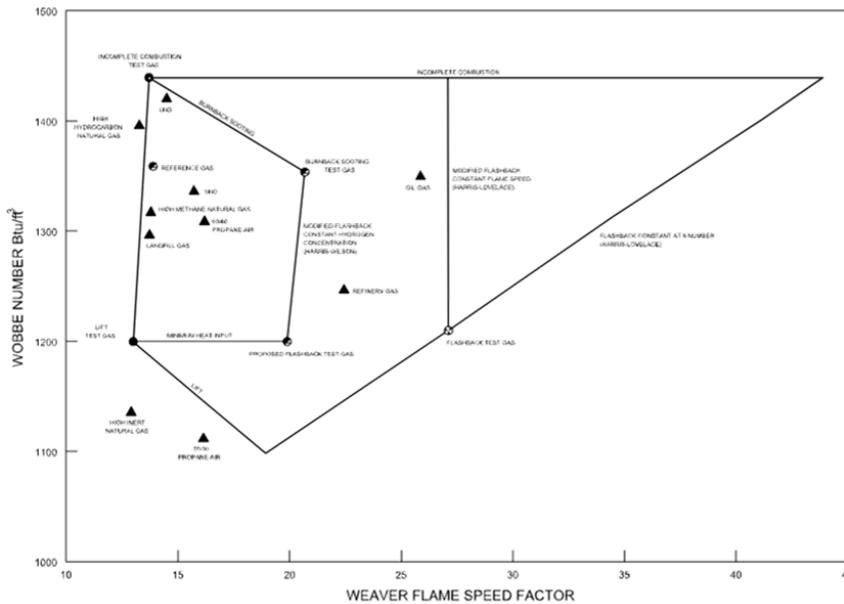


Figura 8. Diagrama de predicción de intercambiabilidad de Gilbert-Prigg, modificado por Harris/Lovelace y Harris/Wilson [5]

2.3.4. Diagrama de Holmqvist - Suecia

Este método gráfico fue desarrollado en 1957 a partir de gases manufacturados, gas de agua y gas pobre. Los límites se definen en un diagrama cuyos ejes son el índice de Wobbe y un número de caracterización relacionado con la altura del cono medido en un quemador atmosférico. Una desventaja que presenta este método es que los límites no definen el problema de intercambiabilidad particular que puede ser anticipado [8].

$$C_K = \frac{K_i \sum X_i * X_{Ki}}{\sqrt{S}}$$

Ecuación 16. Índice de Holmqvist

Donde:

X_i : Concentración volumétrica del componente i

X_{Ki} : Medición para el componente i en el quemador de prueba

S: Densidad relativa del gas

K_i: Factor de corrección según la concentración de gases inertes

2.3.5. Van Krevelen and Chermin

Método desarrollado en 1958, a partir del análisis de mezclas de metano, etano, propano, etileno, propileno, hidrogeno, monóxido de carbono, nitrógeno y dióxido de carbono. Aplicable a quemadores atmosféricos residenciales e industriales [1].

2.3.6. Harris and Lovelace – Reino Unido

En 1964 Harris y Lovelace presentaron un diagrama modificado para tener en cuenta la entrada del gas natural en Inglaterra y potencial futuro del gas natural sintético (SNG). Más tarde, en 1978, su enfoque fue refinado por Dutton [16].

2.3.7. Harris and Wilson – Reino Unido

Método desarrollado en 1974, para gases naturales, GNL y Syngas, aplicable a quemadores atmosféricos y equipos británicos [1].

2.3.8. Diagrama de Van der Linden – Holanda

Este método gráfico desarrollado en 1970 es aplicable a quemadores residenciales e industriales europeos. El diagrama se construye con base en el índice de Wobbe y la información relacionada con el diámetro del inyector y la presión de suministro de gas de ajuste y sustituto. Para su construcción se requiere de pruebas de cada quemador de interés con los gases que se espera usar, lo cual limita significativamente su aplicabilidad. Para caracterizar un gran volumen de equipos de combustión, es necesario realizar un trabajo experimental extensivo con los diferentes gases y con los quemadores más críticos. Sin embargo, para un gas particular y un quemador específico, es posible derivar líneas que representan los límites de la combustión.

Este diagrama permite por una parte deducir si un gas con alto o bajo índice de Wobbe podría ser aceptado sin ajuste en el quemador y por otra parte permite cuantificar el cambio en la presión o en el diámetro del inyector requerido para un aceptable suministro de gas sustituto [8].

2.3.9. Método de Dutton – Reino Unido

Los métodos desarrollados anteriormente usaban diagramas en dos dimensiones en donde uno de sus ejes correspondía al índice de Wobbe o alguna derivación de este y una función relacionada con la velocidad de quema. Por ejemplo, el método de Gilbert y Prigg que usa el factor de velocidad de llama de Weaver. Estos métodos resultaban satisfactorios para gases manufacturados donde las variaciones en el desempeño de los equipos se atribuyen a las variaciones en el contenido de hidrogeno y por ende la velocidad de quema de una mezcla de gases.

Por otra parte, los gases naturales tienen muy pequeñas variaciones en la velocidad de quema o en el factor de velocidad de llama de Weaver.

En 1980, Geoffrey Dutton desarrolló en el Reino Unido un método aplicable específicamente para gas natural, así como para gases que contienen hidrógeno y sus respectivas mezclas. Este método reconocido como “diagrama de Dutton” es una representación gráfica (bidimensional para el gas natural y tridimensional para las mezclas que contienen hidrógeno, como el caso de los gases manufacturados) de las características de intercambiabilidad, en el cual el Índice de Wobbe se grafica contra la concentración de propano y nitrógeno, componentes planteados para formular una equivalencia con respecto a los hidrocarburos pesados y los compuestos inertes, respectivamente [1].

Las investigaciones de Dutton se apoyaron en los fenómenos de combustión asociados a la llama del quemador, es particular la temperatura de llama y la velocidad de la combustión, a lo cual agregó los efectos sobre los artefactos de combustión.

La idea era desarrollar un método sencillo de usar por las empresas vinculadas a la cadena de gas en su país. Para esto propuso el concepto de “mezclas equivalentes” en las cuales los hidrocarburos se representan por medio de una mezcla de metano y propano que contiene el mismo número promedio de átomos de carbono por molécula y el mismo número total de átomos de hidrógeno y carbono con respecto al gas real, por su parte, en lo que respecta a los inertes Dutton propuso el contenido de nitrógeno para representar todos los compuestos inertes presentes en el gas (incluido el oxígeno), todos los inertes tienen un nivel de nitrógeno equivalente de forma que las cantidades de gas inerte cuando se mezclan con los otros componentes no-inertes generan una mezcla con el mismo Índice de Wobbe que la mezcla real [7].

Usando el concepto de mezclas equivalentes, cualquier mezcla de gas puede representarse como un punto en un tetraedro en el cual cada vértice corresponde a uno de los 4 componentes de la mezcla equivalente (metano, propano, nitrógeno e hidrógeno). Así mismo, dentro del tetraedro se grafican conjuntos de superficies relacionadas con las propiedades fenómenos de la combustión y el desempeño de los artefactos, generadas a partir de los datos experimentales [17].

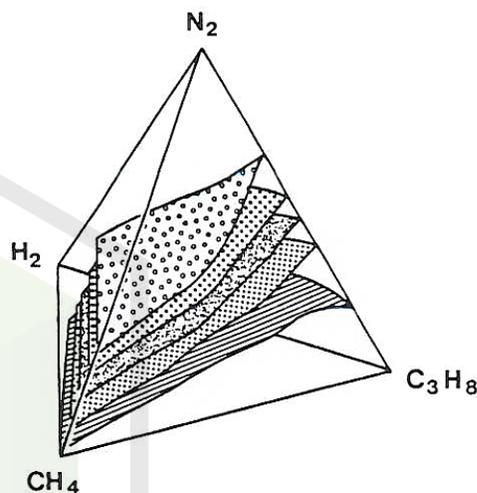


Figura 9. Tetraedro de Dutton para evaluación de intercambiabilidad mediante mezclas equivalentes [17]

El tetraedro intersectado por las diversas superficies va a corresponder entonces a un “volumen de intercambiabilidad”, no obstante, puesto que la enorme mayoría de los gases naturales no contiene hidrógeno, el diagrama se simplifica pasando a ser bidimensional. Para el desarrollo del diagrama bidimensional, se toma el Índice de Wobbe como el eje vertical y se realizan las gráficas en función del porcentaje de propano y nitrógeno (un factor comúnmente conocido como la componente de no-metanos o número propano-nitrógeno) [17].

En la Figura 10 se puede ver un ejemplo de un diagrama de Dutton sobre el cual se han dibujado los límites empleados en el Reino Unido. Como se puede apreciar, las líneas límite de la izquierda corresponden a las líneas propano/metano y nitrógeno/metano, no hay gases naturales que caigan a la izquierda de dichas líneas. Así mismo, es claro que las mezclas de gas natural no pueden cubrir niveles de propano/nitrógeno de hasta 100% pues equivaldrían a un GLP o a una mezcla por fuera de los límites normales de inflamabilidad. Sobre la gráfica se incluyen los límites de combustión incompleta (frontera superior), generación de hollín (frontera derecha) y desprendimiento de llama (frontera inferior) [1].

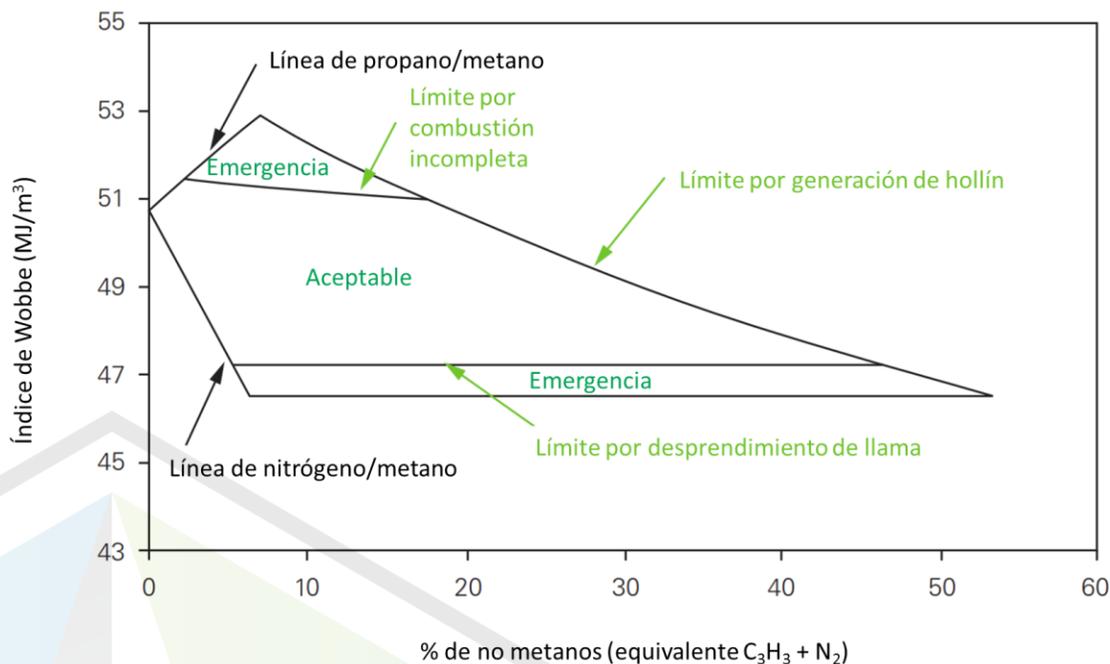


Figura 10. Diagrama de Dutton con límites usados en el Reino Unido [1]

2.3.10. Factor de combustión incompleta (ICF) – Reino Unido

Este índice fue desarrollado en el Reino Unido por Dutton y sus colaboradores relacionando la composición de un gas con su tendencia a la combustión incompleta en quemadores. Los trabajos preliminares indicaban

que un incremento en el índice de Wobbe de aproximadamente 40 Btu/ft³ duplicaba la relación CO/CO₂ en el flujo de productos y que esta relación logarítmica repercutía en un amplio rango de condiciones. La graficar la relación CO/CO₂ en escala logarítmica versus la entrada de calor para un gas de referencia y un gas de prueba se observó una relación proporcional al cambio en el valor del índice Wobbe. Estudios posteriores permitieron determinar que no solo depende el IW sino que también a una pequeña pero notable cantidad en el contenido equivalente de propano más nitrógeno. De esta manera el ICF se definió como la separación media de los gráficos para los gases en prueba [17].

$$ICF = \frac{IW - 50,73 + 0,03PN}{1,56} - 0,01H_2$$

Ecuación 17. Índice de combustión incompleta

Donde:

PN: es el porcentaje de C₃H₈ + N₂

IW: Índice de Wobbe

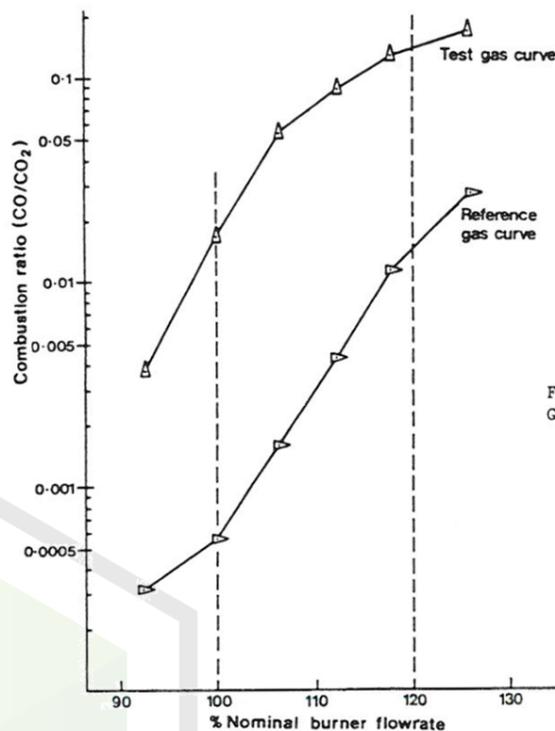


Figura 11. Relación CO/CO₂ entre un gas de referencia y un gas de prueba con respecto a la tendencia de combustión [17].

2.4. Grupo IV. Otros Métodos e Índices

Tabla 7. Índices de Intercambiabilidad – Grupo IV [5]

Método	Año	País	Tipo de Gases	Tipo de Quemadores
Sommers – Ruhrgas (SRG)	1973	Alemania	Gases naturales con alto contenido de inertes y gases naturales con alto contenido de metano.	Equipos alemanes actuales, calentadores de espacio, calentadores de agua, con llama difusa y atmosférica, estufas de gas y quemadores de aire forzado.

2.4.1. Método de Sommers - Alemania

Este método fue desarrollado en 1973, para dar entrada al suministro de gas natural de alto poder calorífico con el gas natural con alto contenido de inertes en Alemania, gases identificados como “H” y “L” en la **Tabla 8** en donde se comparan los dos gases que se consideran intercambiables de acuerdo con el método SRG. El método no involucra criterios de estabilidad de llama y su aplicación se limita a gases de la segunda familia. [5].

Tabla 8. Gases naturales considerados intercambiables por el método SRG [5].

Compuesto/ característica	Gas natural “H”	Gas natural “L”
Metano	92,6%	81,1%
Etano	3,4%	3,2%
Propano	0,7%	0,4%
Butano	0,3%	0,2%
Hidrocarburos mayores	0,2%	0,1%
Nitrógeno	1,8%	14,0%
Dióxido de carbono	1,0%	1,0%
Poder calorífico Btu/ft ³	1,034	898
Densidad relativa	0,604	0,647
Índice Wobbe Btu/ft ³	1,329	1,118
Aire requerido ft ³ aire/ft ³ gas	9,80	8,52
Velocidad de quema ft/s	1,41	1,55

El método explica que, a presión de suministro constante, dos gases y sin ajuste en el quemador son intercambiables si se permiten cambios limitados en la potencia de entrada. Sommers demostró que cambiar gas natural “L” por gas natural “H” a presión constante, no involucra cambios apreciables en el gas doméstico. Sin embargo, se presenta una reducción del 16% en la potencia, que corresponde a la relación existente entre los índices de Wobbe. Además, confirmo que la estabilidad de la llama es de alguna forma mejor con gases naturales “L” debido a que la velocidad de salida de la mezcla gas/aire en quemadores atmosféricos permanece constante, mientras que la velocidad de combustión del gas es menor. [8]

Cambio en la entrada de calor por el cambio entre un gas H a L = $\frac{W_L}{W_H} = \frac{1,118}{1,329} = 0,84$

Donde W_L es el índice de Wobbe para gases naturales L y W_H es el índice de Wobbe para gases naturales H.

2.5. Métodos aplicables a motores de combustión interna

2.5.1. Motor Octane Number (MON)

El número de Octanos del Motor es un índice numérico de la resistencia del combustible de un motor a detonar, a una escala compatible con el octanaje de la gasolina. Uno de los métodos para estimar MON para mezclas de gas natural es el utilizado por la Junta de Recursos del Aire de California (CARB). Esta ecuación es usada cuando la relación H/C es superior a 2,5 y la suma de inertes es inferior a 5% molar [18].

$$-406.14 + 508.04 * \frac{H}{C} - 173.55 * \left(\frac{H}{C}\right)^2 + 20.17 * \left(\frac{H}{C}\right)^3$$

Ecuación 18. MON Método CARB

Donde

$\frac{H}{C}$ es la relación de átomos de hidrogeno a átomos de carbono en los hidrocarburos reactivos presentes en la mezcla combustible, excluyendo los átomos de carbono en el CO₂ que pueda estar presente.

Otro método para estimar el MON es la Relación de Coeficiente Molecular

$$137.78 * X_{C1} + 29.948 * X_{C2} - 18.193 * X_{C3} - 167.062 * X_{C4} + 181.233 * X_{CO2} + 26.994 * X_{N2}$$

Ecuación 19. MON por Relación de Coeficiente Molecular

2.5.2. Methane Number (MN)

El número de metano indica la capacidad antidetonante del gas natural como combustible motor. Está relacionado con el índice MON a través de la siguiente relación [18].

$$1.624 * MON - 119.1$$

Ecuación 20. Número de Metano (MN)

2.6. Valores o rangos de aceptación

En el Anexo 1 se encuentra consolidada la información detallada para 15 países de referencia:

1. Alemania
2. Inglaterra
3. Holanda

4. Francia
5. España
6. Rusia
7. Estados Unidos
8. Canadá
9. Brasil
10. México
11. Japón
12. China
13. Italia
14. Dinamarca
15. Austria

Adicionalmente, se incluye a manera de referencia la propuesta de EASEE-Gas relacionada con intercambiabilidad.

De forma complementaria, se presentan a continuación algunos ejemplos acerca de la manera como las especificaciones de calidad de gas han sido revisadas o evaluadas en varias regiones del mundo.

2.7. Estados Unidos

En los Estados Unidos, el Consejo de Gas Natural (NGC), conformado por cuatro importantes organizaciones industriales: La Asociación Americana de Gas (AGA), la asociación de proveedores de gas natural (NGSA), la Asociación Americana de Gas Natural Interestatal (INGAA) y la Asociación Americana Independiente de Petróleo (IPAA), organizaron un comité denominado NGC+, en el cual también participan partes interesadas del sector de gas natural en conjunto con el Departamento de Energía (DOE) y la comisión Federal de Regulación de Energía (FERC) para discutir los asuntos relacionados con la intercambiabilidad de gases.

En 2005 este comité NGC+, presentó un informe reconocido como "White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non combustion End Use", en donde se recomendaba el uso del índice de Wobbe como el principal parámetro de intercambiabilidad y se proponían unos límites para el índice de Wobbe provisionales de $\pm 4\%$ en torno al promedio histórico local, hasta un Wobbe máximo de 1400 BTU/ft³, un valor máximo de poder calorífico de 1100 BTU/ft³ y dos parámetros más para abordar los problemas de intercambiabilidad que se estaban presentando en Estados Unidos debido al incremento en las importaciones de GNL y a la reactivación de las terminales de regasificación. Con esta iniciativa se buscó examinar y actualizar los estándares de intercambiabilidad de gas natural.

2.8. Iniciativas Europeas

Una serie de múltiples iniciativas europeas se han promovido durante los años, con el propósito de armonizar la forma en la que se especifica y se comercializa el gas natural (incluido el GNL). Dos de las principales entidades que han liderado estas iniciativas de estandarizar los parámetros de calidad de gas han sido EASEE-gas (La Asociación Europea para la Coordinación del Comercio de Energía) y el CEN (Comité Europeo de Normalización)

En 2002, el Foro Europeo de Regulación del Gas (Foro de Madrid), organizado bajo el patrocinio de la Comisión Europea, solicitó a EASEE-gas, el establecimiento de unas reglas acerca de la calidad del gas a nivel europeo con el fin de mejorar la interoperabilidad de las redes. Los resultados se materializaron en unas reglas definidas como una “Prácticas Comerciales Comunes” o CBP (por sus siglas en inglés) y están publicada desde 2005 [1].

EASEE-gas es una asociación sin fines de lucro registrada en Francia y gestionada en Bélgica. El objetivo principal de la asociación es desarrollar y promover las CBP, para simplificar y agilizar los procesos de negocio entre todos los actores de la industria del gas y lograr un mercado más eficiente y eficaz de gas en Europa [19].

Los parámetros que han acordado armonizar son los siguientes:

Tabla 9. Datos EASEE-Gas relativos a las propiedades del gas para el transporte transfronterizo del gas natural H en Europa [13]

Parámetro	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe superior (WI)	kWh/m ³	13,60	15,81
Densidad relativa (d)	m ³ /m ³	0,555	0,700
Azufre total (S)	mg/ m ³	-	30
Sulfuro de hidrogeno + sulfuro de carbonilo (H ₂ S+COS)	mg/ m ³	-	5
Mercaptanos (RSH)	mg/ m ³	-	6
Oxígeno (O ₂)	% molar	-	0,001
Dióxido de carbono (CO ₂)	% molar	-	2.5
Punto de rocío del agua (H ₂ O DP)	°C a 70 bar	-	-8
Punto de rocío del HC (HC DP)	°C a 1- 70 bar	-	-2

La implementación de los CBP de EASEE-Gas en lo que respecta a los parámetros del índice de Wobbe ha despertado cierta preocupación con relación a la seguridad de los usuarios domésticos. Por esta razón la Comisión Europea solicitó al CEN redactar unas normas relacionadas con los parámetros de la calidad para el gas H, lo suficientemente amplias y dentro de unos costos razonables. Este trabajo se está efectuando en dos fases, la primera consiste en estudiar el impacto de las variaciones de la calidad del gas sobre los aparatos que cumplen con la directiva 90/396/CEE, la segunda será el desarrollo de la norma considerando los resultados de la primera fase y los obtenidos por EASEE-gas.

Por otra parte, la Directiva de Aparatos a Gas (GAD) 90/396/EEC de 1996 del parlamento europeo está relacionada con los aparatos de combustión que utilizan gas como combustible. Esta directiva tiene el objeto de asegurar el desempeño operacional y las pruebas a los equipos en especial los domésticos. Los equipos probados y que cumplen con las especificaciones de esta norma tienen una etiqueta de aprobación (marca CE) obligatoria para su uso comercial o doméstico en toda Europa. En este sentido la CEN ha soportado esta directiva y ha desarrollado varias normas y estándares, entre ellos el EN 437:2003 que especifica los gases de prueba, las presiones de prueba y las categorías de los aparatos. Este es un documento importante para la

especificación del límite de gases y las referencias que deben ser usadas en los estudios de intercambiabilidad de gases [20].

La norma EN 437 se ha aprobado por la mayoría de los países europeos y normalmente se refiere a ella como el documento que se utiliza para definir las composiciones del gas en diferentes naciones europeas. Esta norma no proporciona una caracterización completa del gas natural para fines comerciales, pero define la composición y el índice de Wobbe para los gases que se van a utilizar en ensayos para determinar el funcionamiento de los aparatos a gas [15].

Tabla 10. Grupos de gases de la segunda familia como una función de los índices de Wobbe [15]

Grupos de gas de la segunda familia	Índice de Wobbe superior a 15°C y 1013.25 mbar (MJ/m ³)	
	Mínimo	Máximo
Grupo H	45,7	54,7
Grupo L	39,1	44,8
Grupo E	40,9	54,7

Por otra parte, la Directiva 2009/73/CE de la Comisión Europea tiene el objetivo de crear un mercado de gas natural interno con normas comunes dentro de la cadena; transporte, distribución, suministro y almacenamiento, considerando que las diferencias en las especificaciones de calidad del gas en toda la Unión Europea, representa una barrera para el comercio transfronterizo. Para esto el Comité Europeo para la Estandarización incluyó las mejores prácticas presentadas por el EASEE-gas en la norma EN ISO 6976:2016 (disponible desde el 31 de agosto de 2016) y que describe en el numeral 1.1.

En paralelo al trabajo efectuado por EASEE-gas, Marcogaz, la Asociación Técnica para la Industria del Gas Natural Europea, con su grupo de trabajo conformado por expertos técnicos especializados en calidad de gas, desde 2002 ha desarrollado varios estudios para proponer parámetros de intercambiabilidad para las especificaciones de calidad de gas en Europa.

En 2003, Marcogaz desarrollo una recomendación para la industria de gas europea, en la cual aportaron expertos de 9 países europeos, que en conjunto buscaban ofrecer una guía para los operadores de redes de gas que reciben suministro de gases distintos al gas natural, las compañías de suministro de gas no convencional (NCS, por sus siglas en inglés) que deseen acceder a las redes de gas, las autoridades involucradas en el proceso y para los desarrolladores de normas y códigos de práctica [21]. En este mismo año, el parlamento europeo adoptó la directriz 2003/55/EC, la cual cobijaba no solo al gas natural y el GLP sino también al biogás, gas del biogás y todos los otros tipos de gases que deban cumplir con los requerimientos de calidad necesarios.

2.8.1. Reino Unido

En el Reino Unido, el gas que entra al sistema de transporte nacional (NTS) es regulado por la norma estandarizada conocida como “Gas Safety Management Regulation” establecida en 1996 o GS(M)R, en donde es-

pecíficamente el Anexo 1, reúne los requisitos claves referidos a la intercambiabilidad de los gases naturales. Los gases que se consideran intercambiables pueden usarse libremente o mezclarse con otros gases naturales dentro de la red sin riesgo de combustión insegura. El método actual dentro del GS(M)R, para definir la intercambiabilidad, es el Diagrama de Dutton, el cual se basa en los métodos desarrollados en el British Gas Watson House Research Station en los años 80 [22], y considera, para un gas natural particular, el Índice de Wobbe y tres características definidas por Dutton y calculadas a partir de su composición: Índice de combustión incompleta (ICF), índice de hollín (SI) y índice de desprendimiento de llama (LI). Estos valores son los límites establecidos por Dutton. Los valores límite de emergencia y normales fueron basados en las pruebas efectuadas sobre aparatos domésticos representativos de la población de 1970 y un inventario de equipos realizado en 1978.

Por otra parte, Transco como operador del sistema Onshore en el Reino Unido, cuenta con una mayor flexibilidad en cuanto a cómo aplican sus especificaciones. Cada terminal de procesamiento de gas en Reino Unido tiene unas especificaciones de calidad de gas basados en acuerdos comerciales entre los compradores de gas y los productores. Si estas terminales existían ante de la introducción del código GS(M)R, cualquier cambio sobre las especificaciones del gas debe ser acordado entre Transco y el transportador [23].

Como se observa en la **Figura 12**, el código del Reino Unido GS(M)R, permite un rango de índice de Wobbe entre 51.41 a 47.20 MJ/m³, en comparación con la propuesta del EASEE-gas de 56.9 – 48.96 MJ/m³ con un límite en la densidad relativa o gravedad específica menor a 0,7 [1].

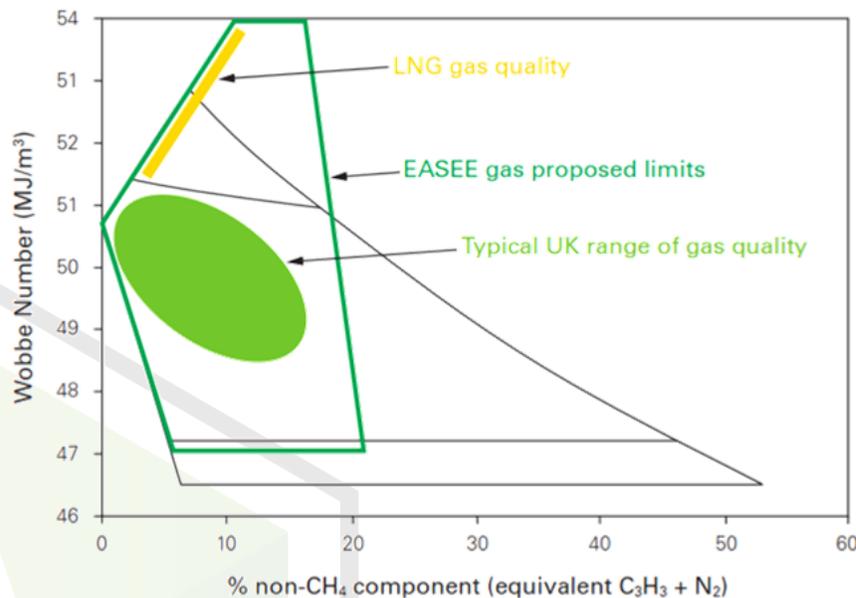


Figura 12. Diagrama de Dutton con los rangos propuestos en el código GS(M)R y EASEE-gas [1]

El sistema de predicción asume que el gas puede considerarse como una mezcla de metano, hidrocarburos más pesados (etano, propano, etc.), hidrogeno e inertes (nitrogeno y CO₂). Al expresar el gas como una mezcla equivalente, es posible evaluar el mal funcionamiento de un aparato mediante el cálculo de los cinco

parámetros (Índice de Wobbe, Factor de combustión incompleta, Índice de hollín, Índice de desprendimiento de llama y contenido de hidrogeno) y comparar sus valores con los valores límites acordados.

2.8.2. Alemania

La regulación alemana referente a la calidad del gas natural que es inyectado a los gasoductos y su intercambiabilidad esta definida en el Código G260 de 2013 “Composición del Gas” de la Asociación Científica y Técnica Alemana para Gas y Agua (DVGW por sus siglas en alemán).

Esta norma define distintos términos técnicos al igual que los parámetros característicos de la combustión como el Índice de Wobbe, el poder calorífico y la densidad relativa. También clasifica los gases por familia y establece los márgenes entre el componente gas y las sustancias que lo acompañan.

Alemania importa gas natural desde Rusia, Dinamarca, Noruega y Holanda. El sistema de transporte de gas natural en Alemania es operado por Open Grid Europe (subsidiaria de E.ON Ruhr Gas), ONTRAS (subsidiaria de VNG), Gasunie Germany, WINGAS Transport, y Thyssen gas (subsidiaria de RWE).

2.8.3. España

En España, debido al poco mercado que existía de los gases combustibles, antes de 1969, estos no constituían un recurso importante dentro de su matriz energética, sin embargo, a medida que se iniciaron las primeras redes de distribución de gas natural en Europa, el panorama energético cambio. Para 1970, el mercado del gas combustible estaba dominado por el uso del GLP y la cantidad de gas manufacturado que existía era cada vez menor, ya en 1975 el gas natural comenzó a reemplazar el gas manufacturado, el cual desapareció por completo en 2002.

El primer gasoducto para transporte de gas natural fue construido en 1979. Para ese entonces la cantidad de aparatos de combustión a gas era relativamente pequeña, por lo cual el cambio de gas manufacturado a gas natural fue relativamente fácil. Antes de la publicación de la norma GAD, todos los aparatos eran certificados de acuerdo a los estándares europeos existentes anteriores de EN 437 (EN26:1977 y EN30: 1979).

En la actualidad España cuenta con 6 terminales de GNL y 6 conexiones internacionales a cargo de Enagas, quien es el responsable de la operación y la gestión técnica de la red principal y las redes de transporte secundarias, que garanticen la continuidad y seguridad el suministro. También están encargados de desarrollar y expandir las redes de distribución y de garantizar la calidad del gas que entra al sistema español [24].

3. METODOLOGÍAS APLICADAS PARA ASEGURAR QUE LAS MEZCLAS DE GASES ESTÉN DENTRO DE LOS VALORES ESTABLECIDOS

Las mayores preocupaciones con respecto a la calidad del gas natural y gas natural licuado (GNL) son su intercambiabilidad y el impacto operacional durante su transporte.

Variaciones en la calidad de un gas, por ejemplo, una alta concentración de componentes como el dióxido de carbono, el sulfuro de hidrógeno y el agua tienen impactos adversos sobre las operaciones de transporte/distribución en los gasoductos ya que causan obstrucciones, corrosión y daños sobre los equipos que reciben el gas, afectando la seguridad y eficiencia de las operaciones.

Considerando estos riesgos, se han venido analizando diversas opciones que permitan hacer frente a estas variaciones en la composición de los gases, desde un enfoque estratégico; es decir; analizando los efectos dentro de toda la cadena de valor del gas y considerando también aspectos regulatorios y comerciales relacionados, con el fin de asegurar que el gas llegue a los diferentes mercados de manera segura.

De acuerdo con lo anterior, los ajustes para la intercambiabilidad del gas dependerán de los objetivos que deban cubrirse en un punto dentro de la cadena de valor que se esté considerando; para los productores y exportadores el ajuste en la calidad del gas dependerá de los acuerdos que se establezcan de ventas y las demandas del mercado; para los transportadores e importadores serán las especificaciones locales de sus clientes.

En algunos casos, los métodos para ajustar los parámetros de calidad pueden ser aplicados tanto a gas natural como a GNL, el cual, en comparación con el gas natural, tiene un bajo contenido de nitrógeno y un contenido casi despreciable de dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y agua, por lo cual su ajuste de calidad puede llevarse a cabo tanto en las terminales de importación como en las plantas de licuefacción, en cada caso los criterios son diferentes.

A continuación, se describen las técnicas más usadas para realizar dichos ajustes sobre la calidad del gas durante la producción, en las terminales de importación y en la red de transporte.

3.1. Mezclas (Blending)

El método de mezcla es una opción de bajo costo que puede ser empleada tanto para el enriquecimiento como para el empobrecimiento dependiendo de la calidad del gas de mezcla disponible. En las terminales de exportación/importación, las mezclas de GNL en su forma líquida criogénica, representa una operación de rutina para el ajuste de la calidad cuando se recibe GNL de diversas fuentes y cuando hay limitaciones de almacenamiento. Otro tipo de ajuste es mezclas el GNL en la sección inmediatamente antes de entrada a la

línea de transporte, lo cual elimina la necesidad de un tanque adicional para el mezclado. A continuación, se describen tres técnicas empleadas de mezcla [25].

3.1.1. Mezcla en tanques de GNL

El GNL que es mezclado en los tanques, usualmente tiene una densidad similar para evitar el fenómeno de estratificación o formación de capas de diferente densidad, que conlleva a la pérdida de vapores de GNL y sobre presurización del tanque [1].

Existen tres aproximaciones para realizar este tipo de mezclas:

1. Un tanque diseñado para cada fuente de GNL y un tanque adicional usado para la mezcla

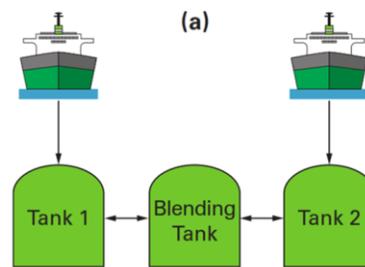


Figura 13. Mezcla en tanque independiente [1]

Este esquema tiene como ventaja operativa que, al permitir un mayor almacenamiento en varios tanques, permite segregar cada entrega de acuerdo a la fuente, mientras que la mezcla se realiza en un tanque independiente. Sin embargo, requiere de al menos tres tanques lo cual para terminales pequeñas incrementa los costos.

2. Todas las cargas de GNL son proporcionalmente distribuidas entre los tanques disponibles. Los poderes caloríficos y los niveles de los tanques son los mismos en cada tanque.

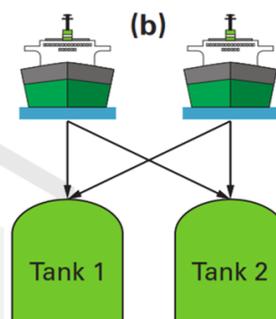


Figura 14. Mezcla en tanque de carga [1]

El segundo esquema no requiere un tanque adicional y el número de tanques usados depende del flujo de salida y del esquema de entrega de la carga, de esta forma la mezcla principalmente se efectúa en el tanque

desde el barco por descarga de cantidades proporcionales en cada tanque. Con el fin de mantener el mismo poder calorífico y nivel en los tanques, se recomienda tener bombeo de GNL entre los tanques.

3. Bombeo entre tanques

(c)

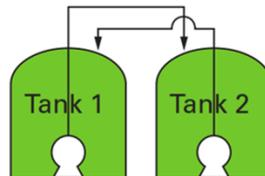


Figura 15. Mezcla por bombeo entre tanques [1]

Esta configuración debe considerar de forma cuidadosa los esquemas de despacho y el volumen de los GNL a ser mezclados con el fin de cumplir las especificaciones de poder calorífico. Además, se requiere un continuo análisis de la composición el GNL almacenado y la precaución de que el calor generado por las bombas puede generar vapores adicionales.

3.1.2. Mezcla a la salida de una terminal de GNL

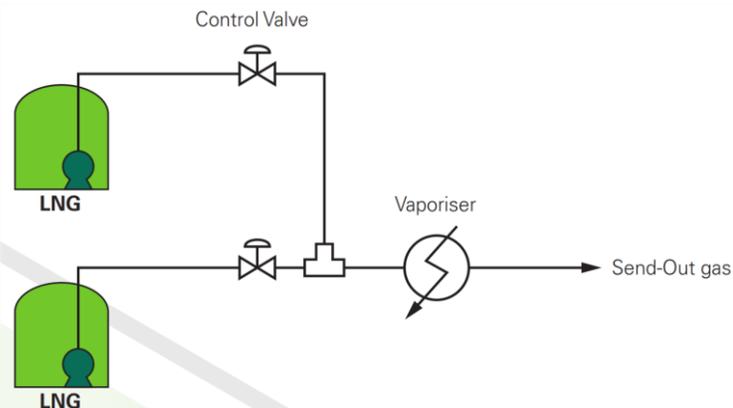


Figura 16. Mezcla a la salida de una terminal de GNL [1]

Este método puede ser logrado al mezclar GNL aguas abajo de dos o más tanques de GNL, pero antes de los vaporizadores. Con el fin de lograr la calidad requerida del gas mezcla, es necesario controlar el flujo de GNL para que la adición se logra en las proporciones deseadas. Una ventaja de este método es que no se requiere de un tanque adicional para la mezcla.

Algunas desventajas son que se requiere tanques separados para cada fuente de GNL, lo cual incrementa los costos de la terminal. Adicionalmente se requiere de estrategias de control especiales.

3.1.3. Mezcla en la red

La factibilidad de esta operación dependerá de:

- La operación de otros barcos
- El tamaño de la red de tuberías
- Las especificaciones de calidad de las corrientes de gas
- La aprobación del ente regulador de seguridad

Con este método, el flujo de gas disponible para la mezcla con el GNL regasificado de una terminal deberá ser lo suficiente alto para asegurar que el gas de mezcla permanece en el rango de calidad especificado para la red.

Desafortunadamente, debido a que por lo general el flujo de entrega de las terminales de GNL es bajo con respecto al flujo en la red en la que entra, en la actualidad solo hay pocos lugares en el mundo donde se puede realizar este método como son el golfo en Estados Unidos y Zeebrugge en Bélgica.

3.2. Empobrecimiento

3.2.1. Ballasting

Es una técnica empleada para ajustar los requerimientos de calidad final de un gas que consiste en bajar el índice de Wobbe y el poder calorífico de un gas natural rico, adicionando un gas como nitrógeno, dióxido de carbono, aire e hidrogeno [25].

3.2.1.1. Ballasting usando nitrógeno

Este método es ampliamente usado debido al fuerte impacto que tiene el nitrógeno sobre el índice Wobbe, debido a que, al ser un gas inerte, reduce el alto poder calorífico del GNL regasificado, e incrementa la densidad relativa del gas natural, considerando que su densidad relativa es superior a la del metano. Un ejemplo del uso de este método es el Reino Unido, que cuenta con un sistema de producción y distribución de nitrógeno líquido bien desarrollado.

Tiene la ventaja de mantener el GNL regasificado tan puro como una corriente de gas natural, es decir, muy bajos niveles de dióxido de carbono, oxígeno y agua.

Con respecto al punto en el que puede ser inyectado el nitrógeno, existen diferentes ubicaciones que pueden ser consideradas, como se muestra en la Figura 17.

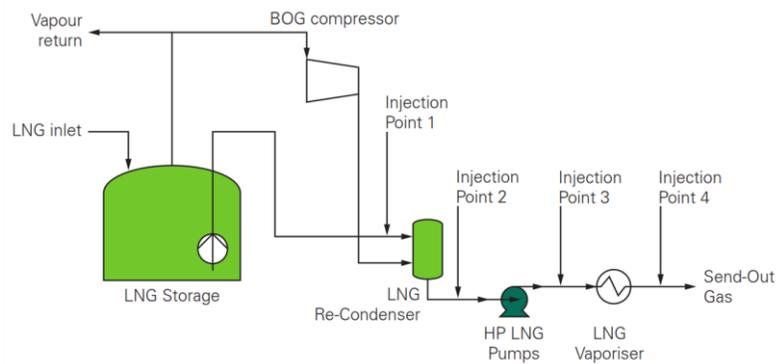


Figura 17. Puntos potenciales para la inyección de nitrógeno [1]

3.2.1.2. Ballasting usando aire

El ballasting con aire es el método más económico, pero está limitado por el máximo contenido de oxígeno permitido en el gas natural y solo se usa para ajustes pequeños. Adicionalmente algunas de las principales preocupaciones con el uso de este método tiene que ver con la seguridad y la corrosión.

El método consiste en inyectar el aire en la línea de salida del gas natural usando uno o varios compresores y una boquilla de mezcla. Ha sido usado en Reino Unido (Canvey), Estados Unidos (Everett) y Francia (Montoir), sin embargo, en la actualidad en UK y USA las especificaciones de oxígeno son muy estrictas. Por ejemplo, el proyecto de especificaciones del EASEE-gas limita el contenido de oxígeno a un nivel de 10ppm.

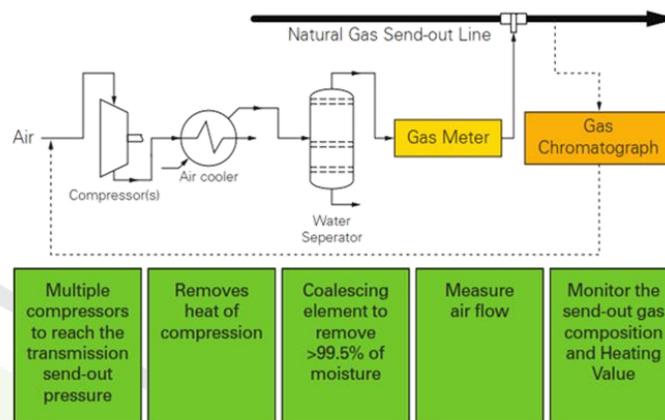


Figura 18. Sistema de ballasting con aire [1]

3.2.1.3. Ballasting usando hidrógeno

El hidrogeno puede ser usado de forma limitada (hasta un 5%) cuando se requiere una pequeña disminución en el Índice de Wobbe (cerca de $0,5 \text{ MJ/m}^3$) del gas a ser ajustado. Valores más altos constituyen un problema debido a la alta velocidad de llama y alta difusividad que se presenta. Adicionalmente otro de los aspectos limitantes tiene que ver con los costos de producir, almacenar y transportar el hidrogeno.

Por ejemplo, el sistema de transporte nacional del Reino Unido (NTS) y el GS(M)R solo permiten el 01% mol de hidrogeno, sin embargo, la adición de esta cantidad de hidrogeno tiene un efecto imperceptible sobre el índice Wobbe.

3.2.1.4. Ballasting con otros gases

Por último, el ballasting empleando otro tipo de gases como el dióxido de carbono es posible pero poco probable debido a que no es económicamente viable respecto al uso de nitrógeno o aire. Otro aspecto importante está relacionado con la cantidad requerida y el impacto ambiental de su uso.

3.2.2. Remoción de Gas licuado del Petróleo (GLP) y Líquidos del Gas Natural (LGN)

3.2.2.1. Fraccionamiento en las terminales de Gas Natural Licuado (GNL) para remoción de Gas Licuado del Petróleo (GLP) y de los líquidos

El método más simple, en el cual se separan compuestos livianos como el nitrógeno, metano y etano, solo requiere una columna de destilación. En procesos más complejos se puede usar un sistema de cuatro columnas de destilación en serie para productos compuestos principalmente de metano, etano, propano, butano y pentano. Este tipo de esquema ha sido usado en la terminal de Barcelona.

Una de las limitantes de este método tiene que ver con la energía requerida para precalentar el GNL que entra a la columna, la cual por lo general se logra usando vapor, sin embargo, si no se tiene esta posibilidad se requerirá el uso de una caldera y esto incrementa los costos operacionales y de capital. Otra desventaja es que se limita a la capacidad de cobertura de la sección de salida y que se requiere del almacenamiento en sitio de los condensados y del GLP.

Hasta el momento no ha sido un método empleado en las terminales de GNL, pero se espera que a futuro sea una opción económica. En el terminal Dahej de la India, tienen asociada una planta externa para la extracción de C2+ a través de un proceso criogénico, sin que se requiera modificación del poder calorífico ya que el GLP removido es vendido [1].

3.2.2.2. Reformado de las corrientes de producto de GNL

Este método consiste en hacer reaccionar una corriente de GNL pesada (principalmente propano y butano), de poder calorífico relativamente alto con vapor, para convertirla en una corriente de bajo poder calorífico, la cual puede luego ser recombinada con una corriente, producto del fraccionamiento de GNL liviano con el fin de ajustar la calidad del gas de entrega. Dos problemas que se deben considerar para este método es que durante el craqueo de los hidrocarburos pesados se puede formar coque y que si la corriente de GNL tiene compuestos de azufre se presenta envenenamiento del catalizador.

De acuerdo con lo anterior, el reformado permite reducir el poder calorífico y el índice de Wobbe de una corriente de gas de entrega, incrementando la porción de gas reformado con respecto a lo reformado. Sin

embargo, considerando que el gas reformado es una corriente compuesta esencialmente de hidrogeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono, la relación entre las dos corrientes (gas reformado y gas no reformado) dependerá de las especificaciones de estos compuestos en el mercado.

3.3. Enriquecimiento

El proceso de enriquecimiento incrementa el índice de Wobbe o el poder calorífico de un gas pobre por la adición de hidrocarburos más pesados (por lo general GLP) o por remoción de inertes (nitrógeno y CO₂). A continuación se describen los dos métodos en detalle.

3.3.1. Inyección de GLP

El GLP tanto líquido como gasificado puede ser inyectado a una corriente de gas natural o de GNL con el fin de incrementar su índice de Wobbe, sin embargo, uno de los aspectos más relevantes es el incremento del dewpoint de los hidrocarburos que genera problemas de condensación en los sistemas de distribución ante caídas de presión. Por esta razón este método es practico solamente para efectuar ajustes menores [25].

Otro aspecto es la cantidad de GLP requerido y el costo operacional que conlleva su uso considerando que es superior al del gas natural.

Existen varias opciones para inyectar GLP las cuales se resumen a continuación

3.3.1.1. Adición de GLP líquido a un GNL regasificado

Otro método ampliamente usado en Japón, consiste en la inyección de GLP a una corriente de GNL regasificado usando el calor en el GNL regasificado para gasificar el GLP. Dentro de las ventajas de este método están que no se requiere una fuente de calor adicional, reduciéndose el número de equipos y los costos asociados. Por otra parte, no existe riesgo de solidificación de los componentes de GLP y aditivos.

Una desventaja es que al inyectarse el GLP como líquido, los ajustes de calidad se limitan no sólo a la disponibilidad de GLP y la capacidad de los equipos asociados (por ejemplo, bombas de GLP), sino también a la temperatura del GNL regasificado.

3.3.1.2. Adición de GLP gasificado a un GNL regasificado

Este método es ampliamente usado en Japón, en donde el GLP se regasifica y se inyecta a una corriente de GNL regasificado para producir una corriente rica. Esto se logra calentando el GNL con vapor, sin embargo, si no se cuenta con una fuente de calor (por ejemplo, estaciones de energía o complejos industriales) se requeriría un sistema adicional que incrementarían los costos de este método.

Una de las ventajas es que el GLP al ser inyectado como gas, la cantidad requerida solo está limitada por la disponibilidad del mismo y la capacidad de los equipos asociados (bombas y vaporizadores). Por otra parte, no existe riesgo de solidificación de los componentes de GLP y aditivos.

3.3.1.3. Adición de GLP a GNL

Este método de enriquecimiento consiste en inyectar GLP a una corriente de GNL aguas arriba del vaporizador de GNL. Considerando que el GLP es inyectado como líquido aguas arriba del vaporizador de GNL, La cantidad de ajustes potenciales dependerán de la disponibilidad de GLP, la máxima capacidad de las bombas de inyección de GLP, la máxima cantidad de GLP vaporizado y el flujo de gas entregado. No se requiere una fuente adicional de calor y la operación del sistema es sencilla.

Dentro de las desventajas de este método están las fluctuaciones en el poder calorífico del gas de entrega por efecto de la variación en la relación de GNL/GLP de la mezcla en el vaporizador cuando se efectúan cambios rápidos de carga en el vaporizador, debidas a debido a la diferencia en las características de flujo de los diferentes componentes gaseosos y líquidos a través del vaporizador.

Otra desventaja es el riesgo de solidificación y deposiciones debidas al congelamiento del butano y los posibles aditivos presentes en el GLP, causando el taponamiento de tuberías y equipos aguas abajo.

3.3.2. Remoción de inertes o Dióxido de carbono

La remoción de CO₂ solo aplica al gas natural debido a que el GNL no contiene CO₂. Esta remoción puede efectuarse por medio de la absorción con aminas, absorción con lecho sólido o por separación con membranas, lo cual resulta económico para pequeños ajustes sobre el índice de Wobbe.

3.3.2.1. Remoción de CO₂

Los dos gases inertes usualmente removidos del gas natural son el CO₂ y el N₂. Para ajustes pequeños del índice de Wobbe solo la remoción de CO₂ es efectuada considerando que el proceso es más económico con respecto a la remoción de N₂ que requiere una planta criogénica. Dentro de las opciones para efectuar la remoción del CO₂ están [1]:

- Absorción con aminas: esta opción es preferida para operaciones a gran escala. Dependiendo de la composición del CO₂ en el gas importado, solo una parte del gas es alimentado a la unidad de remoción de CO₂ antes de mezclarse nuevamente con la corriente principal, esto con el fin de reducir los costos de capital y operacionales asociados.
- Adsorción en lecho sólido (tamiz molecular)
- Membranas

3.3.2.2. Remoción de nitrógeno

La remoción de nitrógeno del gas natural solo se efectúa si el contenido de nitrógeno o del total de inertes excede las especificaciones requeridas del gas. En el Reino Unido estos valores corresponden a 5% mol de N₂ y 7% mol de total de inertes. El único método efectivo de remoción de N₂ es en una planta criogénica. Este proceso requiere la remoción del CO₂ aguas arriba (absorción) y la deshidratación (adsorción o glicol) para eliminar la posibilidad de congelamiento del CO₂ y el agua en la planta [25].

4. INVESTIGACIONES SOBRE INTERCAMBIABILIDAD DE GASES

Gran parte de la información científica disponible y de las investigaciones sobre la intercambiabilidad de gases que existe hoy en día se originaron en los años 1930 y 1940 cuando el transporte de gas natural comenzó a suplantar el gas manufacturado. Lo anterior sumado a los desarrollos tecnológicos que desde entonces se han venido dando ha resultado en la construcción de equipos más seguros, eficientes y menos contaminantes.

Considerando el efecto que pueda tener la variabilidad de la calidad de un gas sobre las condiciones de funcionamiento, operación y seguridad de los equipos que funcionan a gas, existen varias investigaciones que se han enfocado a determinar los rangos bajo los cuales puede variar la composición de una mezcla de gases sin deteriorar el desempeño de los equipos, determinar los beneficios que puede traer el hecho de utilizar otros gases para asegurar que las mezclas cumplan con las especificaciones establecidas y estimar la operatividad de los equipos ante mezclas de gases diferentes a las conocidas hoy día.

Con el fin de identificar los conceptos y resultados de investigaciones de los principales centros reconocidos que realicen estudios sobre intercambiabilidad de gases en los últimos años, se realizó un análisis documental basado en disseminación y análisis de textos, a partir de las publicaciones técnicas científicas indexadas en la base de datos de Science Direct y de otros documentos como informes, reportes, presentaciones, tesis, disponibles en la web, considerando un periodo de interés desde 2001 a 2016.

En total se seleccionaron y analizaron 156 documentos, a partir de los cuales se consolida un panorama general de la evolución que ha tenido en los últimos años el tema de intercambiabilidad, las principales entidades que publican respecto al tema, las áreas de mayor interés y los países con fortalezas en términos de publicaciones. En el Anexo 2, se encuentran listados los documentos que soportaron el análisis presentado a continuación.

4.1. Principales áreas de investigación

A partir del análisis de los títulos, los resúmenes y las palabras claves propuestas por los autores de las publicaciones analizadas, se proponen cuatro categorías que agrupan los principales temas en los que se han enfocado las distintas entidades respecto al tema de intercambiabilidad de gases.

De acuerdo con el análisis efectuado y los resultados obtenidos, la mayoría de publicaciones se centran en el investigar los efectos del cambio en la composición del gas sobre el proceso de combustión en distintos equipos de uso final, principalmente en gasodomeísticos. Otro de los temas está relacionado con el ingreso del GNL a las redes de distribución de gas natural que actualmente tienen varios países y el análisis del uso de distintos gases y sus mezclas sobre el desempeño de las turbinas.

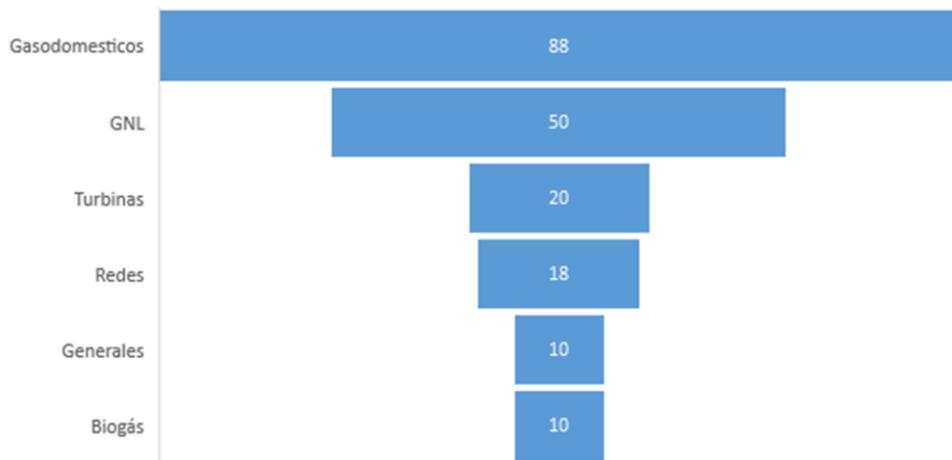


Figura 19. Principales temas de interés

4.2. Principales entidades

De acuerdo con la información analizada se destaca el interés de las empresas y las universidades en el tema de intercambiabilidad.

Como se observa en el siguiente gráfico las empresas con mayor número de publicaciones son Advantica (Empresa Consultora de Inglaterra), AGA, DOE y NETL.

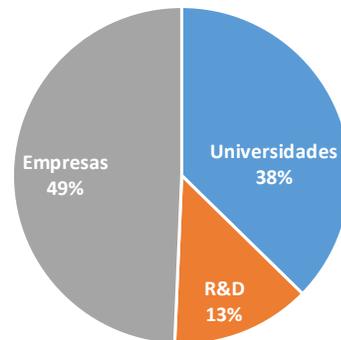


Figura 20. Clasificación de las entidades por número de publicaciones

4.3. Entidades con mayor número de publicaciones (Empresas y Universidades)

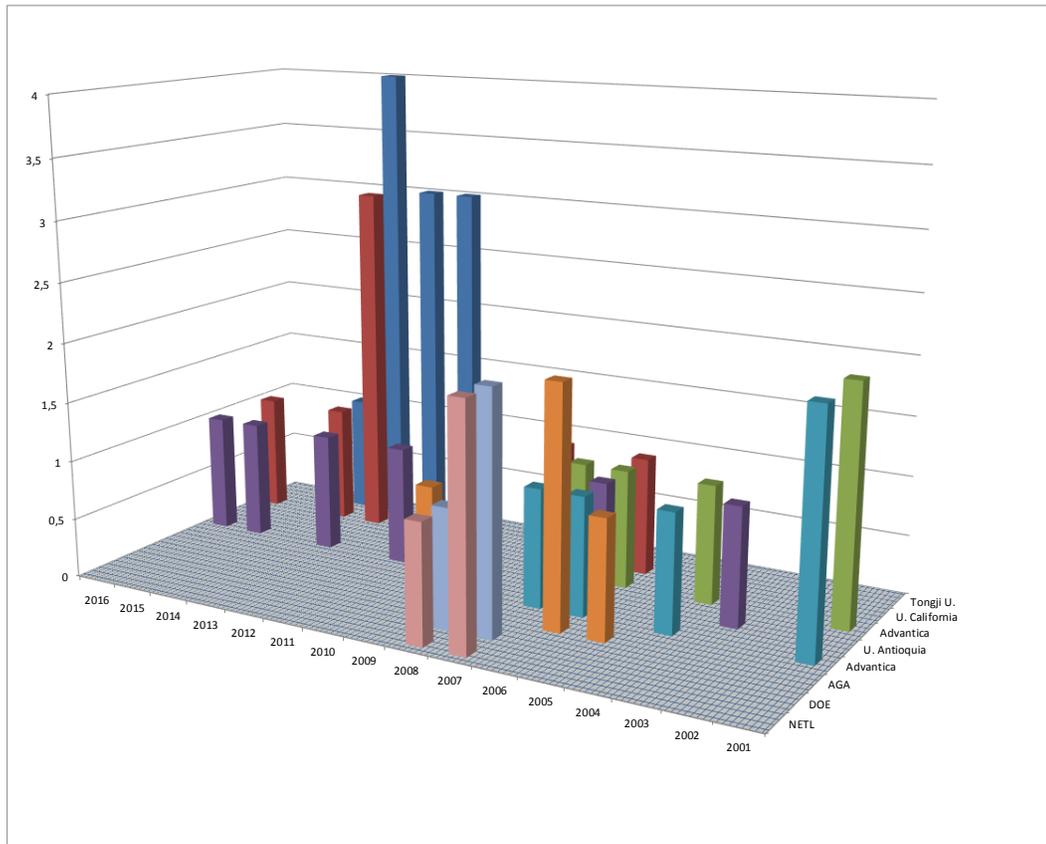


Figura 21. Clasificación de las entidades por número de publicaciones y año de publicación

Dentro de las entidades se destacan las Universidades, principalmente la U. de Tongji de China (11 publicaciones), la U. de California Estados Unidos (7 publicaciones) y la U. de Antioquia (6 publicaciones).

4.4. Países con mayor número de publicaciones

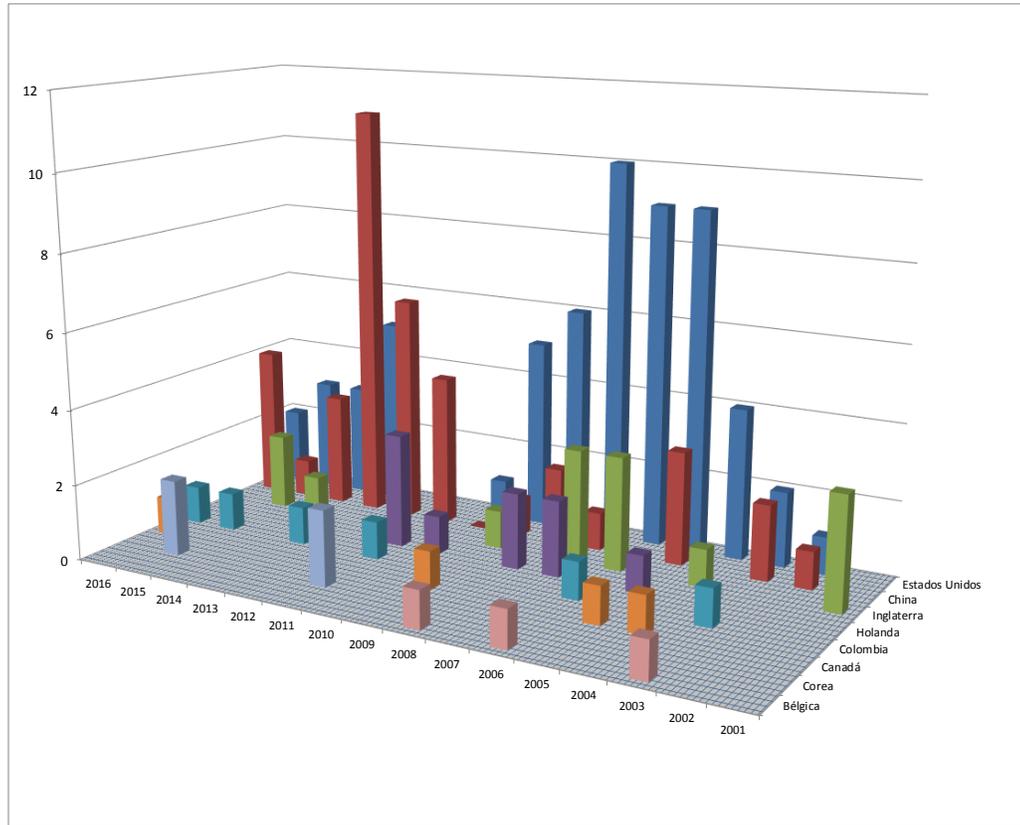


Figura 22. Países con mayor número de publicaciones en los últimos 15 años

Los países que se destacan por tener el mayor número de publicaciones en los últimos 15 años son predominantemente Estados Unidos (60 publicaciones) y China (39 publicaciones), seguidos de Inglaterra, Holanda y Colombia.

5. EVOLUCIÓN HISTÓRICA SOBRE LA APLICACIÓN DEL CONCEPTO DE INTERCAMBIABILIDAD

El tema de intercambiabilidad nace alrededor de los años 30, como respuesta a la necesidad dentro de la industria de estudiar los problemas de combustión que se presentaban en los aparatos a gas. A continuación, se resumen la información histórica más importante que se ha desarrollado en el mundo con el respecto al tema.

5.1. Europa y Estados Unidos

En 1915, Estados Unidos promovió una encuesta a gran escala que permitió evidenciar cuatro tipos de fenómenos de inestabilidad; el desprendimiento de llama, el retroceso de llama, las puntas amarillas y la combustión incompleta, cuyos límites de inestabilidad fueron representados en un diagrama cuyas coordenadas correspondían al aire primario y la intensidad del puerto. Estos resultados permitían establecer un margen dentro del cual un aparato funcionaria de manera estable.

En Europa en 1926, el Ingeniero italiano Goffredo Wobbe quien a partir de sus estudios desarrollar una nueva propuesta para la definición de la calidad del gas natural sobre una nueva base, apoyándose en un parámetro que se denominó “índice de Wobbe”, el cual fue conceptualizado a partir de los fundamentos básicos de operación de los quemadores se basa en la descripción física del fenómeno de flujo de gas a través de un orificio de área constante que funciona como inyector o puerto de entrada de energía al quemador (ver numeral 2.1.1).

En 1927, al Asociación Americana de Gas (AGA), inicio un proyecto de investigación de 6 años, el cual dio como resultado el índice conocido como “índice C” asociado con el desempeño del equipo. Poco después se sugeriría que la velocidad de llama debía incluirse como un parámetro de influencia (ver numeral 2.2.1). Este estudio serviría de base para varios de los estudios desarrollados años más tarde. El boletín AGA 10 (1940) describió como las características de diseño y operación de un quemador atmosférico afectaban las características de su llama a partir del estudio de variables tales como el combustible, el aire primario, el tamaño del orificio del quemador, entre otros aspectos.

En 1938, en Estados Unidos, Willien desarrolla un índice que permitía calcular la intercambiabilidad de gases manufacturados con poder calorífico de hasta 500 Btu/pe^3 , utilizados en quemadores atmosféricos, a partir de los datos de poder calorífico y densidad relativa.

A partir de esta información, Knoy en 1940, simplifica la ecuación propuesta por Willien para predecir la capacidad de intercambio de mezclas aire/GLP que complementan los gases naturales usados en quemadores atmosféricos.

En 1946, el laboratorio AGA (AGAL) publicó el Boletín de investigación 36 “AGA Research Bulletin 36” donde se formulan tres índices para describir cuantitativamente los fenómenos de inestabilidad relacionados con

la combustión atmosférica. Sin embargo, la combustión incompleta, no se consideró debido a algunas razones técnicas (ver numeral 2.2.1).

En 1951, posterior al trabajo realizado por AGA y publicado en el Boletín 36, y apoyado en la serie de datos y trabajos que habían desarrollado igualmente Frank Knoy y J.K. Anthes, el señor Elmer R Weaver del Bureau de Minas de los Estados Unidos, publica un método que contempla seis índices para predecir la intercambiabilidad luego de analizar la relación entre la velocidad de llama y los resultados experimentales de AGAL (ver numeral 2.2.2).

De manera simultánea en Europa, se adelantaron varios estudios, entre ellos un proyecto de investigación presidido por Delbourg (Gaz de France, GDF) que se inició en 1950 y con el cual se estableció en 1953 un método gráfico basado en un diagrama para predecir intercambiabilidad para gases de la familia 1 (gases manufacturados ricos en hidrogeno, mezclas de aire/gas natural, mezclas aire/propano) y gases de la familia 2 (gases naturales, probados en un quemador tipo Bruleur para caracterizar equipos residenciales franceses y quemadores industriales. Se propuso una variable identificada como Potencial de Combustión (CP) para representar la influencia de la altura del cono interior y su impacto sobre las emisiones de CO, el desprendimiento y el retroceso de llama. (ver numeral 2.3.1).

Otro método gráfico fue propuesto en el Reino Unido en 1956 por Gilbert y Prigg, el cual está basado en el índice de Wobbe en función del factor de velocidad de llama de Weaver (ver numeral 2.3.3). [5].

Por otra parte, Shuster en Alemania en 1957, propone un índice que representa un primer intento en medir los efectos en la combustión al variar la composición del combustible y sin limitarse solo al flujo de energía de entrada del combustible. Está definido como la relación entre el índice de Wobbe y la velocidad de llama o producción de calor (Su) (ver numeral 2.1.4). Este mismo año, Holmqvist en Suecia desarrolla un método gráfico cuyos ejes son el índice de Wobbe y un número de caracterización relacionado con la altura del cono medido en un quemador atmosférico [8].

Un año más tarde Van Krevelen and Chermin, desarrollan un método a partir de sus estudios con el análisis de mezclas de metano, etano, propano, etileno, propileno, hidrogeno, monóxido de carbono, nitrógeno y dióxido de carbono (ver numeral 2.3.5)

En 1964 Harris y Lovelace presentaron un diagrama modificado que incluía el gas natural a ser usado en Inglaterra y el potencial futuro del gas natural sintético. De igual forma en 1974 Harris y Wilson desarrollaron un diagrama en donde adicionalmente se incluía el gas natural licuado (ver numeral 2.3.6. y 2.3.7)

En 1970 en Holanda, Van der Linden desarrolla un método gráfico a partir del índice de Wobbe y la información relacionada con el diámetro del inyector y la presión de suministro de gas de ajuste y sustituto. Este diagrama permite por una parte deducir si un gas con alto o bajo índice de Wobbe podría ser aceptado sin ajuste en el quemador y por otra parte permite cuantificar el cambio en la presión o en el diámetro del inyector requerido para un aceptable suministro de gas sustituto (ver numeral 2.3.8) [8].

Años más tarde en 1978, Geoffrey Dutton desarrolló en el Reino Unido una representación gráfica (bidimensional para el gas natural y tridimensional para las mezclas que contienen hidrógeno, como el caso de los gases manufacturados) de las características de intercambiabilidad, en el cual el Índice de Wobbe se grafica contra la concentración de propano y nitrógeno, componentes planteados para formular una equivalencia con respecto a los hidrocarburos pesados y los compuestos inertes, respectivamente (ver numeral 2.3.9 [1]). Este método aún es usado para decidir si un gas puede ser introducido en las redes de Inglaterra.

Otras aproximaciones fueron desarrolladas y usadas en los países de la unión europea a través de este periodo de tiempo (ver **Figura 23**) y fueron descritos en detalle el numeral 2.

De los métodos mencionados anteriormente se resaltan los siguientes aspectos.

- El único parámetro en común usado es el índice de Wobbe
- Los rangos para el índice de Wobbe de cada país son diferentes y fueron calculados diferentes aparatos que se utilizaron para evaluar la intercambiabilidad de diferente composición gases.
- Un segundo parámetro es por lo general usado para definir un dominio de la intercambiabilidad
- También pueden ser utilizados otros parámetros adicionales.

Lo anterior demuestra que, en términos de intercambiabilidad, inclusive si se considera solo el Índice de Wobbe, solo un pequeño rango de gases, caben dentro de los límites que establecen la aceptación de su flujo alrededor de mundo sin obstáculo.

En 1980, el Instituto de Investigaciones de Gas (GRI, por sus siglas en inglés), realizó una recopilación documental sobre los métodos de predicción existentes para evaluar la intercambiabilidad de gases. En este documento se señala que la aplicabilidad de los métodos de múltiples índices deben estudiarse en más detalle considerando que la mayoría se basan en resultados experimentales efectuados sobre aparatos representativos de ese momento.

En 1990 el GRI, sugiere que la investigación de intercambiabilidad debe incluir otras fuentes de gases naturales como el GNL y el gas natural a base de carbón y realizan un estudio con respecto a la variabilidad en la composición del gas natural en una selección de las principales áreas metropolitanas de los Estados Unidos.

En 2003, el Comité Nacional de Petróleos (NPC, por sus siglas en inglés), publicó un informe “Balancing Natural Gas Policy-Fueling the Demands of a Growing Economy” en donde se enfatiza la necesidad de renovar los métodos de intercambiabilidad incluyendo los gases no convencionales [16].

En 2005 en Europa EASEE-gas publica el documento “Common Business Practice 2005-001/01 – Harmonisation of Gas Qualities” [26]. Por su parte la Asociación Americana de Gas (AGA) en 2006 consolidan los resultados de una investigación sobre intercambiabilidad en Estados Unidos, en donde concluyen que existen una necesidad de establecer especificaciones generales de calidad de gas que posibiliten el intercambio de gases ante un creciente mercado, pero que estas no pueden ignorar las condiciones históricas locales o en algunos casos los mercados regionales [27].

Por su parte en 2006, Halchuk-Harrington et al [28], proponen que el concepto de "intercambiabilidad" debe ampliarse con el fin de incluir todos los aparatos a gas incluyendo, las turbinas a gas y los motores a gas. Además, señalan que muchas de las investigaciones disponibles fueron realizadas con otros gases de composiciones distintas a las del gas natural actual.

En 2009 Ennis C.J. et al, [16] comparan los componentes del gas y los métodos de intercambiabilidad usados en Estados Unidos y en Europa. Las pruebas realizadas fueron comparadas con el fin de comprender los enfoques de intercambiabilidad y su aplicabilidad. En el informe se concluye que es necesario reevaluar las teorías existentes con el fin de justificar lo que puede ser aceptado como intercambiable.

En 2010 la compañía de petróleos BP publicó un documento titulado "Gas interchangeability and quality control" en donde incluían algunos experimentos que incorporaban el transporte por gasoducto del gas natural y el GNL. Un año más tarde, esta misma compañía en conjunto con IGU (International Gas Union) publican la guía de intercambiabilidad y calidad de gas en donde consolidan la información a nivel mundial acerca de los problemas de calidad de gas e intercambiabilidad que se presentan.

En los últimos años se han realizado varios estudios para medir la respuesta del desempeño de distintos aparatos con diferentes gases combustibles. Sin embargo, aún no existe un consenso internacional en la forma de interpretar la intercambiabilidad de gases.

En el siguiente esquema se traza la línea de tiempo en cuanto al desarrollo de los métodos más representativos en Europa.

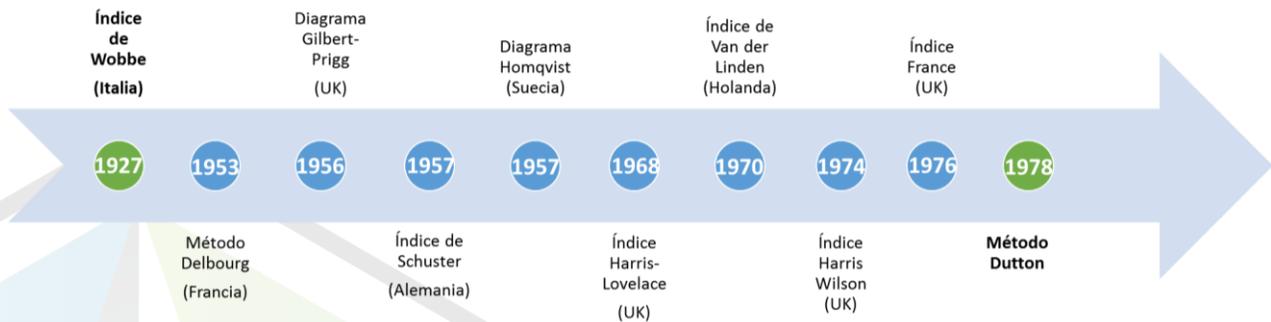


Figura 23. Línea de tiempo del desarrollo de la intercambiabilidad de gases en la Unión Europea

De acuerdo con Marcogaz, la importancia de armonizar la calidad del gas para su flujo a través de toda Europa responde a tres factores:

- La disminución de sus reservas implica que Europa va a ser cada vez más dependiente de los suministros de gas natural importado, incluido el GNL, dentro del contexto de la creciente demanda mundial.

- La matriz energética europea propende hacia el desarrollo de las energías renovables, incluidos los biogases.
- La construcción del mercado interior del gas modificó la relación de entre proveedores y operadores de infraestructura [29].

En la **Figura 24. Rangos del Índice de Wobbe en diferentes países de la Unión Europea**, se muestra la distribución entre los diferentes valores de índices de Wobbe que operan en algunos de los países dentro de la unión europea. La información consolidada para cada país se encuentra registrada en el anexo 1.

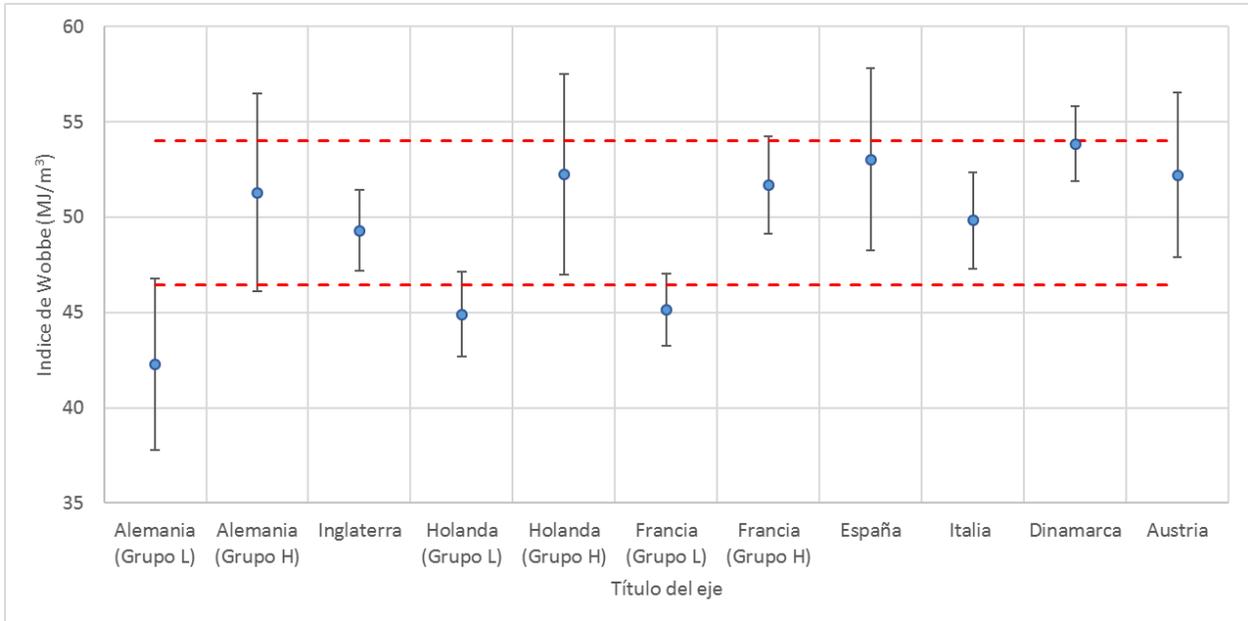


Figura 24. Rangos del Índice de Wobbe en diferentes países de la Unión Europea

Notas:

- Las líneas rojas a trazos representan los límites de referencia mínimo y máximo correspondientes a los valores de índice de Wobbe propuestos por EASEE-gas.
- Para Alemania se tomaron los valores de IW de la norma G260
- Para Inglaterra se tomaron los valores de IW de la norma GS(M)R
- Para Francia se tomaron los valores de IW de las especificaciones nacionales
- Para España se tomaron los valores de IW de la Resolución 22 del BOE
- Para Italia se tomaron los valores de IW de la Resolución 715/2009
- Para Dinamarca se tomaron los valores de IW del Danish Gas Code
- Para Austria se tomaron los valores de IW de ÖFGW standard G 31

Con respecto a los métodos desarrollados en Estados Unidos, a continuación, se presenta un esquema en línea de tiempo en donde se visualizan los estudios más importantes que se originaron para dar respuesta a los problemas de intercambiabilidad de gases, en donde se resaltan AGA y Weaver por su importancia y vigencia actual.

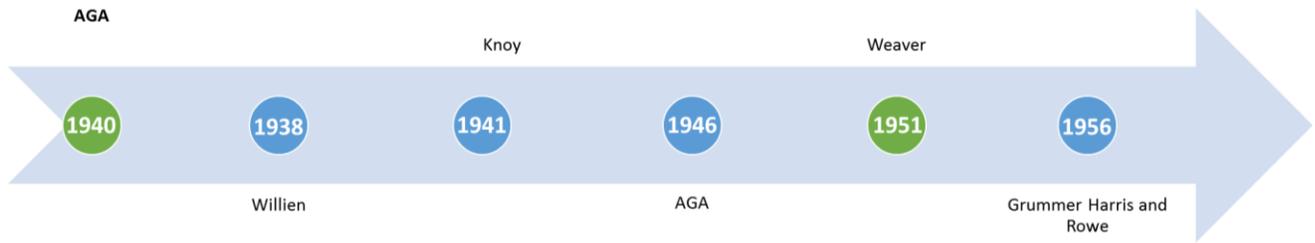


Figura 25. Línea de tiempo del desarrollo de la intercambiabilidad de gases en Estados Unidos

5.2. Japón

En la industria del gas japonesa, la calidad del gas está estrechamente controlada y ajustada con las reglas de suministro de gas y las disposiciones establecidas por las compañías de gas. Esto es especialmente importante para los clientes industriales de gas quienes requieren un control muy preciso del suministro para mantener una alta calidad en sus productos.

Este control de la calidad del gas había sido fácil hasta el momento, considerando que casi todo el suministro de gas natural dependía del GNL importado, sin embargo, en los últimos años se ha convertido en un reto gracias a la evolución de la industria del gas, en donde en la actualidad también se considera la inyección de biogás en sus gasoductos y la potencial incursión de gas no convencional como el shale gas y el gas asociado al carbón (coal bed methane).

Desde 1970, la industria del gas japonesa ha trabajado en unificar el valor del poder calorífico del gas. En Japón el gas natural está clasificado en dos categorías: 13A (alto poder calorífico) y 12A (bajo poder calorífico). En la actualidad los valores de poder calorífico están prácticamente unificados en donde 98% de los consumidores usan el gas de alto poder calorífico 13A y el 2% restante usa el gas de bajo poder calorífico 12A. La calidad de gas se rige por el Acta de Negocio de Gas "Act:1970" y todos los aparatos a gas son diseñados para cumplir con las especificaciones establecidas en esta acta [30].

Por otra parte, la industria de gas japonesa ha estado diseñando y comercializando aparatos a gas como herramientas para promover el uso del gas estandarizado en el país a medida que la demanda se incrementa y las fuentes de suministro son más diversas. Algunos ejemplos de estos aparatos corresponden a las celdas combustibles y los micro CHP.

El tema de intercambiabilidad de gases ha adquirido una mayor importancia en los últimos años debido principalmente a dos aspectos: la liberalización del mercado y las regulaciones medioambientales. La primera se debe a la participación comercial de terceros quienes estarían enviando su gas a través de los gasoductos y muy posiblemente con diferentes especificaciones de calidad de gas. Con respecto al tema del medio ambiente, las compañías japonesas han comenzado a inyectar biometano el cual es mucho más puro que el biogás bruto [31].

5.3. China

En China el tema de intercambiabilidad de gases ha sido de gran interés principalmente en los últimos 15 años, debido al sorprendente desarrollo de la industria del gas. El primer gasoducto se puso en funcionamiento en 1997, transportando 3.6 BCM desde Shanxi hasta Beijing cada año. Años más tarde en 2004 se construyó el gasoducto Western Gas N°1 de 3900 kilómetros con una capacidad anual de transporte de 12 BCM. La segunda etapa de la red de transporte Shanxi – Beijing fue puesta en operación en 2005 con una capacidad de 12BCM y finalmente entre 2008-20012 se construyó la segunda fase del gasoducto Western Gas N°2 [16].

Actualmente China cuenta con una amplia e intrincada red de transporte de gas natural proveniente de distintos campos dentro del país e importado desde diferentes países y regiones (aproximadamente 80 distintas fuentes), por lo cual enfrentan problemas de calidad de gas, que ha motivado la investigación sobre la intercambiabilidad de gases desde hace varios años.

Algunos de los tópicos abordados han sido la adaptabilidad de los electrodomésticos a gas, las configuraciones multi gas, la regulación de la calidad del gas, conversión de gas, entre otros. Una de las entidades más comprometidas ha sido la Universidad de Tongji que ha estado analizando el desempeño de cocinas y calentadores con gases diferentes desde 2011, en consideración a que los electrodomésticos del mercado actual difieren radicalmente de aquellos de más de 50 años de antigüedad [32].

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] BP, IGU, «Guidebook to gas interchangeability and gas quality,» 2011.
- [2] A. A. Amell A., Teoría de la intercambiabilidad de gases combustibles, Medellín: Universidad de Antioquia, 1998.
- [3] «Council of European Energy Regulators,» [En línea]. Available: http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ABOUT/MEMBERS. [Último acceso: 26 06 2016].
- [4] American Gas Association Testing Laboratories, «Interchangeability of other fuel gases with natural gases - Research Bulletin Number 36,» 1946.
- [5] The American Gas Association, Gas Engineering and Operating Practices, 1994.
- [6] NGC+ Interchangeability Work Group, «White Paper on Natural Gas Interchangeability and Non Combustion End Use,» 2005.
- [7] J. M. Ortiz, «Fundamentos de Intercambiabilidad del Gas Natural,» *MET&FLU*, vol. 9, pp. 6-15, 2014.
- [8] J. H. H. J. A. Cortés, *Validación de la intercambiabilidad de gases en el contexto colombiano*, Medellín: Universidad de Antioquia, 2003.
- [9] D. Ferguson, «Fuel Interchangeability Considerations for Gas Turbine Combustion,» 2008. [En línea]. Available: <http://www.osti.gov/scitech/servlets/purl/927166>. [Último acceso: 10 09 2016].
- [10] E. R. Weaver, «Formulas and graphs for representing the interchangeability of fuel gases,» *Journal of Research of the National Bureau of Standards*, vol. 46, nº 3, p. 33, 1951.
- [11] D. A. Florez, «Métodos para el estudio de la intercambiabilidad de una mezcla de gas natural y gas natural syngas en quemadores de premezcla de regimen laminar: Un artículo de revisión,» [En línea]. Available: https://www.academia.edu/1910018/Intercambiabilidad_de_gases_combustibles_Fuel_Gas_Interchangeability_Intercambiabilidad_de_dos_gases_combustiveis.
- [12] E. O. H. S. I. Rossbach, «Interchangeability: What it means,» *A.G.A. Distribution Conference*, 1984.
- [13] ISO, *UNE-EN-ISO 13686 Gas natural designación de la calidad*, 2014.

- [14] R. W. R. Halchuk-Harrington, AGA Bulletin 36 and Weaver interchangeability methods: Yesterday's research and today's challenges", Xcel Energy and Keyspan Energy, 2006.
- [15] International Standard ISO 13686, Natural gas quality designation, 2013.
- [16] Y. Q. C. Zhang, «Natural gas interchangeability in China: some experimental research,» 2013.
- [17] B. Dutton, A new dimension to gas interchangeability, British Gas Corporation, Communication 1246, The Institution of Gas Engineers, 1984.
- [18] American Gas Association, «AGA Report N°5 Natural Gas Energy Measurement,» 2009.
- [19] «EASEE-Gas,» [En línea]. Available: <https://easee-gas.eu/about-easee-gas>. [Último acceso: 12 09 2016].
- [20] GL Industrial Services, «European Gas Interchangeability».
- [21] Marcogaz, «Injection of Gases From Non Conventional Sources into Gas Networks,» 2006.
- [22] Germanischer Lloyd, «Gas quality & interchangeability,» [En línea]. Available: http://www.gl-group.com/pdf/Gas_Quality_and_Interchangeability.pdf.
- [23] Advantica Technology - UK/Norway Cooperation Implementation Group, «Gas and Infrastructure Action Group - Recommendation 8 Gas Quality,» 2002.
- [24] Enagas - EGATEC2013, *Successfully Integrating Natural Gas From Multiple Origins: The Spanish Case*, 2013.
- [25] European Commission DG Move, «LNG Blue Corridors - Gas Quality,» 2014.
- [26] EASEE-gas, «Common Business Practice 2005-001/01 - Harmonisation of Gas Qualities,» 2005.
- [27] American Gas Association AGA, «Technical Issues and Research Needs in Gas Interchangeability in the U.S.,» 2006.
- [28] Halchuk-Harrington, R., Wilson, R., , «AGA Bulletin 36 and Weaver Interchangeability Methods, Yesterday's Research and Today's Challenges,» 2006.
- [29] Marcogaz, «Marcogaz position regarding the current situation about gas quality harmonisation,» 2014.
- [30] H. O. T. K. T. Nakakima, «Status Report: Impact of gas quality variation on gas appliances in Japan».

- [31] Energy Engineering Department., Osaka Gas Co, *Gas quality variation impact on gas appliances in Japan: a status report*, 2012.
- [32] W. G. W. Z. Z. Qi, «Research Progress on Gas Interchangeability in China,» de *World Gas Conference* , 2012.
- [33] J. C. Sánchez, *Metodología de la investigación científica y tecnológica*, Madrid: Ediciones Díaz de Santos, 2004.
- [34] CAF - Banco de Desarrollo de América Latina, *La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina. IDeAL 2013*, Bogotá: Corporación Andina de Fomento, 2013.
- [35] The World Bank Group, «The World Bank Group,» [En línea]. Available: <http://data.worldbank.org/country>. [Último acceso: 17 09 2014].
- [36] European Committee for Standardization, «European Committee for Standardization,» [En línea]. Available: https://standards.cen.eu/dyn/www/f?p=CENWEB:110:0:::FSP_ORG_ID,FSP_PROJECT:6219,60267&cs=1CD5E2FE0DF26F2BF6140072185E747A7.
- [37] Lawrence Berkeley National Laboratory, «Natural gas variability in California: environmental impacts and device performance,» 2007.

INFORME

INVENTARIO DE GASES COMBUSTIBLES Y PRINCIPALES EQUIPOS DE USO FINAL EN COLOMBIA

Contrato:

Investigación Documental Detallada sobre
Intercambiabilidad de Gases

Preparado Para:

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas)

Elaborado Por:

Juan Manuel Ortiz Afanador
Liliana Valero Alvarado

Bucaramanga, Noviembre de 2016

Tabla de Contenido

INTRODUCCIÓN.....	1
1. INVENTARIO DE GASES COMBUSTIBLES.....	3
1.1. Inventario de todas las fuentes de gas natural que actualmente ingresan a las redes de transporte.....	3
1.2. Inventario de las fuentes potenciales de ingreso a redes de transporte: convencionales y no convencionales, GNL, Biogás, a utilizar en Colombia	4
1.2.1. Gas natural licuado proveniente de Trinidad y Tobago, Estados Unidos y Perú	5
1.2.2. Gas Natural importado desde Venezuela	6
1.2.3. Biogás.....	7
1.3. Análisis detallado de la composición de los gases por cromatografía para el inventario de gases y su respectiva caracterización de acuerdo con los parámetros de intercambiabilidad definidos en el estado del arte a nivel internacional.	8
1.3.1. Método AGA	9
1.3.2. Software AGA Report No. 5	12
1.3.3. Método Dutton	14
2. INVENTARIO E INFORME SOBRE USO FINAL	16
2.1. Inventario de las tecnologías, las especificaciones de diseño y las condiciones ambientales de uso de equipos para generación de energía eléctrica a partir de gas natural en Colombia	16
2.2. Recopilación de la información existente acerca del número de vehículos a gas en el país y su distribución geográfica.	17
2.3. Inventario de las tecnologías de combustión de mayor uso en el sector industrial y registro de las condiciones ambientales donde se encuentran.	17
2.4. Recolección de estadísticas existentes acerca de los tipos de quemadores a gas natural de mayor utilización en las residencias en Colombia y determinación de los ajustes que se realizan para adaptarlos a su utilización a diferentes altitudes.....	18
2.5. Análisis de las perspectivas de nuevas tecnologías de los equipos de uso final del gas natural en Colombia en los sectores de generación eléctrica, industrial, doméstica y vehicular.....	21
2.5.1. Sector Transporte	21
2.5.1.1. Vehículos con motor dedicado	23
2.5.1.2. Vehículos convertidos para operación con tecnología “dual fuel” (Diesel-GNC/GNL o Diesel-GLP): ..	27
2.5.1.3. Vehículos con motor bi-combustible.....	29
2.5.1.4. Vehículos Transformados	31



2.5.1.5.	Experiencias mundiales	31
2.5.2.	Generación eléctrica y los sectores Industrial, Comercial y Residencial	33
2.5.2.1.	Generación distribuida	33
A.	Industrial Natural Gas Fired Turbines	33
B.	Tecnologías CHP, mCHP o micro-cogeneración.....	34
2.5.2.2.	Sistemas híbridos gas natural/energía solar para generación de energía eléctrica	42
2.5.2.3.	Refrigeración por absorción	42
2.5.2.4.	Gasodomésticos con sensores.....	42
2.5.2.5.	Sistemas combinados de calentadores de espacio y agua	43
2.5.2.6.	Bomba de calor a gas para calentamiento de agua.....	44
2.5.2.7.	Bomba de calor para calentamiento de espacios.....	44
2.5.2.8.	Válvulas de seguridad Inteligentes	44
3.	Bibliografía	46



Lista de Figuras

Figura 1. Proyección de la red de GNL a 2020 [4]	5
Figura 2. Matriz de resultados de intercambiabilidad gases colombianos	11
Figura 3. Intercambiabilidad gases colombianos (ajuste) – GNL y Gas Venezuela (sustituto).....	12
Figura 4. Resultados Dutton Gases Colombianos	14
Figura 5. Resultados Dutton potenciales GNL a importar.....	15
Figura 6. Resultados Dutton gas típico offshore Venezuela	15
Figura 7. Vehículos a gas natural de carga ligera y disponibilidad de maquina por capacidad de volumen. [17]	23
Figura 8. Vehículos a gas natural de carga media y pesada y disponibilidad de maquina por capacidad de volumen. [17]	24
Figura 9. Esquema de funcionamiento del sistema “dual fuel” [25].....	28
Figura 10. Esquema para aplicación vehicular [13].....	30
Figura 11. Características comerciales de Tecnologías ICE para plantas residenciales mCHP con Gas Natural [43]	35
Figura 12. Motor en instalación de microgeneración DACHS (Baxi) [40]	35
Figura 13. Esquema de microturbina [46].....	36
Figura 14. Equipo con motor Stirling ECOGEN (Baxiroca) [45].....	36
Figura 15. Vista de Pila de Combustible ICI Caldaie tipo Sidera 30 (ICI Caldaie) [45]	37
Figura 16. Esquema de tecnología PEMFC [39].....	38
Figura 17. Esquema de tecnología SOFC [39].....	39
Figura 18. Aplicaciones recomendadas de microgeneración (Buderus) [45].....	40
Figura 19. Tecnología Bluegen mCHP. Imagen cortesía de Ceramic Fuel Cells [38]	41
Figura 20. Flow Micro CHP Boiler [51].	41
Figura 21. Esquema del sensor desarrollado por Bright Sensor [54]	43
Figura 22. Esquema del sistema combi de NorthernStar Building America Partnership [57].....	44
Figura 23. Esquema de la válvula de seguridad ofrecida por Copreci [37].	45

Lista de Tablas

Tabla 1. Composición típica del GLP de Trinidad y Tobago y Estados Unidos [5]	6
Tabla 2. Composición típica del gas natural de Venezuela proveniente de un yacimiento costa afuera [8]	7
Tabla 3. Gases colombianos empleados en análisis de intercambiabilidad AGA.....	10
Tabla 4. Potenciales gases de importación	12
Tabla 5. Resultados AGA 5 Gases Colombianos	13
Tabla 6. Resultados AGA 5 Gas Venezuela	13
Tabla 7. Resultados AGA 5 potenciales GNL a importar	13
Tabla 8. Características técnicas de los sistemas a ser desarrollados dentro del proyecto ENE.FIELD [49]	38



Lista de Imágenes

Imagen 1. Esquema de funcionamiento de un vehículo dedicado a GNC [19]	25
Imagen 2. Camioneta Nissan Titan D con motor Cummins 5.0L V8 Turbo Diésel [25]	28
Imagen 3. Motor Cummins 6.7L turbo diésel [25]	29
Imagen 4. Nodriza Stralis NP a GNL de la empresa Iveco [16].	32
Imagen 5. Maxitaxis a GNV implementados en Trinidad y Tobago [17].	33



INTRODUCCIÓN

En Colombia, las dos principales fuentes de gas natural corresponden al gas de Guajira y al gas de los Llanos, los cuales poseen grandes diferencias en sus especificaciones, principalmente derivadas de las características de los fluidos en los yacimientos y del tipo de procesos al que son sometidos para tratar el gas. El gas de la Guajira, obtenido a partir de un yacimiento de gas libre, es un gas pobre con un contenido de metano del orden de 98% al cual solamente se le realiza un proceso de deshidratación para remover el vapor de agua; por su parte, el gas de los Llanos (Cusiana y Cupiagua), proveniente de yacimientos de gas asociado, es un gas rico con un importante contenido de etano, propano, butanos y CO₂ al cual se le realiza, además del proceso de deshidratación, procesos para remoción de hidrocarburos pesados y endulzamiento (captura de CO₂ y H₂S). Estos gases representan los extremos opuestos en cuanto a sus características, y corresponden a los mayores volúmenes producidos, procesados, transportados y consumidos a nivel nacional.

Pese a dichas diferencias en sus propiedades, hasta el momento la combustión de estos gases (y sus mezclas) se ha desarrollado exitosamente a diferentes altitudes y latitudes cubriendo todo el territorio nacional servido por la red nacional de transporte de gas.

No obstante, en consideración a las diversas fuentes potenciales que podrían ingresar a las redes de transporte nacional, como es el caso del gas natural licuado (GNL), la calidad de los gases y sus mezclas puede tener una mayor variabilidad, exigiendo un mayor control por parte de Productores, Transportadores y Distribuidores, así como del sector de generación eléctrico, clientes industriales y estaciones de GNV, ya que estos aspectos involucran condiciones de seguridad que impactan directamente a los usuarios finales y por ende son altamente críticos.

En este sentido, conocer las propiedades de todas las corrientes existentes y potenciales resulta ser de vital importancia en aras de analizar su comportamiento en función de los parámetros de intercambiabilidad definidos a nivel internacional y poder determinar los efectos que tendrían sobre los equipos de uso final.

El presente informe consolida los resultados de los inventarios de gases combustibles y principales equipos de uso final en Colombia. El informe se compone de dos capítulos detallados los cuales se mencionan a continuación:

Capítulo 1: Inventario de gases combustibles y principales equipos de uso final en Colombia

- 1.1. Inventario de todas las fuentes de gas natural que actualmente ingresan a las redes de transporte
- 1.2. Inventario de las fuentes potenciales de ingreso a redes de transporte: convencionales y no convencionales, GNL, Biogás, a utilizar en Colombia
- 1.3. Análisis detallado de la composición de los gases por cromatografía para el inventario de gases y su respectiva caracterización de acuerdo con los parámetros de intercambiabilidad definidos en el estado del arte a nivel internacional.

Capítulo 2: Inventario e información sobre uso final

- 2.1. Inventario de las tecnologías, las especificaciones de diseño y las condiciones ambientales de uso de equipos para generación de energía eléctrica a partir de gas natural en Colombia
- 2.2. Recopilación de la información existente acerca del número de vehículos a gas en el país y su distribución geográfica.
- 2.3. Inventario de las tecnologías de combustión de mayor uso en el sector industrial y registro de las condiciones ambientales donde se encuentran.
- 2.4. Recolección de estadísticas existentes acerca de los tipos de quemadores a gas natural de mayor utilización en las residencias en Colombia y determinación de los ajustes que se realizan para adaptarlos a su utilización a diferentes altitudes.
- 2.5. Análisis de las perspectivas de nuevas tecnologías de los equipos de uso final del gas natural en Colombia en los sectores de generación eléctrica, industrial, doméstica y vehicular



1. INVENTARIO DE GASES COMBUSTIBLES

1.1. Inventario de todas las fuentes de gas natural que actualmente ingresan a las redes de transporte

La primera información sobre cromatografías fue remitida al inicio del contrato directamente por el CNO-Gas. La información fue recolectada con las empresas que conforman el Consejo y correspondía a los datos de cromatografías de los campos del Sistema Nacional de Transporte (SNT) del Interior y del SNT de la Costa Norte. (Ver anexo 1. Cromatografías_CNOgas).

Dentro del archivo de los campos del SNT Costa Norte, se recibieron datos de cromatografías mensuales (enero a junio de 2016) para los puntos de entrada Ballena, Arianna, Creciente, Tucurín y Bullerengue. Con respecto al archivos de los campos del SNT Interior, se recibieron cromatografías diarias (enero a julio de 2016) de los puntos de entrada Corrales, Caramelo, Cupiagua, Cusiana - Apiay, Cusiana - El Porvenir, Guajira, La Paz y del punto Usme CO. Los datos se revisaron y a partir de los mismos se obtuvo una cromatografía característica, que fuera representativa de los datos, para lo cual se llevó a cabo un análisis de estadística descriptiva.



CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural



ANH
Al responder con anterioridad, E-1112301-072942 ID: 124903
Fecha: 2 de febrero de 2016, 09:11:59 AM
Depositar: GUERRA DE INTERVENCIÓN Y CORRACIONES
Destino: 201616 ALIRIO ORTIZ TORRES
Serv: 111 58 Sublinea: 111 58 07

Bogotá D.C. 5 de septiembre de 2016 **CNOGAS-200-2016**

Doctor
JORGE ALIRIO ORTIZ
Vicepresidente de Operaciones Regalías y Participaciones (E)
Agencia Nacional de Hidrocarburos
Bogotá - Colombia

Referencia: Solicitud de información para estudio sobre intercambiabilidad de gases en Colombia

Respetado Doctor Ortiz,

Actualmente el CNO-Gas se encuentra adelantando, con el apoyo de la empresa de consultoría Polygon Energy S A S y el ingeniero especialista Juan Manuel Ortiz Afanador, un estudio de investigación documental detallada acerca de intercambiabilidad de gases.

La intercambiabilidad de gases es un concepto que guarda relación con la seguridad y eficiencia en el uso de combustibles gaseosos, como el gas natural, a pesar de variaciones que este pueda presentar en sus características o composición. Dichas variaciones pueden presentarse debido a la forma como se desarrolle el abastecimiento de gas en el país. Debe considerarse que, para asegurar la continuidad en el servicio de gas, dicho energético podría provenir de diferentes fuentes, tales como campos de producción, gas natural licuado, fuentes no convencionales, etc.

Con esta información será posible realizar análisis que nos permitan orientar apropiadamente el manejo de la intercambiabilidad de gas en Colombia, a través de la determinación de los parámetros de intercambiabilidad que deberían implementarse, sus límites y la correspondiente gestión sobre los mismos.

Nuestro interés, en esta etapa del estudio, consiste en consolidar la información actualizada (2015-2016) de los campos de producción acerca de:

- Cromatografías de gases
- Volúmenes producidos

Estos registros aplicarían tanto para los gases "sin procesar" como para los "procesados" que se producen en el país. Por esta razón acudimos a usted y agradecemos el suministro de la siguiente información discriminando campo por campo:



(571) 7426779; Cel. 316 8308034 URL: www.cnogas.org.co; Email: info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia



CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

1. Cromatografías y volúmenes de los gases sin procesar que se entregan a los gasoductos
2. Cromatografías y volúmenes de los gases procesados que se entregan a los gasoductos
3. Cromatografías y volúmenes de los gases sin procesar que se reinyectan
4. Cromatografías y volúmenes de los gases procesados que se reinyectan
5. Cromatografías y volúmenes de los gases sin procesar que se queman
6. Cromatografías y volúmenes de los gases procesados que se queman

La información puede ser suministrada vía correo electrónico a las direcciones: secretariotecnico@cnogas.org.co; info@cnogas.org.co; info@polygon.com.co

Agradecemos de antemano su apoyo y quedamos atentos a resolver las dudas e inquietudes que puedan surgir sobre lo antes mencionado.

Cordialmente,



FREDI ENRIQUE LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNO-Gas

c.c. Polygon Energy SAS

(571) 7426779; Cel. 316 8308034 URL: www.cnogas.org.co; Email: info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

Adicionalmente a la información antes mencionada, para la consolidación de todas las fuentes de gas natural existentes en Colombia y sus correspondientes caracterizaciones, se consultó con la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH. Para tal propósito, el 5 de septiembre de 2016, el CNO-Gas emitió una comunicación a dicha entidad, con base en un borrador preparado por Polygon Energy, en la cual se hacía la solicitud de información actualizada de los campos de producción, incluyendo las cromatografías de cada fuente y los volúmenes producidos.

La ANH dio respuesta mediante correo electrónico el 23 de septiembre de 2016, inicialmente aportó los volúmenes mediante un link para su descarga. En el caso de las cromatografías, la ANH indicó que se encontraba en proceso de actualización de dicha información con las compañías operadoras. Finalmente, el 11 de octubre de 2016 la ANH remitió por correo electrónico 3 archivos comprimidos conteniendo 65 Mb de información sobre cromatografías de los campos productores de gas colombianos distribuidos en 196 carpetas, cada una de estas con la información de cromatografía en formatos diversos (imágenes, archivos en pdf, Excel, Word, PowerPoint). Dentro de algunas de las carpetas, para un mismo campo se encontraron relacionadas varias cromatografías con referencia a diferentes puntos de muestreo (Ver anexo 2. Cromatografías_ANH).

En consideración a este gran volumen de información proporcionado en distintos formatos, se realizó la respectiva digitación de la información dentro de una hoja de cálculo de Excel (Ver Anexo 3. Inventario de Gases Combustibles), en la cual se consolidaron y organizaron todas las cromatografías recibidas. En total se obtuvieron 261 cromatografías, de las cuales, se identifican 59 que están asociadas a campos y pozos que actualmente ingresan a las redes de transporte. Este dato fue confirmado con la información del último balance de producción de gas 2016 disponible en la página de la ANH correspondiente al mes de abril [1].

De las 59 cromatografías de gases de pozos y campos que ingresan a las redes de transporte, se seleccionaron, 15 que corresponden a un volumen de aproximadamente el 90% del gas natural transportado en Colombia. Para estos gases se realizaron los análisis de intercambiabilidad con respecto a los métodos de Dutton y de AGA. También se empleó la hoja de cálculo basada en AGA Report No. 5 [2] para el cálculo de propiedades del gas, estos resultados se presentan más adelante en el numeral 1.3 del presente informe.

1.2. Inventario de las fuentes potenciales de ingreso a redes de transporte: convencionales y no convencionales, GNL, Biogás, a utilizar en Colombia

De acuerdo con la información reportada por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME, en su informe "Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025", la producción de gas natural ha venido disminuyendo en los últimos años y se estima que esta situación no cambie en los próximos años, por lo cual la importación de gases se constituye en una alternativa prioritaria en caso de no incorporarse nuevas reservas de gas natural en el país [2].

Este panorama entre la oferta y la demanda de gas natural en Colombia ha incentivado al gobierno nacional a desarrollar proyectos como la primera planta de regasificación en el país con capacidades de 171.000 m³ de almacenamiento y 400 GBTUD de regasificación, que permitirá expandir el mercado de Gas Natural Li-

geográficas, que lo han convertido en un actor clave en el mercado de exportadores de GNL con altas expectativas de exportación a mediano y largo plazo para Suramérica.

No obstante, vale la pena tener en cuenta tres aspectos: el primero es que en la actualidad Estados Unidos solo dispone de una planta de GNL construida, la de Kenai (Alaska), que de hecho fue la primera en construirse a nivel mundial (1969), pero se encuentra operando de forma parcial y no se esperaría que en el futuro cercano lo hiciera; el segundo aspecto es que en Estados Unidos se planificó el desarrollo de cerca de media docena de proyectos de plantas de licuefacción, motivados por el boom del gas de esquistos (shale gas), las expectativas iniciales indicaban que dichos proyectos deberían iniciar en el período comprendido entre 2016 y 2019; no obstante, el tercer aspecto es que la caída de los precios del petróleo ha afectado los proyectos de producción de shale gas y por ende el de la construcción de las plantas de licuefacción. Por lo que es incierto que en el futuro cercano se pueda lograr un abastecimiento costo efectivo desde los Estados Unidos.

Por su parte, está Trinidad y Tobago, cuya cercanía y gran oferta de GNL favorecen los bajos precios de transporte que hacen posibles unas buenas negociaciones con Colombia [3]. Es de esperarse que exista una fuerte competencia por precios de mercado de GNL, no solo entre estos dos países sino entre los demás actores claves dentro del negocio, incluyendo desde luego el caso de Perú.

Como referencia a la composición de una muestra de GNL proveniente de Trinidad y Tobago, Estados Unidos y Perú, en la Tabla 1 se muestran caracterizaciones típicas encontradas a nivel documental; sin embargo, caracterizaciones adicionales provenientes de otros países se incluyen en el archivo de Excel Anexo 3. Inventario de Gases Combustibles.

Tabla 1. Composición típica del GLP de Trinidad y Tobago y Estados Unidos [5]

Componentes	GNL -Trinidad y Tobago ALNG	GNL – Estados Unidos Kenai (Alaska)	GNL – Perú Melchorita
Nitrógeno	0,01	0,17	0,57
Metano	96,78	99,7	89,06
Etano	2,78	0,09	10,26
Propano	0,37	0,03	0,10
C4+	0,06	0,01	0,01
Wobbe Index (MJ/Nm³)	54,26	53,48	54,88
Poder Calorífico (MJ/Nm³)	41,05	39,91	42,90

1.2.2. Gas Natural importado desde Venezuela

Se espera que, a partir del 1 de diciembre de 2016, la empresa PDVSA exporte aproximadamente 50 millones de pies cúbicos de gas por día, provenientes de los campos de gas en el Golfo de Venezuela, zona que cuenta con unas reservas probadas de 9,5 trillones de pies cúbicos [6]. Este gas que llega a Colombia provienen principalmente del bloque Cardón IV, Campo Perla, ubicado costa afuera (offshore) y que además es reconocido como uno de los cinco más grandes del mundo, inició su producción en el 2015 [7].

No fue posible encontrar datos relacionados con la cromatografía del gas que Venezuela exportará a Colombia, no obstante, en la literatura especializada se obtuvo una caracterización típica del gas offshore venezolano, el cual se presenta en la Tabla 2 a manera de referencia.

Tabla 2. Composición típica del gas natural de Venezuela proveniente de un yacimiento costa afuera [8]

Componentes	Gas Costa Afuera (libre)
Metano	90,50
Etano	5,0
Propano	2,20
i-Butano	0,40
n-Butano	0,70
i-Pentano	0,30
n-Pentano	0,20
Hexano	0,20
Heptano	0,20
CO2	0,20
N2	0,10
Gravedad específica	0,63809
Poder Calorífico (BTU/pie³)	1134,27

1.2.3. Biogás

La Unidad de Planeación Minero Energética ha venido desarrollando proyectos con el objetivo de impulsar el aprovechamiento de las fuentes de Biogás en Colombia y generar un plan de desarrollo de fuentes no convencionales de energía, que permita revisar los obstáculos y barreras para el establecimiento de estas fuentes como potencial energético dentro del país.

Al igual que a la ANH, a la UPME se le envió una comunicación el día 30 de septiembre de 2016, solicitándole datos sobre volúmenes y cromatografías de biogás. También se adelantó una visita conjunta de Polygon Energy y el CNO-Gas a sus oficinas, el día 5 de octubre, para conversar con el grupo de funcionarios que se encuentra trabajando en el tema.

No obstante, la UPME informó durante la reunión y posteriormente ratificó mediante comunicado N° 20161700042781, que se adjunta a continuación, que actualmente se encuentra elaborando un documento que incluye la información sobre el Biogás en Colombia, pero que la caracterización de fuentes (volúmenes y cromatografías) aún se encuentra en desarrollo y no se dispone de los datos solicitados.





UPME
Unidad de Planeación Minero-Energética




Página 1 de 1

 Radicado No.: 20161700042781
 Fecha: 14-10-2016

Señor
FREDI ENRIQUE LÓPEZ SIERRA
 Secretario técnico
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN DE GAS NATURAL
 Avenida El Dorado No. 68 C – 61, Oficina 532, Ed. Torre Central Davivienda.
secretariotecnico@cnoogas.org.co
 Tel: (1) 742 6779
 Bogotá D.C.

Asunto: Información para estudio sobre intercambiabilidad de gases en Colombia.

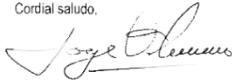
Respetado señor López

Respecto a su solicitud con número de radicado UPME 20161110050712, me permito comunicar que actualmente en la Unidad se está elaborando un documento cuyo alcance incluye fundamentos de biogás, análisis regulatorio, experiencias de utilización del recurso como energético, entre otras.

Al revisar su solicitud, encontramos muy interesante el estudio que están realizando, sin embargo, no contamos con la información solicitada, ya que el ejercicio que estamos realizando es una primera aproximación al biogás en Colombia. Esperamos contar con este tipo de información en trabajos futuros, así como con nuevos análisis que se identifiquen durante el actual ejercicio.

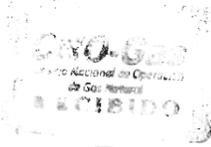
Sirva la oportunidad para reiterarles la disponibilidad de la Unidad de seguir apoyándolos en lo que requieran para lograr los mejores resultados de su estudio.

Cordial saludo,



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
 Director General

Elaboró: 
 Revisó: Ricardo Ramírez




6 OCT. 2016
 F-DI-01

Avenida Calle 26 No.68 D – 91 Torre 1, Oficina 901
 PBX (57) 1 222 96 51 FAX 295 98 70
 Línea Gratuita Nacional 01900 911 729
www.upme.gov.co

1.3. Análisis detallado de la composición de los gases por cromatografía para el inventario de gases y su respectiva caracterización de acuerdo con los parámetros de intercambiabilidad definidos en el estado del arte a nivel internacional.

Con base en los parámetros de intercambiabilidad identificados dentro del primer informe del presente contrato (Estado del Arte), y considerando que los métodos vigentes a nivel internacional son el americano (AGA-Weaver) y el británico (Dutton), se tomaron las 15 cromatografías de gases colombianos seleccionadas como se mencionó anteriormente (90% del total transportado).

Con respecto al método de AGA-Weaver, Polygon empleó el software de intercambiabilidad de AGA para la realización de los cálculos. En el caso del método de Dutton, Polygon Energy empleó un software propio que implementa las normas ISO 6976 e ISO 13686, estando debidamente validado contra las mismas referencias citadas y soportado en los casos presentados en el Manual de Gestión de Calidad del Gas Natural de AGA.

En total se obtuvieron:

- 210 reportes de caracterización cruzada (gas de ajuste contra gas sustituto) por medio del método AGA - Weaver
- 15 reportes de cálculo de propiedades con base en AGA Report No. 5
- 15 reportes de intercambiabilidad por el método británico de Dutton

Estos reportes se encuentran compilados en la carpeta identificada como “Anexo 4. Resultados intercambiabilidad”.

1.3.1. Método AGA

Empleando el software de intercambiabilidad de AGA se generaron 210 reportes cruzados (gas ajuste – gas sustituto). Los reportes se elaboraron considerando los límites de intercambiabilidad que son recomendados a partir de las investigaciones de intercambiabilidad en Estados Unidos que fueron lideradas por el Gas Research Institute (GRI) y que son empleadas por defecto a menos que por medio de datos experimentales se confirme que los mismos deben variarse.

Heat Rate Indices	
Wobbe Index	±5,0%
Knoy Factor	±5,0%
AGA Bulletin #36 Interchangeability Limits	
Lifting, IL	<=1,10
Flashback, IF	<=1,20
Yellowtipping, IY	>=0,86
Weaver Limits	
Flashback, JF	<=0,26
Yellowtipping, JY	<=0,30
Incomplete Combustion, JI	<=0,05
Lifting, JL	>=0,64
Weaver Limits	
Heat Rate, JH	Entre 0,95 y 1,05
Air Requirement, JA	Entre 0,8 y 1,2

Con base en los reportes se elaboró una matriz de intercambiabilidad, la cual se presenta a continuación, muestra los resultados obtenidos por el método de intercambiabilidad de AGA, entre los 15 gases colombianos seleccionados, cada uno de ellos actuando como gas de ajuste original y como gas sustituto (Ver Anexo 5. Matriz Intercambiabilidad Gases Colombianos).

La matriz emplea colores característicos para indicar la suma de problemas de combustión y advertencias que son indicadas por el método de AGA, una mayor intensidad del color representa una mayor cantidad de problemas y advertencias de intercambiabilidad (las advertencias corresponden a valores cercanos al 10% del valor límite) al realizar dichas mezclas así:

Escala de colores correspondiente al total de problemas y advertencias	0	1	2	3	4	5

Por su parte, en las secciones inferior y lateral derecha de la matriz se muestra una escala gradual de colores semáforo (verde, amarillo, rojo) para evidenciar el desempeño de cada gas de ajuste y sustituto al compararse contra el conjunto.

Los gases seleccionados para el análisis fueron los siguientes, con sus respectivas designaciones abreviadas (nomenclatura):

Tabla 3. Gases colombianos empleados en análisis de intercambiabilidad AGA

Gas	Nomenclatura	Gas	Nomenclatura
APIAY	APY	CUSIANA-APIAY	CUSAP
ARIANNA	ARI	CUSIANA-PORVENIR	CUSEP
BALLENA	BLN	GIBRALTAR	GIB
BULLERENGUE	BUL	GUAJIRA	GUA
CARAMELO	CAR	LA PAZ	LPZ
CORRALES	COR	TUCURINCA	TUC
CRECIENTE	CRE	USME	USM
CUPIAGUA	CUP		

		GASES SUSTITUTOS															
		APY	ARI	BLN	BUL	CAR	COR	CRE	CUP	CUSAP	CUSEP	GIB	GUA	LPZ	TUC	USM	
GASES DE AJUSTE	APY	0	0	2	0	0	0	4	4	4	0	0	0	0	0	14	
	ARI	0	0	0	0	0	0	3	3	3	0	0	0	2	0	11	
	BLN	0	0	0	2	0	0	5	5	5	3	0	3	3	0	26	
	BUL	0	0	1	0	3	3	1	0	0	0	0	1	0	0	2	11
	CAR	0	0	0	5	0	0	5	5	5	5	0	5	5	0	35	
	COR	0	0	0	4	0	0	5	5	5	2	0	2	4	0	27	
	CRE	0	0	0	2	0	0	5	5	5	2	0	3	3	0	25	
	CUP	3	1	1	0	3	3	3	0	0	0	1	0	0	3	18	
	CUSAP	3	1	3	0	3	3	3	0	0	0	3	0	0	3	22	
	CUSEP	3	1	3	0	3	3	3	0	0	0	3	0	0	3	22	
	GIB	0	0	0	0	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	5	
	GUA	0	0	0	2	0	0	5	5	5	2	0	3	3	0	25	
	LPZ	0	0	1	0	3	1	1	0	0	0	0	1	0	0	7	
	TUC	0	0	1	0	3	3	1	0	0	0	0	1	0	1	10	
	USM	0	0	0	2	0	0	4	4	4	0	0	0	3	0	17	
		9	3	10	19	21	17	13	36	36	36	14	10	16	23	12	

Figura 2. Matriz de resultados de intercambiabilidad gases colombianos

Los resultados obtenidos dan una idea de la magnitud de la dificultad que representa el intercambiar gases entre sí, siendo evidentes los extremos que corresponden al intercambio de gases pobres (típicos de la costa norte) por gases ricos (típicos del interior en la región de los llanos orientales) y viceversa.

Al igual que con los gases colombianos, se diseñó una matriz de intercambiabilidad entre los 15 gases colombianos que actúan como gases de ajuste original contra algunos de los potenciales gases GNL de importación que actúan como gases sustitutos. Los GNL analizados fueron seleccionados de acuerdo a la facilidad de acceso de acuerdo a su ubicación geográfica. También se incluyó dentro del análisis la caracterización de un gas offshore típico de Venezuela (Ver anexo 6. Matriz Intercambiabilidad Gases Colombianos_GNL_Venezuela). En dicha matriz se emplearon los mismos códigos de colores.

Los Gases seleccionados fueron:

Tabla 4. Potenciales gases de importación

GNL	Nomenclatura	GNL	Nomenclatura	Gas costa afuera	Nomenclatura
ESTADOS UNIDOS	USA	EGIPTO IDKU	EGI	VENEZUELA	VEN
TRINIDAD	TRI	EGIPTO DAMIETTA	EGD		
PERU	PER	INDONESIA ARUN	IAR		
NIGERIA	NIG	INDONESIA BADAQ	IBK		
GUINEA	GUI	INDONESIA TANGGUH	ITG		

		GASES SUSTITUTOS											
		USA	TRI	PER	NIG	GUI	EGI I	EGI D	IND A	IND B	IND T	VEN	
GASES DE AJUSTE	CRE	0	0	4	5	4	2	0	5	5	0	5	30
	CUP	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	GIB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
	GUA	0	0	4	5	2	2	0	5	5	0	5	28
		1	0	8	10	6	4	0	10	10	0	11	

Figura 3. Intercambiabilidad gases colombianos (ajuste) – GNL y Gas Venezuela (sustituto)

De acuerdo con los resultados obtenidos, los mayores problemas se presentarían asumiendo gases de ajuste correspondientes a Guajira y La Creciente contra la entrada de GNL (gas sustituto) proveniente de Nigeria, Indonesia Arun, Indonesia Badak, Perú y Guinea Ecuatorial (GNL con fracciones C2+ superiores al 5%).

Por su parte, los GNL que muestran los mejores indicadores son los de Trinidad, Estados Unidos (Alaska – Kenai), Egipto Damietta e Indonesia Tangguh (GNL con fracciones C2+ típicamente inferiores al 3%).

En la matriz también se aprecian posibles problemas con el gas de Venezuela, no obstante, debido a que no pudo obtenerse de forma oficial una cromatografía del gas de Venezuela, el análisis se hizo a partir de una referencia académica [9] de un gas offshore tomado de una publicación del año 1994, por lo tanto, se hace la debida advertencia en cuanto a la cautela con la que se deben interpretar los resultados que se ilustran en la matriz.

1.3.2. Software AGA Report No. 5

El cálculo completo de propiedades se efectuó para cada uno de los 15 gases colombianos seleccionados, a partir de los reportes se elaboró un resumen o compilación de resultados relevantes para intercambiabilidad: Anexo 7. Resultados AGA 5 Gases Colombianos, Anexo 8. Resultados AGA 5 GNL y Anexo 9. Resultados AGA 5 Gas Venezuela. A continuación, se presentan las tablas resumen de los cálculos.


Tabla 5. Resultados AGA 5 Gases Colombianos

Gas	Compressibility Factor (Z) at Pb, Tb	Gross HV at Pb, Tb	Net HV at Pb, Tb	Wobbe Number	Real Gas Relative Density	MON 1 (Linear Method)	MON 2 (CARB Method)	Methane Number (via MON 1 method)	Methane Number (via MON 2 method)	C4+
Apiay	0,9971	1095,1	990,5	1320,8	0,6874	122,1	117,0	79,2	70,9	0,5%
Arianna	0,9980	1005,0	905,0	1341,1	0,5615	136,6	137,0	102,8	103,4	0,1%
Ballena	0,9980	996,3	897,2	1325,5	0,5650	135,7	134,3	101,3	99,0	0,0%
Bullerengue	0,9977	1064,0	959,9	1380,0	0,5945	130,9	134,5	93,5	99,4	1,0%
Caramelo	0,9979	995,8	897,2	1300,0	0,5868	134,9	129,4	100,0	91,0	0,2%
Corrales	0,9978	1021,4	920,9	1317,9	0,6007	133,8	129,8	98,2	91,7	1,0%
Creciente	0,9980	997,0	898,0	1322,8	0,5681	134,9	133,2	100,0	97,2	0,1%
Cupiagua	0,9971	1142,9	1034,2	1388,8	0,6772	118,4	121,5	73,3	78,3	1,3%
Cusiana-Apiay	0,9970	1146,2	1037,3	1391,3	0,6787	118,0	121,3	72,5	77,9	1,2%
Cusiana-Porvenir	0,9970	1145,2	1036,4	1390,0	0,6788	117,9	121,2	72,4	77,7	1,2%
Gibraltar	0,9975	1083,2	978,3	1363,3	0,6313	127,1	127,3	87,3	87,6	0,8%
Guajira	0,9980	997,1	897,9	1325,4	0,5659	135,8	134,3	101,5	99,0	0,1%
La Paz	0,9976	1078,1	973,3	1375,5	0,6143	127,3	130,2	87,6	92,3	1,2%
Tucurinca	0,9976	1083,0	977,9	1379,6	0,6163	127,0	130,2	87,2	92,4	1,2%
Usme	0,9973	1079,8	976,1	1317,8	0,6714	123,4	118,4	81,3	73,2	0,6%

Tabla 6. Resultados AGA 5 Gas Venezuela

Gas	Compressibility Factor (Z) at Pb, Tb	Gross HV at Pb, Tb	Net HV at Pb, Tb	Wobbe Number	Real Gas Relative Density	MON 1 (Linear Method)	MON 2 (CARB Method)	Methane Number (via MON 1 method)	Methane Number (via MON 2 method)	C4+
Venezuela Offshore	0,9973	1133,8	1025,0	1417,8	0,6396	124,3	130,3	82,8	92,6	2,0%

Tabla 7. Resultados AGA 5 potenciales GNL a importar

Gas	Compressibility Factor (Z) at Pb, Tb	Gross HV at Pb, Tb	Net HV at Pb, Tb	Wobbe Number	Real Gas Relative Density	MON 1 (Linear Method)	MON 2 (CARB Method)	Methane Number (via MON 1 method)	Methane Number (via MON 2 method)	C2+
Algeria Arzew	0,9975	1098,4	992,1	1395,3	0,6197	124,3	129,1	82,8	90,6	10,4%
Algeria Bethioua	0,9975	1091,7	985,8	1392,5	0,6146	125,3	129,8	84,3	91,7	9,8%
Algeria Skikda	0,9977	1068,3	964,1	1379,8	0,5995	128,1	131,5	89,0	94,4	8,0%
Australia Darwin	0,9974	1115,2	1007,8	1405,4	0,6297	122,3	128,0	79,6	88,8	12,2%
Australia NWS	0,9973	1130,5	1022,3	1406,3	0,6463	119,5	125,7	74,9	85,0	12,5%
Brunei	0,9974	1121,8	1014,0	1409,0	0,6339	122,2	129,1	79,4	90,6	9,8%
Egipto Damietta	0,9979	1032,2	930,1	1367,2	0,5699	134,5	137,6	99,4	104,4	2,7%
Egipto Idku	0,9978	1054,8	951,3	1379,8	0,5845	131,7	135,8	94,8	101,4	4,7%
Guinea Ecuatorial	0,9978	1059,7	955,8	1382,8	0,5872	130,6	134,6	93,1	99,5	6,6%
Indonesia Arun	0,9976	1093,3	987,2	1400,0	0,6098	126,7	132,5	86,6	96,1	8,1%
Indonesia Badak	0,9974	1121,7	1013,8	1410,3	0,6326	122,5	129,5	79,8	91,1	9,8%
Indonesia Tangguh	0,9979	1035,6	933,4	1367,8	0,5733	133,9	136,9	98,4	103,3	3,0%
Libia	0,9971	1151,1	1041,8	1409,0	0,6674	114,7	121,5	67,2	78,1	16,6%
Malasia	0,9975	1103,3	996,5	1404,6	0,6169	125,7	131,9	85,1	95,2	8,2%
Nigeria	0,9975	1096,6	990,3	1402,5	0,6114	126,6	132,4	86,6	96,0	8,3%
Noruega	0,9976	1078,1	973,1	1387,1	0,6040	127,7	132,0	88,2	95,2	7,5%
Oman	0,9974	1110,9	1003,6	1408,0	0,6224	124,3	131,1	82,7	93,8	9,1%
Peru	0,9976	1083,1	977,9	1388,8	0,6083	125,9	130,0	85,4	92,1	10,4%
Qatar	0,9975	1097,1	990,8	1399,8	0,6142	125,7	131,4	85,0	94,2	8,8%
Rusia Sakhalin	0,9976	1093,6	987,4	1400,2	0,6100	126,9	132,9	87,0	96,7	7,4%
Trinidad	0,9979	1036,9	934,5	1370,0	0,5728	134,0	137,2	98,5	103,7	3,2%
USA Alaska	0,9980	1008,5	908,0	1352,1	0,5563	137,4	139,4	104,1	107,3	0,1%
Yemen	0,9977	1068,3	963,8	1387,2	0,5930	129,8	134,1	91,7	98,7	6,8%

1.3.3. Método Dutton

El método de Dutton es un método gráfico. Dicho método se aplicó a cada uno de los mismos gases seleccionados para el presente estudio, a partir de los resultados, se elaboraron gráficas integradoras que compilan los resultados obtenidos. A continuación, se presentan las gráficas mencionadas.

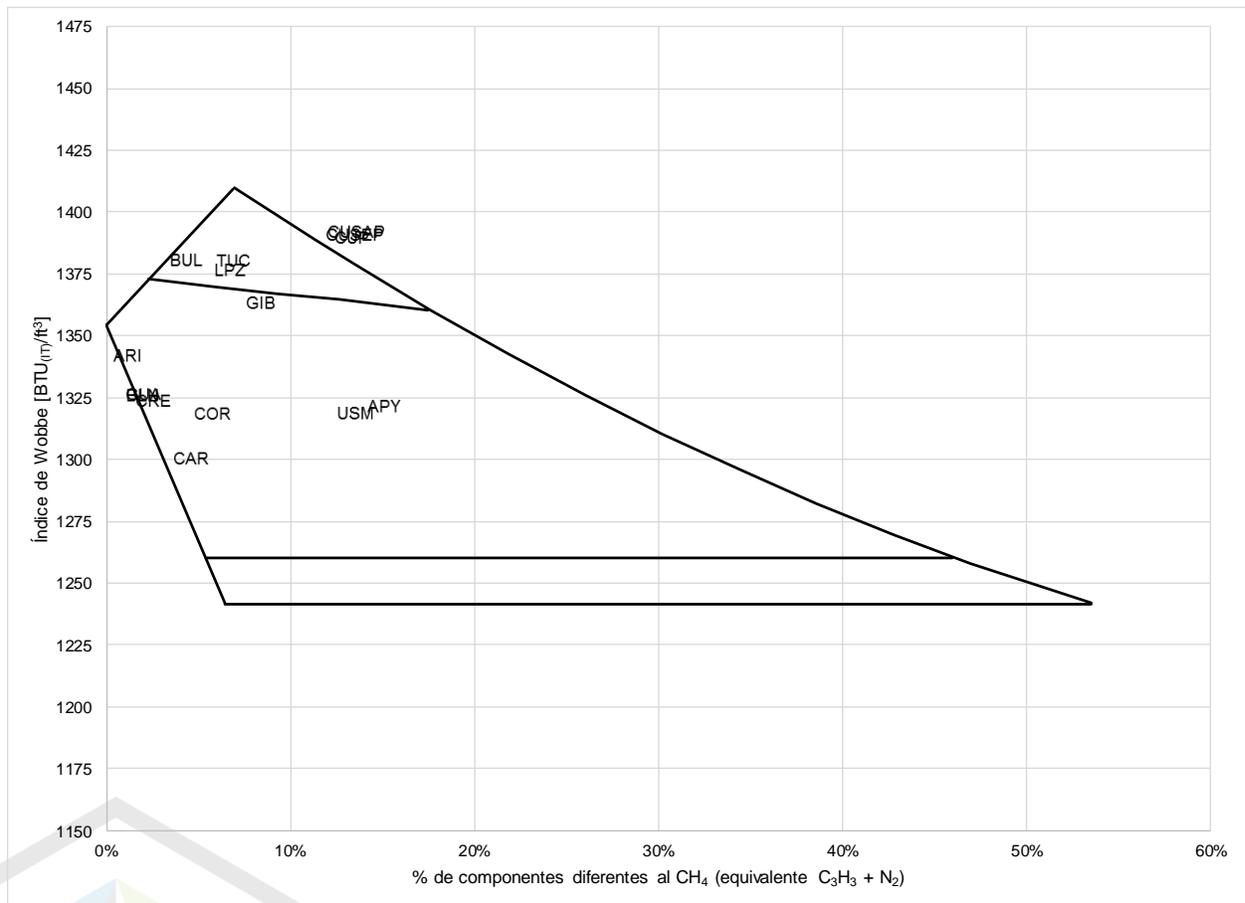


Figura 4. Resultados Dutton Gases Colombianos

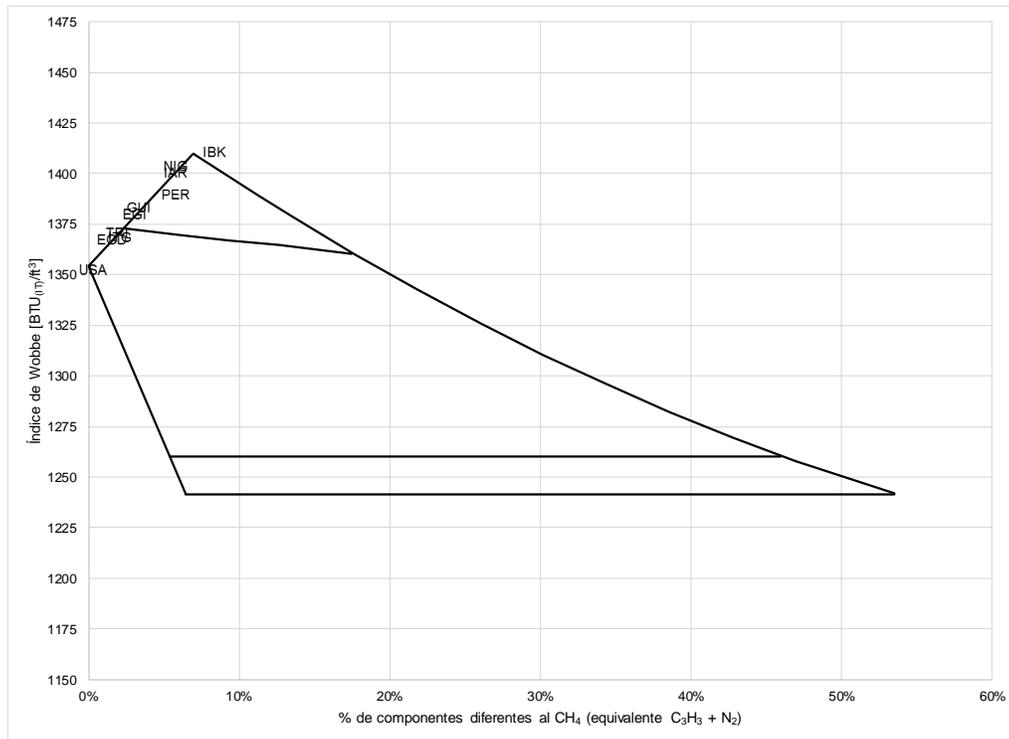


Figura 5. Resultados Dutton potenciales GNL a importar

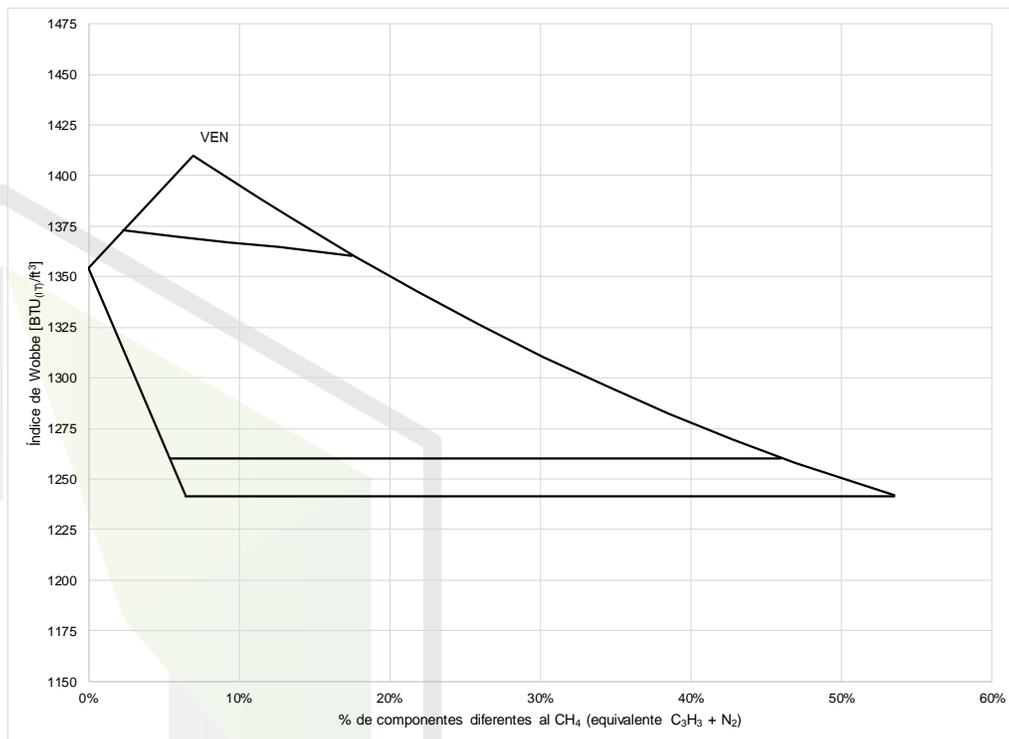


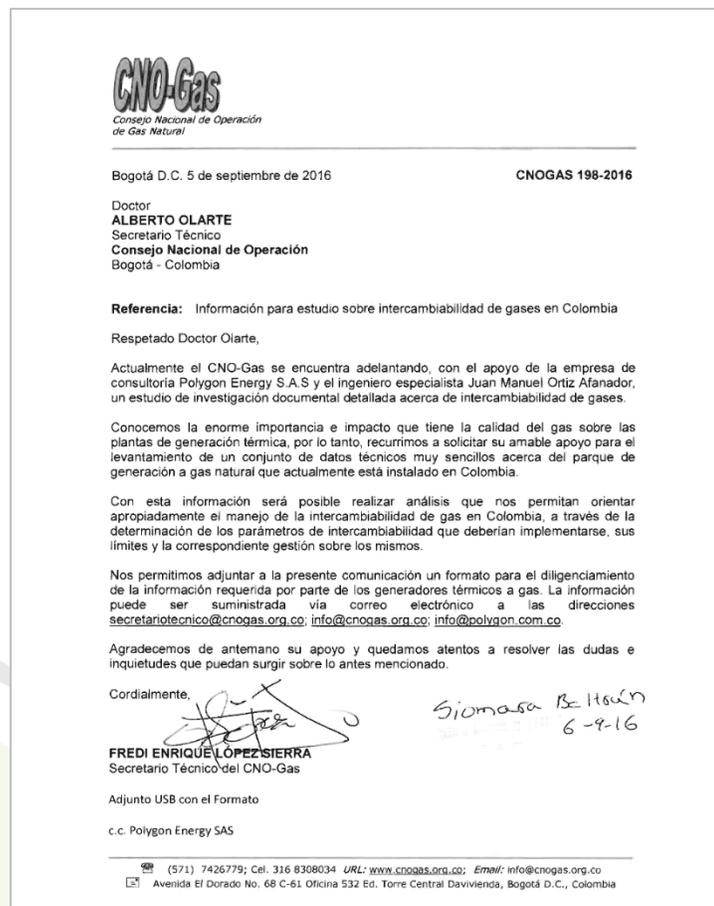
Figura 6. Resultados Dutton gas típico offshore Venezuela



2. INVENTARIO E INFORME SOBRE USO FINAL

2.1. Inventario de las tecnologías, las especificaciones de diseño y las condiciones ambientales de uso de equipos para generación de energía eléctrica a partir de gas natural en Colombia

Con el fin de realizar el levantamiento de la información acerca del parque de generación a gas natural que actualmente está instalado en Colombia, el 5 de septiembre se envió una comunicación al Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico, en donde se informó el objeto y alcance del estudio y se solicitó su intermediación ante los generadores térmicos a gas para el diligenciamiento de un formato estructurado por Polygon Energy, el cual se adjunta en el Anexo 10. Inventario de Tecnologías_Generación Eléctrica.



El formato estructurado en Excel se componía de tres bloques para el suministro de la información. El primer bloque correspondía a la información general de cada térmica con relación al nombre de las plantas, la ubicación, el propietario o propietarios, la identificación de las turbinas, la marca de cada turbina, el modelo, el año de construcción de cada turbina, el año de su puesta en servicio y el gasoducto al cual se conecta. El segundo bloque correspondía a las especificaciones de diseño con información como máximo poder calorífico del gas aceptado por la turbina, mínimo poder calorífico del gas aceptado por la turbina, Máximo índi-

ce de Wobbe del gas aceptado por la turbina, Mínimo índice de Wobbe del gas aceptado por la turbina, combustible alterno, tipo de ciclo, cogeneración, potencia bruta, potencia neta, eficiencia neta de la planta, consumo de gas, presión de recibo del gas, presión a la cual se regula el gas para la operación de la turbina, temperatura del gas a la salida del sistema de regulación de presión, temperatura límite mínima del gas para la operación de la turbina. El tercer bloque correspondía a las condiciones ambientales con respecto a la altura sobre el nivel del mar, humedad relativa promedio y temperatura ambiente promedio.

Las empresas que suministraron la información corresponden a la mayor proporción del parque generador del país a gas natural:

1. TEBSA
2. EPM
3. ISAGEN
4. EMCALI – CONTUORGLOBAL - ASHMORE

2.2. Recopilación de la información existente acerca del número de vehículos a gas en el país y su distribución geográfica.

La información se obtuvo del Ministerios de Minas y Energía a través de su página web, con fecha de actualización a septiembre de 2016. Esta información fue organizada en un archivo de Excel en función de la cantidad de vehículos por Departamento y por Municipio. Este archivo corresponde al Anexo 11. Inventario GNV Colombia.

En total a septiembre de 2016, Colombia cuenta con 552.301 vehículos a gas natural, siendo las 5 principales ciudades con parque automotor a gas: Bogotá (193.898), Cali (72.004), Medellín (55.905), Barranquilla (46.997), Pereira (21.749) y Bucaramanga (21.022), las cuales corresponden al 75% de los vehículos a nivel nacional.

2.3. Inventario de las tecnologías de combustión de mayor uso en el sector industrial y registro de las condiciones ambientales donde se encuentran.

Con el fin de consolidar el inventario de tecnologías de combustión de mayor uso en el sector industrial, el 5 de septiembre se envió una solicitud a la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI), dándoles a conocer el objeto y alcance del estudio sobre intercambiabilidad y solicitándoles su intermediación ante los industriales que agrupa dicho gremio, con el fin de diligenciar un formato diseñado por Polygon Energy para la captura de información.

El formato fue diseñado en Excel y constaba de una única hoja en donde se recopila información acerca del tipo de equipo, la cantidad, la ubicación, la temperatura ambiente promedio de la locación y la altura sobre el nivel del mar.



CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

Bogotá D.C. 5 de septiembre de 2016 **CNOGAS 201-2016**

Doctor
DANIEL ROMERO
Director Ejecutivo Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas
Asociación Nacional de Empresarios de Colombia
Bogotá - Colombia

Referencia: Información para estudio sobre intercambiabilidad de gases en Colombia
Inventario de tecnologías de combustión de mayor uso en el sector industrial

Respetado Doctor Romero,

Actualmente el CNO-Gas se encuentra adelantando, con el apoyo de la empresa de consultoría Polygon Energy S.A.S y el Ingeniero especialista Juan Manuel Ortiz Afanador, un estudio de investigación documental detallada acerca de intercambiabilidad de gases.

La intercambiabilidad de gases es un concepto que guarda relación con la seguridad y eficiencia en el uso de combustibles gaseosos, como el gas natural, a pesar de variaciones que este pueda presentar en sus características o composición. Dichas variaciones pueden presentarse debido a la forma como se desarrolle el abastecimiento de gas en el país. Debe considerarse que, para asegurar la continuidad en el servicio de gas, dicho energético podría provenir de diferentes fuentes, tales como campos de producción, gas natural licuado, fuentes no convencionales, etc.

Nuestro interés, abarca la realización de un inventario total de las tecnologías de combustión de mayor uso en el sector industrial, incluyendo el registro de las condiciones ambientales donde se encuentran instalados dichos equipos. Este inventario podría obtenerse con los industriales que agrupa la **Cámara Grandes Consumidores de Energía y Gas**.

Para esto se ha diseñado el siguiente formato:

- Formato: "05 Formato encuesta ANDI Sector Industrial.xls"

(571) 7426779; Cel. 316 8308034 URL: www.cnogas.org.co; Email: info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

CNO-Gas
Consejo Nacional de Operación de Gas Natural

Con esta información será posible realizar análisis que nos permitan orientar apropiadamente el manejo de la intercambiabilidad de gas en Colombia, a través de la determinación de los parámetros de intercambiabilidad que deberían implementarse, sus límites y la correspondiente gestión sobre los mismos.

La información puede ser suministrada por las empresas vía correo electrónico a las direcciones: secretariotecnico@cnogas.org.co; info@cnogas.org.co; info@polygon.com.co

Agradecemos de antemano su valioso apoyo y quedamos atentos a resolver las dudas e inquietudes que puedan surgir sobre lo antes mencionado.

Cordialmente,


FREDI ENRIQUEZ LOPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNO-Gas

Adjunto USB con formatos
c.c. Polygon Energy SAS

(571) 7426779; Cel. 316 8308034 URL: www.cnogas.org.co; Email: info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

Posteriormente, el día 20 de septiembre, se realizó una videoconferencia a través de la cual se enlazaron los miembros del comité técnico del CNO-Gas y algunas industrias que atendieron la convocatoria de la ANDI, dentro de las cuales se destacan las empresas Corona y Cerro Matoso. A través de la videoconferencia se explicó en detalle la importancia del estudio de intercambiabilidad y se resolvieron dudas que las empresas participantes tenían al respecto.

A pesar de la gestión, a la fecha de elaboración del presente informe, no se recibió información alguna sobre el inventario. Es de resaltar que el suministro de la información era de carácter voluntario y no existía ningún compromiso u obligación (P. Ej. legal) de parte de las empresas por proporcionar la misma.

2.4. Recolección de estadísticas existentes acerca de los tipos de quemadores a gas natural de mayor utilización en las residencias en Colombia y determinación de los ajustes que se realizan para adaptarlos a su utilización a diferentes altitudes.

Para efectos de consolidar las estadísticas existentes con respecto a los tipos de quemadores a gas natural de mayor utilización en las residencias de Colombia, el 5 de septiembre se envió una solicitud a la Cámara de Electrodomésticos de la ANDI, dándoles a conocer el objeto y alcance del estudio sobre intercambiabili-

dad y solicitándoles su intermediación ante las empresas que producen, ensamblan o importan este tipo de tecnología. Para tal fin, Polygon Energy diseñó un formato específico por cada tipo de tecnología (en total 4 formatos) que se listan a continuación:

- Calentadores y calderas
- Equipos de cocción
- Calefactores y Chimeneas
- Secadoras de ropa a gas

Es importante resaltar que Polygon Energy organizó el listado de potenciales empresas en el país con el fin de facilitar la consecución de la información.

De igual forma, el 5 octubre, el Consultor a nivel de experto de Polygon Energy asistió junto con el Secretario Técnico del CNO-Gas al comité mensual que realiza la Cámara del Sector de Electrodomésticos, en el que participan tanto los productores nacionales como los importadores de gasodomésticos, con el fin de explicar en detalle la importancia del estudio sobre intercambiabilidad de gases y el impacto directo sobre dicho sector.

A la fecha de entrega del presente informe, no se obtuvo ninguna información. Nuevamente se resalta que el suministro de la información era de carácter voluntario y no existía ningún compromiso u obligación (P. Ej. legal) de parte de las empresas por proporcionar la misma.

Para un análisis transversal se presentan en el anexo 12 las cifras de usuarios de Gas Natural en Colombia a Junio de 2016.



Bogotá D.C. 5 de septiembre de 2015 **CNOGAS-199-2016**

Doctor
DANIEL ROMERO
Director Ejecutivo Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas
Asociación Nacional de Empresarios de Colombia
Bogotá - Colombia

Referencia: Información para estudio sobre intercambiabilidad de gases en Colombia
Inventario de gasodomésticos

Respetado Doctor Romero,

Actualmente el CNO-Gas se encuentra adelantando, con el apoyo de la empresa de consultoría Polygon Energy S.A.S y el ingeniero especialista Juan Manuel Ortiz Afanador, un estudio de investigación documental detallada acerca de intercambiabilidad de gases.

La intercambiabilidad de gases es un concepto que guarda relación con la seguridad y eficiencia en el uso de combustibles gaseosos, como el gas natural, a pesar de variaciones que este pueda presentar en sus características o composición. Dichas variaciones pueden presentarse debido a la forma como se desarrolle el abastecimiento de gas en el país. Debe considerarse que, para asegurar la continuidad en el servicio de gas, dicho energético podría provenir de diferentes fuentes tales como campos de producción, gas natural licuado, fuentes no convencionales, etc.

Nuestro interés, en esta etapa del estudio, consiste en realizar un inventario total de los gasodomésticos que se han comercializado históricamente en Colombia (no con destino a otros países) por parte de las empresas que los producen, ensamblan o importen. Este inventario podría obtenerse con los industriales que agrupa la **Cámara Sector de Electrodomésticos**.

Para esto se han diseñado 4 formatos, dependiendo del tipo de gasodoméstico:
Formato: "01 Formato encuesta ANDI Calentadores y calderas agua caliente xis"
Formato: "02 Formato encuesta ANDI Equipos de cocción xis"
Formato: "03 Formato encuesta ANDI Calefactores y chimeneas xis"
Formato: "04 Formato encuesta ANDI Secadoras de ropa a gas xis"

Vale la pena mencionar que hemos realizado un proceso de búsqueda para identificar a las principales empresas que desarrollan el tipo de actividad mencionada, por lo que nos permitimos citarlas a continuación con el propósito de apoyar la realización del inventario:

(571) 7426779; Cel. 316 8308034 URL: www.cnogas.org.co; Email: info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia



No.	Nombre de la Empresa	Contacto
1	Industrias Hacob S.A	Dirección: Autopista Norte Calle 59 No. 59 - 04 Medellín Teléfono: (57-4) 400-5100 / 4005033 Fax: +57-4-453-2493 Gerente General: Cipriano López González Email: asesor.servicio@hacob.com
2	Indusel S.A.	Dirección: Autopista (AC 57R) Sur No. 67-59 Bogotá D.C. Teléfono: (57) (1) 7245151 / 7245150 Fax: (57) (1) 7752714 Director / Gerente de ventas: Alexander Barreto Email: aboa@empresario.com.co
3	Challenger S.A	Dirección: Diagonal 25G # 94-55 Porteria 1 Bogotá-Colombia Teléfono: (+571) 425 6000 Ext. 199 Gerente: Juan Carlos Bazzani Ramírez Ventas institucionales: Angélica Morales Celular: 3102685663
4	Sudelec S.A.	Dirección: Carrera 68D No 39 F 34 Sur Bogotá D.C. Teléfono: (57-1) 2040200 Fax: (57-1) 7106768 Apartado Aéreo 14694 Gerente general: Hugo Erick Coronado Email: ventas@sueco.com
5	Idegas S.A.S	Dirección: Calle 50 N° 48 - 33 Medellín Teléfono: (4) 322 0701 Email: info@idegas.com.co
6	Industrias Superior de Artefactos S.A.	Dirección: Cr68 D 18-30 Bogotá D.C. Teléfono: (57) (1) 2921400 Gerente de Cuenta: Nubia Barrios Tovar
7	Ingas Colombia	Dirección: Calle 66 No. 14 - 17, Bogotá D.C. Celular: (57) 310 - 806 3281 Celular 2: (57) 314 463 36 60 PBX: (571) 801 97 06 Email: ventas@ingascolombia.com
8	Indurama	Ci 21 A 70-11 Bogotá D.C. Tel: (57) (1) 4119595 Email: comunicacion@indurama.com Gerente: Omer Francisco Medina Triana
9	Intelservice S.A.S	Dirección: Carrera 49 B N° 91 -08 Bogotá D.C. Teléfono: 57-1 4929063 / 2561355 Celular: 3003220820 E-mail: intelbogota@hotmail.com Gerente: Fernando Tobón Castro
10	Mabe Colombia	Dirección Calle 96 n° 22-64 OF 707 Bogotá D.C. Teléfono: 57-1-6444300 Email: mabecasaycoolina@mabe.com.co Gerente: Jorge Bages Delgado

(571) 7426779; Cel. 316 8308034 URL: www.cnogas.org.co; Email: info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia



No.	Nombre de la Empresa	Contacto
11	Condugas S.A.	Dirección: Calle 10 sur n° 48-62 Medellín Teléfono: 57-4-3540231 Email: contacto@condugas.com.co
12	AYA Gas Natural	Dirección: Carrera 68G # 63-11 Ofic. 304 Bogotá D.C. Teléfono: 1-4772510 Celular: 313865705 / 3142910898 Email: ayagasnatural@hotmail.com
13	Bosch	Dirección: Kra 45 No. 108ª-50 Piso 7 110111 Bogotá D.C. Teléfono: +57 (1) 658-5005 Gerente: Edivaldo Santos Email: Edivaldo.Santos@co.bosch.com
14	Proaltech LTDA	Dirección: Calle 68 N° 23-04 Bogotá D.C. Teléfono: +57 1 3465690 / 3465836 / 3146596 Email: gerencia@proaltech.com.co Email: proyectos@proaltech.com.co
15	Dragoner	Dirección: Carrera 70 N° 2B-28 Bogotá D.C. Teléfono: (57) 4144447
16	Scorpius	Dirección: Carrera 8D N° 160-44 Bogotá D.C. Teléfono: +57 (1) 528 3392 / 3173 Celular: 310 206 9314 - 320 340 8926 - 310 207 14 72 E-mail: comercial2@gruposcorspius.com
17	Chimeneas de Colombia	Dirección: Autopista Norte Km 19 Bogotá D.C. Teléfono: +57 (1) 678 0006 / 36 Celular: +57 (310) 249 8518 Email: info@chimeneasdecolombia.com Email: ventas@chimeneasdecolombia.com
18	Chimeneas el Chalet	Dirección 1: Autopista Norte # 127D - 71 Bogotá D.C. Teléfono: (57) (1) 259 2258 / 6144361 Dirección 2: Cra 57 # 75A 63 Bogotá Teléfono: (57) (1) 311 8782 - 225 5525 Telefax: (57) (1) 311 8715 Email: ventas@chimeneaselchalet.com
19	CIMSA Gasodomésticos	Dirección: Carrera 29B No 79B-16 Bogotá D.C. Email: ventas@cimsa.com.co Tel: 031 2509440
20	Cobrotech S.A.	Dirección: Calle 41 74 67 Medellín Teléfono: (574) 4442665 - (574) 2885161 Email: serviciotecnico@cobrotech.com.co Linea Gratuita: 018000110628
21	Industrias Guinovart	Dirección: Calle 40 No. 46-65 Barranquilla PBX (57-5) 3383300 E-mail: guinovart@guinovart.com.co Gerente general: Jorge Wehdeking

(571) 7426779; Cel. 316 8308034 URL: www.cnogas.org.co; Email: info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia



No.	Nombre de la Empresa	Contacto
22	Insergas S.A.S	Dirección: Calle 44 # 79-86 Oficina 305 Medellín Teléfono: (+57) 4 4446968 Celular: 3207372939 E-mail: insergassas@claro.net.co
23	Integrales Colombia S.A.	Dirección: Carrera 43 No 31-99 Medellín Teléfono: 57-4-2613500

Con esta información será posible realizar análisis que nos permitan orientar apropiadamente el manejo de la intercambiabilidad de gas en Colombia, a través de la determinación de los parámetros de intercambiabilidad que deberían implementarse, sus límites y la correspondiente gestión sobre los mismos.

La información puede ser suministrada por las empresas vía correo electrónico a las direcciones secretariotecnico@cnogas.org.co, info@cnogas.org.co, info@polygon.com.co.
Agradecemos de antemano su valioso apoyo y quedamos atentos a resolver las dudas e inquietudes que puedan surgir sobre lo antes mencionado.

Cordialmente,


FREDI ENRIQUE LÓPEZ SIERRA
Secretario Técnico del CNO-Gas

Adjunto USB con formatos
c.c. Polygon Energy SAS

(571) 7426779; Cel. 316 8308034 URL: www.cnogas.org.co; Email: info@cnogas.org.co
Avenida El Dorado No. 68 C-61 Oficina 532 Ed. Torre Central Davivienda, Bogotá D.C., Colombia

2.5. Análisis de las perspectivas de nuevas tecnologías de los equipos de uso final del gas natural en Colombia en los sectores de generación eléctrica, industrial, doméstica y vehicular

2.5.1. Sector Transporte

El gas natural vehicular (GNV) hace parte de una apuesta mundial por la movilidad sostenible, la cual es, sin lugar a dudas, una preocupación y una tendencia global. Es por esto que el potencial del gas natural en el sector transporte se ha venido fortaleciendo a través del desarrollo de vehículos más eficientes que usan gas natural comprimido (GNC), gas natural licuado (GNL), o gas licuado de petróleo (GLP).

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), algunas de las tecnologías alternativas que se podrían implementar para diversificar la canasta del sector transporte en Colombia son: 1) el uso de GLP como energético (Autogas) en todas las categorías vehiculares, 2) el uso de GNL en vehículos de transporte de carga pesada (tracto camiones), 3) el uso de vehículos dedicados a GNV en todas las categorías vehiculares, 4) el uso de tecnologías eléctricas e híbridas, 5) el uso de motores ultra eficientes diésel [10].

También puede existir un potencial dentro del sector portuario con tecnología de GNC, considerando que existe una variedad de vehículos industriales en los puertos con posibilidad de transformación o reemplazo a gas natural, como son las carretillas elevadoras, palas cargadoras, mafi, straddle carrier, reach stacker, grúas automóbiles, spreaders, retroexcavadoras [11].

En Colombia, existen doce compañías que comercializan vehículos con gas natural: Ford, Fiat, Audi, Chevrolet, Honda, Mercedes Benz, Kia, Nissan y Hyundai entre otras, están sacando al mercado versiones de sus últimos modelos que funcionan con esta tecnología.

A continuación, se resumen algunos ejemplos de estos vehículos [12]:

- Skoda Octavia Combi G-Tech: El modelo tiene una potencia de 81 kW, la capacidad en su tanque de gas natural es de 15 kg y consume 3,5 kg por cada 100 kilómetros. Tiene una autonomía con gas de 420 km.
- Audi A3 Sportback G-Tron: Su modelo A3 a gas tiene una potencia de 81 kW, consume 3,3 kg por cada 100 km y tiene autonomía de 420 km.
- Chevrolet Impala Bi-Fuel: Modelo finalista del premio “Green Car of the Year” en Estados Unidos. Su tanque le da una autonomía de 232 km antes de que el vehículo automáticamente se pase a gasolina.
- Ford Super Duty F-250/350: Es uno de los ocho modelos que tiene Ford en el mercado del gas natural.
- Mercedes Benz B-Class B 200 NGD: Es un vehículo potente que llega hasta los 115 kW de fuerza. Su tanque se llena con 21 kg y por cada 100 km consume 4,3 kg de combustible lo que le permite una independencia de 475 km.
- Fiat Punto Natural Power: Tiene una potencia de 51 kW, un tanque con capacidad para 13 kg y por cada 100 km recorridos consume cerca de 4,2 kg.
- Honda Civic Natural Gas 2015: Recorre en promedio 31 millas por cada galón de combustible.

- Dodge RAM 2500 HD Bi-Fuel: Camioneta para trabajo pesado que funciona con gas o con gasolina.
- Iveco Daily Natural Power: Vehículo para transporte de carga o bus de pasajeros. Funciona principalmente con Gas Natural Vehicular, pero tiene una reserva de gasolina.

En cuanto a sistemas de transporte de carga media y grande, algunos ejemplos son [13]:

- Camiones dedicados compactadores marca Kenworth T440: Rendimiento: 1,4 km/m³ y ahorro en combustible del 33,2%
- Camiones dedicados compactadores marca Mack Terrapro
- Camiones transformados a GNV NPR Carga Urbana: Rendimiento: 3,11km/m³; Ahorro en combustible del 30%
- Buses dedicados a GNV marca Modasa: Reducción promedio en el consumo de energía del 16% (Metroplus Medellín; 20 vehículos articulados operando; Rendimiento: 1,2 km/m³)
- Buses dedicados a GNV marca IVECO: 250 vehículos alimentadores de Metroplus Medellín operando; Rendimiento: 2,68km/m³.
- Buses dedicados a GNV de Transcaribe en Cartagena (89 padrones; 123 busetones)
- Conaltracoop -Medellín (210 busetas, 90 busetones, 105 padrones)
- Transporte Urbano de Palmira (119 busetas)

En la medida en que avanza el desarrollo tecnológico de los vehículos se aprecian cambios notables en la oferta de vehículos. Las últimas generaciones de tecnologías que han sido desarrolladas son:

- La tecnología de quinta generación, la cual cuenta con un sistema de inyección secuencial que suministra el volumen correcto de gas a presión a cada cilindro, justo en el momento en que abren las válvulas de admisión, evitando la acumulación del combustible en el múltiple de admisión y en consecuencia el efecto siempre latente de una contra explosión [14]. Cuenta con un control electrónico para el consumo de combustible y una calibración controlada por computador que garantiza que el paso de gas a gasolina se hace de forma automática y no produce ningún traumatismo en el funcionamiento del motor. Se aplica para vehículos con motores alimentados por inyección electrónica, donde se instala un equipo que entrega el combustible en cada cilindro por un inyector independiente, simulando la operación que se hace al utilizar gasolina [15].
- La tecnología de la sexta generación corresponde a los motores de inyección directa y es uno de los desarrollos más recientes. Esta tecnología está preparada para vehículos de 6 y 8 cilindros, que tienen mayor potencia y son más nuevos y exigentes. Entre las marcas de automóviles que están optando por instalar motores de inyección directa esta Mitsubishi con sus motores GDI (Gasoline Direct Injection), Renault con los motores IDE (Injection Directe Essence), la alemana Bosh con su motor FSI (Fuel Stratified Injection), Fiat con su motor JTS (Jet Thrust Stoichiometric), Ford con los motores Ecoboost y Volkswagen con el TSI (Twincharged Stratified Injection) entre otros [16].

De acuerdo con un informe realizado por la Comisión de Energía de California de Estados Unidos, algunas de las brechas que los vehículos a gas natural aún deben superar en términos de desempeño y eficiencia con respecto a los vehículos a gasolina están relacionados con el desarrollo de mejores tecnologías para los sistemas de inyección y la optimización en los diseños de equipos para adaptarse a las presiones proporcionadas por el gas natural almacenado y requeridas para la inyección directa del gas natural. Adicionalmente se menciona que las tecnologías prometedoras a largo plazo deben enfocarse en el desarrollo de motores de

compresión de carga homogénea, tecnologías de combustión a baja temperatura como por ejemplo los sistemas de ignición por compresión controlada por reactividad, tecnologías WHR, sistemas de ignición avanzada, tecnologías “cam-less engine” o sin válvula pistón, entre otras [17].

A continuación, se resumen las tecnologías y avances tecnológicos más significativos de los últimos cinco (5) años en el sector transporte a nivel mundial para vehículos de carga liviana, media y pesada que utilizan gas natural como combustible y que tienen una potencial aplicabilidad en Colombia.

2.5.1.1. Vehículos con motor dedicado

Corresponden a vehículos cuyo motor está diseñado para operar de forma exclusiva con un solo tipo de combustible como gasolina, diésel, gas natural, propano, entre otros. Estos motores se denominan OEM o motores originalmente manufacturados. Algunos fabricantes que han desarrollado y comercializado vehículos dedicados a GNV son: Ford, Honda y GM en el mercado de vehículos livianos, Renault y Volvo en el de buses de transporte público. Además, Caterpillar y Cummins poseen motores dedicados a GNV para ser equipados en camiones o buses [18].

Las Figura 7 y Figura 8 ilustran algunas de las opciones actualmente disponibles de vehículos con motores OEM

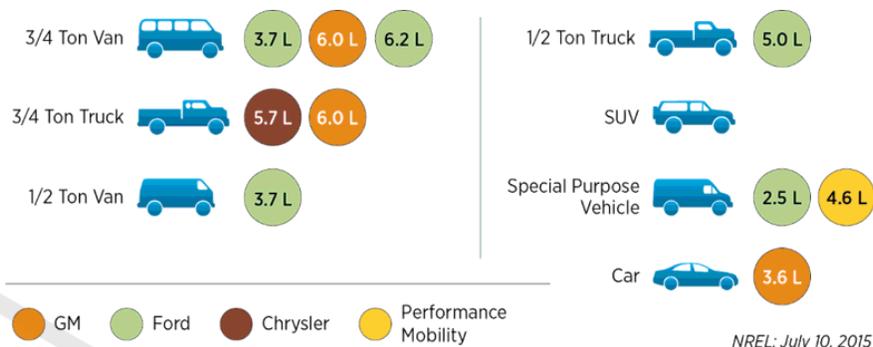


Figura 7. Vehículos a gas natural de carga ligera y disponibilidad de maquina por capacidad de volumen. [17]

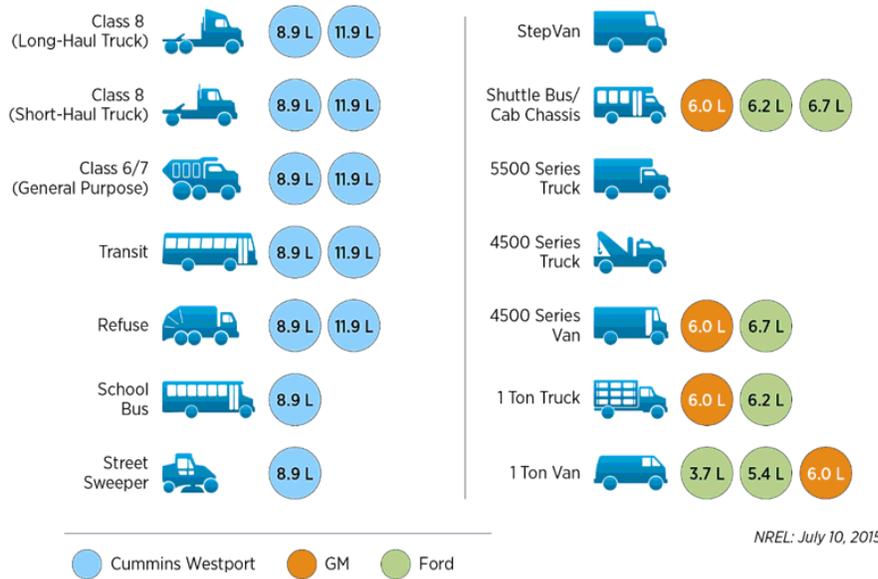


Figura 8. Vehículos a gas natural de carga media y pesada y disponibilidad de maquina por capacidad de volumen. [17]

Los motores de encendido por chispa diseñados para operar exclusivamente con GNV aprovechan las mejores características de combustión del GNV en comparación con la gasolina. El aumento en la relación de compresión, depende del índice de octano del combustible que se use. El octanaje de una gasolina regular es de alrededor de 84 y el del GNV típico es de más de 115. La relación de compresión de motores gasolina es típicamente alrededor de 8.5:1, y la permitida con GNV es de 13:1. Este aumento implica una mayor rigidez estructural del motor y una mayor carga sobre sus componentes mecánicos, aunque el consumo de combustible sea menor.



vehículos convertidos)



5. El gas entra al regulador, el cual reduce la presión de almacenamiento de hasta 3600 psi hasta la requerida por el sistema de presión de inyección de combustible del vehículo



6. La válvula solenoides del gas natural permite el paso del gas desde el regulador hasta el mezclador de gases o inyector de combustible. La válvula solenoides se cierra cuando la máquina está apagada



7. La mezcla de gas natural con aire fluye hacia el carburador o sistema de inyección de combustible y entra en la cámara de combustión del motor en donde se quema para producir energía.

Imagen 1. Esquema de funcionamiento de un vehículo dedicado a GNC [19]

La alimentación de los motores OEM puede ser con [20]:

- a) **Gas Natural Seco:** Puede almacenarse en los vehículos en forma de gas natural comprimido (GNC) y como gas natural licuado (GNL). Un vehículo a GNC tiene menos autonomía que con combustibles líquidos, un litro de diésel equivale a cerca de 5 litros de gas natural comprimido a 3000 Psi. Con respecto al GNL se utiliza en motores de combustión interna, como sistema de almacenamiento y suministro de gas al motor, es decir que un sistema GNL vehicular tiene tanques de almacenamiento en GNL y posteriormente tiene componentes como evaporadores, válvulas entre otros para transformarlo en gas natural seco GNS, el cual es quemado en las cámaras de combustión. Un vehículo a GNL tiene cerca de 3 veces más autonomía que uno a GNC para el mismo volumen. Ejemplos de su uso se encuentran en países importadores de GNL como son Japón, Corea, Taiwan, Francia y España. En las estaciones de servicio, el GNL es suministrado en estado líquido sin pasar por la etapa de regasificación, la cual se realiza en el sistema evaporador de GNL en el vehículo dedicado a este tipo de combustible [20].
- b) **Gas Licuado de Petróleo (GLP):** También denominado Autogas en países europeos, es un gas conformado por una mezcla de butano y propano obtenido de yacimientos de gas natural y petróleo que se obtiene principalmente de tres formas:
 1. Procesado durante la extracción de gas (también llamado gas no asociado)
 2. Procesado durante la extracción de petróleo (también llamado gas asociado)
 3. Como producto de origen natural que se obtiene durante el refinado del crudo.

El GLP tiene aplicaciones industriales, comerciales, domésticas y en transporte, se utiliza ampliamente en sitios donde el acceso a gas natural como fuente energética es limitado, tiene una gran versatilidad ya que se encuentra en el mercado almacenado en tanques, que garantizan que no se deteriore en el tiempo.

En el sector vehicular se utiliza principalmente en motores pequeños (cilindrajés entre 1000 cc y 2000 cc), sin embargo, hay vehículos de carga ligera como el Mercedes Benz Sprinter 316 GLP que viene disponible para uso exclusivo con GLP. En menor escala se encuentran vehículos de carga mediana como el autobús híbrido Castrosua que tiene tracción y alimentación 100% eléctrica, pero que tiene un motor accionado por GLP que alimenta las baterías durante su funcionamiento. Sin embargo, su mercado en España, país productor del vehículo, ha estado limitado debido a las pocas redes de estaciones de suministro de GLP existentes. Aunque las compañías especializadas en el desarrollo de vehículos venden kits de conversión, ha aumentado la oferta de vehículos manufacturados con sistemas de GLP de fábrica. Algunas de estas empresas son: Ford, GM, Daimler Chrysler, Toyota, Nissan, Kia, Mitsubishi, Daihatsu, Vauxhall, Volvo, Proton, Renault, Peugeot, entre otras [20].

Una de las limitaciones de esta tecnología está relacionada con temas de seguridad en el manejo del combustible en el vehículo, ya que es extremadamente peligroso ante fugas en el sistema. Sin embargo, con los avances tecnológicos, se han venido desarrollando diseños cada vez más seguros. Otras limitantes están relacionadas con la baja autonomía, el aumento del peso del vehículo debido a los cilindros de almacenamiento.

- c) **Gas natural renovable (RNG) a partir de biogás o landfill:** Los vehículos a gas natural con la habilidad de aceptar un combustible dentro de un rango amplio de especificaciones, puede jugar un rol significativo en el uso de Gas Natural Renovable (RNG) en el sector de transporte. Durante la revisión efectuada a nivel documental, ya se está analizando el desarrollo de tecnologías de sensores de combustibles a partir del índice Wobbe en tiempo real para determinar la viabilidad de una mezcla de gas natural con gas natural renovable en vehículos [21].

El College of Engineering Center for Environmental Research and Technology (CR-CERT), desarrolló y probó un prototipo de sensor basado en el índice de wobbe, el cual usa un sensor de infrarrojo y uno de conductividad térmica con la medición de presión y temperatura. La señal de estos sensores es ingresada a un algoritmo que calcula el índice Wobbe en tiempo real. El sensor opera dentro de un rango de temperaturas de -20°C a 70°C y presiones por encima de -3600 psi [22].

- d) **Combustibles líquidos del Gas Natural (GAL):** El Gas A Líquido o GAL es un proceso donde se transforma un gas natural en un combustible líquido ultra limpio (es decir, con un porcentaje mínimo de impurezas o de elementos no deseados como el azufre). Actualmente este proceso se utiliza principalmente para la obtención de GTL diésel, pero también se puede obtener otros combustibles como nafta, queroseno, parafinas, dimetileter y metanol.

El GAL diésel es compatible con motores diseñados para diésel convencional, también puede ser mezclado con diésel convencional. Típicamente, GAL diésel puede provocar un menor nivel de emisiones de hidrocarburos sin quemar, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, y de material par-

ticulado en comparación al diésel convencional, sin embargo, en emisiones de CO₂ no ofrece muchas ventajas. [20].

En términos generales, las ventajas del gas natural en comparación a otros combustibles radican en que se obtienen menos gases contaminantes como monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx) e hidrocarburos (HC), debido a su composición simple de hidrocarburos y menos cantidad de material particulado en comparación al diésel y a la gasolina ya que no tiene compuestos complejos aromáticos ni olefinas. La principal desventaja es que genera menor potencia comparado con un vehículo a gasolina o diésel de las mismas características sin turbo, esto se debe a su relación aire/combustible (A/F= 17.2) que es mucho mayor que la de motores a gasolina o diésel (A/F=14.7) esto implica que para un mismo volumen se requiera menor cantidad de gas en las cámaras de combustión, causando una menor potencia, aunque también conlleva a un menor consumo, la pérdida de potencia por condiciones volumétricas están entre un 10% y un 20% comparado a vehículos diésel y gasolina [20].

2.5.1.2. Vehículos convertidos para operación con tecnología “dual fuel” (Diesel-GNC/GNL o Diesel-GLP):

En un motor de combustión interna que opera con tecnología “dual fuel” es posible hacer uso de dos combustibles diferentes de manera simultánea. En el sector transporte, se encuentran motores de este tipo a partir de kits de conversión que permiten utilizar diésel y gas natural en un motor originalmente dedicado a diésel. En este caso el motor puede operar con un suministro de 100% diésel o con suministro simultáneo diésel -gas, pero no puede operar en 100% gas. Pueden ser vehículos diseñados de origen o transformados para operar con gas natural [23].

El desarrollo de los motores que operan con diésel – gas natural (GNC o GNL), surgió a partir de la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y de material particulado en los sistemas originales, adaptándolos principalmente con GNC y utilizando el diésel para conseguir la ignición. El suministro de GNC puede hacerse en el múltiple de admisión o en la entrada del turbo cargador y las tasas de sustitución varían dependiendo de la carga del motor, en donde la máxima sustitución es del 90% [24].

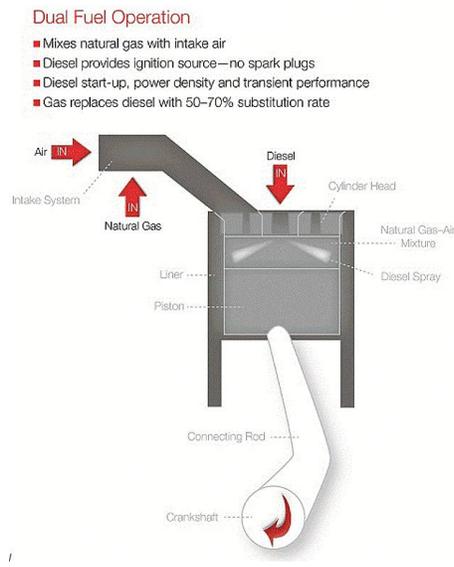


Figura 9. Esquema de funcionamiento del sistema “dual fuel” [25]

Aunque esta no es una tecnología nueva, se destacan los desarrollos en equipos dedicados (máquinas ciclo Otto) y maquinas con operación doble que se comercializan actualmente. En Estados Unidos, la empresa Cummins Westport lidera el suministro de motores a GNC de alta eficiencia para el mercado automotriz. Ellos diseñan, construyen y venden motores dedicados a GNC de 195 a 400hp, para camionetas y transporte comercial como camiones y buses.

Una de las tecnologías más recientes es la del motor Cummins 5.0L V8 instalada en la camioneta de carga pesada Nissan Titan XD, la cual fue noticia en Estados Unidos este año (2016). Este motor proporciona a las camionetas de carga pesada 310 caballos de fuerza y brinda una máxima durabilidad y poder cuando hay una carga ligera. El peso del motor fue reducido, al construir el bloque de cilindros con grafito con acero compactado (CGI, por sus siglas en inglés), el cual es más fuerte y ligero que el acero convencional. Por otra parte, este nuevo motor cuenta con el sistema de combustible Bosch® HPCR para permitir un control preciso del combustible, así como múltiples inyecciones por combustión, lo cual ayuda a incrementar la eficiencia y reducir el común desperdicio de diésel [26].



Imagen 2. Camioneta Nissan Titan D con motor Cummins 5.0L V8 Turbo Diésel [25]

Otra de las tecnologías ofrecidas por Cummins para camionetas es el motor cummins 6.7L turbo diésel disponible para camionetas de carga pesada RAM 2500 y 3500, el cual reduce los costos de operación con un sistema de Reducción Catalítica Selectiva (SCR) que utiliza el diésel del escape (DEF), lo cual contribuye a incrementar la economía del combustible hasta en 10%.



Imagen 3. Motor Cummins 6.7L turbo diésel [25]

Por su parte IVECO, es reconocida como un líder europeo en la investigación de gas natural, así como en la venta de vehículos a gas natural, incluyendo camiones, furgonetas y autobuses para servicio urbano. Ofrecen las tecnologías IVECO sofim, IVECO tector e IVECO Cursor. Esta compañía se centra en el desarrollo de sistemas de propulsión a gas natural, ofreciendo alternativas de inyección de metano para toda su gama de productos de vehículos comerciales.

El sistema de combustión estequiométrica de Iveco (combustión a la correcta relación aire / combustible) permite que sea posible detectar la composición del gas utilizado y adaptar el funcionamiento del motor para mantener bajas emisiones sin sacrificar el rendimiento. Los vehículos comerciales Iveco a GNC están en capacidad de utilizar biometano [27].

Volvo de Suecia es el tercer líder en esta tecnología y ofrecen motores dedicados “dual fuel” para GNC. El volvo FM Metano-Diésel D13C-gas es un motor de 460 hp de combustible doble [12].

2.5.1.3. Vehículos con motor bi-combustible

Este tipo de tecnología permiten el uso de dos combustibles de forma no simultanea dentro del motor. Cada combustible se encuentra en un recipiente diferente y sus líneas de alimentación son independientes. A través de un mecanismo de control se intercambian las líneas de alimentación para dar uso solo a una de ellas [28]. Es ideal para vehículos ligeros (Autonomía 300 a 500 km en gas natural y 150 a 500km en gasolina). Pueden ser vehículos diseñados de origen o transformados para operar con gas natural [23].

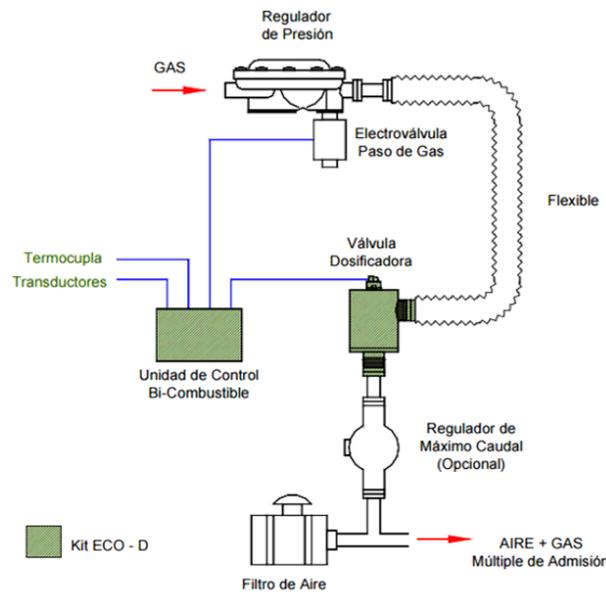


Figura 10. Esquema para aplicación vehicular [13].

Una de las tecnologías novedosas encontradas durante la revisión corresponde a la tecnología ECO-D Diesel – Gas Natural, la cual está diseñada para permitir el funcionamiento de motores Diesel con Gas Natural, sin que sea necesario realizar cambios en las características del motor ya que el mismo permanece con el ciclo Diésel. El Gas ingresa por la parte posterior del filtro de aire y se mezcla con el aire ya filtrado. La mezcla de aire y gas ingresa a la cámara de combustión y un pequeño porcentaje combustible diésel es inyectado por la bomba y trabaja como piloto iniciando la combustión. La cantidad de gas a ingresar es acorde y proporcional a las exigencias en la potencia que sea sometido el motor y la temperatura de la combustión. La magnitud de estas exigencias se toma a través de sensores, que miden la presión reinante en el múltiple de admisión para los motores turbo (en el caso de motores de aspirado normal, registrarán los movimientos del acelerador de la bomba inyectora), y la temperatura de los gases de escape a través de una termocupla. Según la información recibida de cada uno de estos elementos, el microprocesador regulará el valor de apertura de la válvula dosificadora. La unidad de control sensa la temperatura de los gases de escape, en el caso que la misma supere un valor nominal preestablecido se restringirá la cantidad de gas en porcentajes dados en la puesta en marcha [29].

Otro desarrollo reciente en este tipo de tecnología corresponde al sistema GTI Bi-Fuel®, fabricado por Altronnic, el cual es una innovadora tecnología que permite a los operadores de grandes motores diésel reducir substancialmente los costos operacionales además de las emisiones, como resultado de la sustitución del combustible diésel por el gas natural. El GTI Bi-Fuel® System se compone de tecnologías patentadas que permiten operar con seguridad los motores de gas hasta un porcentaje máximo del 70% del total de combustible requerido. Una característica importante del Sistema GTI Bi-Fuel® es su capacidad de pasar de un combustible a otro de manera manual como automática sin interrupción en el funcionamiento del motor. Este sistema utiliza un control electrónico y un sistema de monitoreo de última generación, que revisa parámetros indispensables en el motor y en el Sistema Bi-Fuel® y activa o desactiva el modo gas de acuerdo

con límites programados. Cuando un parámetro programado sobrepasa el límite permitido, el control pasa a un modo 100% diésel. GTI Bi-Fuel permite la generación de energía menos contaminante y costosa mediante combustión más limpia de gas natural en lugar de 100% diésel [30].

2.5.1.4. Vehículos Transformados

Es posible transformar un motor diésel a gas conservando el turbo. Esta transformación cambia los componentes de la inyección de diésel por unos componentes de inyección de gas, además cambia el tipo de ignición y el principio de funcionamiento del motor de un ciclo diésel (encendido por compresión) a un ciclo Otto (encendido por chispa). Por último, cambia el sistema de control de la combustión, incluyendo sensores y demás componentes de control relacionados a motores de inyección dedicados a Ciclo Otto [20].

Otra transformación puede darse sobre el motor diésel a Gas Natural GNC/GNL suprimiendo el turbo. Al igual que en el caso anterior, este sistema modifica el principio de funcionamiento del motor pasándolo de un ciclo de encendido por compresión (ciclo diésel) a un ciclo de encendido por chispa (ciclo de Otto) [6].

2.5.1.5. Experiencias mundiales

En Estados Unidos, la flota más larga de transporte de carga cuenta con 82 tractores a gas natural licuado que opera entre Los Ángeles, Las Vegas y los centros de distribución de Salt Lake, a través de 1107 km con tres estaciones de combustible. Esto ha representado una reducción de 5100 toneladas de GEI [14]. Actualmente han incrementado su flota de buses en más de 400 nuevos buses que transitarán por Texas. Las unidades Nova Bus a GNV que se entregarán en San Antonio cuentan con una completa gama de sistemas tecnológicos que incluyen GPS, contador de pasajeros, sistema de cámaras y pantallas de video con información pública. Definen una nueva generación de autobuses a gas natural con un ahorro sustancial de combustible. La entrega se iniciará a finales de noviembre de 2016 y apoyará la conversión a GNV en curso de la flota entera de la empresa VIA Metropolitan Transit de San Antonio. En 2016, ésta se convirtió en la única agencia de transporte público en el sudoeste de los Estados Unidos en obtener la certificación de la Organización Internacional de Normalización (ISO) por sus esfuerzos proactivos para brindar un servicio sostenible a través de su Sistema de Gestión Ambiental y de Sostenibilidad (EM) [32].

En Alemania, IVECO entregó el primer camión de larga distancia a GNL. Ludwig Meyer GmbH & Co. KG es socio de Iveco y tiene una larga historia en la demostración de innovación en el campo de vehículos a GNV y vehículos eléctricos. La empresa con sede en Friedrichsdorf pronto estará operando 20 camiones Stralis NP para actividades de logística y distribución de alimentos frescos en el área de Berlín. Meyer Logistik también está coordinando la construcción de una estación de servicio de GNL pública en el lado este de la autopista de circunvalación Berliner Ring [33].

En España, Madrid recibió más de 100 camiones a GNV para la recolección de residuos, los cuales fueron suministrados por IVECO. Los vehículos adquiridos por el Ayuntamiento son 90 Stralis del modelo AD260S33YPS GNC con recolector Ros Roca de 19 m³ y 19 unidades más del modelo AD190S33/P GNC con recolector Ros Roca de 12 m³, propulsados por un motor Iveco Cursor 8 a gas natural con una potencia de 330 caballos y caja de cambios automática con ralentizador integrado. Disponen de ocho tanques de gas, con una capacidad total de 640 litros en el modelo AD260S33YPS y de 600 litros en el AD190S33/P. Además,

están equipados con la última tecnología de seguridad y han sido fabricados atendiendo a las demandas de la empresa. Actualmente, en España hay 44 puntos de llenado públicos de GNV y 19 de GNL, lo que le convierte en el país europeo con más estaciones destinadas a GNL, existiendo otras nueve estaciones mixtas GNV/GNL en construcción [34].



Imagen 4. Nodriza Stralis NP a GNL de la empresa Iveco [16].

En Italia, la empresa transportadora de vehículos i-FAST-Automotive Logistics, acaba de adquirir de IVECO 10 camiones nodriza AS440S40T/P a GNL, siendo la primera entrega en Europa de una flota a GNL para el transporte de Autos. El Stralis NP es el primer camión a gas diseñado para misiones de larga distancia, cuenta con la cabina Hi-Way, motor Iveco Cursor 9 de 400 CV, caja de cambios Eurotronic y dos tanques de GNL, cada uno con una capacidad de 540 litros, para una autonomía de hasta 1.500 kilómetros. En los últimos meses, i-FAST-Automotive Logistics puso a prueba el modelo AT440S33T/P C-LNG, equipado con tanques de GNL y GNC. Sometieron al vehículo a una serie de pruebas precisas y prolongadas a través de diferentes rutas de mayor longitud y dificultad en el norte y centro de Italia. A la luz de los excelentes resultados, decidieron convertirse en el primer transportista de la industria en ofrecer este tipo de flota sostenible. La decisión también se basó en la expansión prevista de la red de repostaje italiana: en la actualidad hay seis estaciones de GNL en Italia, pero se esperan nuevos puntos para finales de este año, con lo que el número total llegará a diez [35].

En Trinidad y Tobago implementaron el uso de maxi-taxis a GNV, que representa un cambio significativo en el sector del transporte del país, ya que es el combustible más accesible disponible a nivel local con importantes propiedades de combustión limpia, y que reduce la huella nacional de carbono y los costos de mantenimiento. Estos vehículos a GNV se venden en los concesionarios Routes Auto Limited, el brazo comercial de la Asociación de Maxi Taxis de Trinidad y Tobago (AMTTT) e importados de Jiangsu Joylong Automobile Company de China [36].



Imagen 5. Maxitaxis a GNV implementados en Trinidad y Tobago [17].

2.5.2. Generación eléctrica y los sectores Industrial, Comercial y Residencial

2.5.2.1. Generación distribuida

Hasta hace poco, los métodos de generación de energía se discutían en el contexto de plantas de generación de energía grandes y centralizadas. Sin embargo, con los avances tecnológicos, existe una tendencia hacia lo que se conoce como "generación distribuida". La generación distribuida se refiere al uso de pequeñas unidades individuales para la generación de energía eléctrica directamente en lugares residenciales, comerciales e industriales. Estas plantas de energía a pequeña escala, que son alimentadas principalmente con gas natural, operan con una turbina de gas pequeña o con motores de combustión o pilas de combustible a gas natural. La generación distribuida puede darse de muchas formas, desde pequeños generadores, usados para respaldar el suministro de energía eléctrica obtenida a partir de las empresas eléctricas centralizadas, hasta grandes generadores independientes, que suministran electricidad suficiente para abastecer una fábrica entera [37].

La generación distribuida es atractiva porque ofrece electricidad que es más confiable, más eficiente y más barata que la adquirida de una unidad centralizada. La generación distribuida también permite un mayor control local sobre el suministro de energía eléctrica, y reduce las pérdidas de energía durante la transmisión. A continuación, se describen las distintas tecnologías de generación distribuida a gas natural.

A. Industrial Natural Gas Fired Turbines

Estas turbinas operan con el mismo concepto que los grandes generadores de turbina a gas centralizados, sin embargo, en lugar de estar situados en una planta centralizada, estas turbinas se encuentran próximas a las instalaciones que requieren la electricidad generada. Las turbinas industriales, producen electricidad mediante alta temperatura y alta presión del gas para mover la turbina que genera la corriente. Son sistemas compactos, ligeros, fáciles de arrancar y sencillos de operar. Este tipo de generación distribuida es usualmente utilizada en establecimientos de gran tamaño como universidades, hospitales, edificios comerciales, y plantas industriales medianas. Pueden alcanzar una eficiencia de hasta 58% [39].

B. Tecnologías CHP, mCHP o micro-cogeneración

En contraste con la generación distribuida, el calor que normalmente se perdería como energía residual, puede ser aprovechado para realizar otras funciones como energizar una caldera o calentar espacios. Este tipo de tecnología es conocida como CHP “Combined Heat and Power” o microgeneración. Estos sistemas aprovechan el calor que normalmente se pierde en el proceso de generación eléctrica, aumentando así la eficiencia energética del sistema total.

Es una tecnología de eficiencia energética costo-efectiva que permite generar energía a nivel residencial, comercial e industrial. Esta tecnología es flexible en términos del combustible a ser utilizado [38].

El país líder en tecnología mCHP es Japón con su proyecto Ene-farm iniciado en el 2009 y en segundo lugar esta Alemania con su proyecto Callux iniciado en 2008 y el programa europeo Ene-field con el cual se instalaron 1000 pilas de combustible mCHP en 12 estados miembro en Europa [39].

Este tipo de generación de energía térmica y de eléctrica permite conseguir ahorros de hasta un 40% de energía primaria, debido a que se reducen las pérdidas de energía eléctrica en el transporte y distribución de electricidad.

Puede ser adaptada para complementar salas de calderas existentes sin necesidad de reconfigurar ni el trazado de tuberías ni los emisores del circuito secundario. Esto significa también que los usuarios pueden empezar a reducir sus emisiones de CO₂ y ahorrar energía de forma más rápida, sin grandes gastos ni modificaciones requeridas para integrar renovables.

Uno de los sistemas comercializados en la actualidad corresponde al sistema de calefacción Dachs de Baxi. El principio de Dachs consisten en que, al accionar el generador eléctrico, el motor produce calor que es capturado por el sistema de refrigeración y conducido al sistema de calefacción y/o producción de ACS. Los motores Dachs están diseñados para ser robustos y altamente fiables, y permitir que funcionen continuamente miles de horas, entregando anualmente hasta 45.000 kWh de electricidad y 120.000 kWh de calor útil, con una eficiencia combinada superior al 90% [40].

Otra tecnología novedosa corresponde a la Microtrigeneración (mCHCP), la cual se refiere a la utilización de parte de la energía térmica generada en la micro generación como alimentación de una máquina de absorción para la producción de frío. Esto permite que en climas cálidos se aumente las horas de funcionamiento del equipo con el ahorro de energía primaria y con mucha eficiencia, aunque por otra parte se incrementen los costos de inversión y sea más compleja su instalación. De acuerdo con el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), se prevé que esta tecnología ayude a reducir el consumo energético residencial hasta en un 50% con relación al 2010 [41].

Una de las empresas que se encuentra desarrollando un sistema de energía por tri-generación (TRIEST) es Altex Technologies Corporation, cuyo sistema de refrigeración con vapor utiliza el calor residual integrado con una caldera estándar [42].

Model	Type	P_{el} [kW]	P_{th} [kW]	Electrical efficiency [%]	Heat recovery efficiency [%]
Honda MCHP 1.0	No condenser	1.0	3.3	20.0	65.0
Dachs senertec	No condenser	5.5	12.5	27.0	61.0
Dachs senertec	Condenser	5.5	14.8	27.0	72.0
Dachs senertec	No condenser low NO_x	5.0	12.3	26.0	63.0
Dachs senertec	Condenser low NO_x	5.0	14.6	26.0	74.0
Toyota aisin	No condenser	6.0	11.7	26.0	58.0
Volkswagen eco blue	No condenser	19.2	>36.1	32.9	>61.8

Figura 11. Características de Tecnologías ICE para plantas residenciales mCHP con Gas Natural [43]



Figura 12. Motor en instalación de microcogeneración DACHS (Baxi) [40]

Los sistemas de microcogeneración se basan en cuatro tecnologías básicas de producción de electricidad que se resumen a continuación:

- Micromotores: Los motores alternativos de combustión interna se basan en convertir la energía química contenida en un producto combustible en energía térmica y eléctrica.
- Microturbinas a gas (mGT): Ofrecen unas ventajas importantes para sistemas CHP a pequeña escala con respecto a las máquinas de combustión interna como son menores costos de mantenimiento por kWh_e, escape más limpio, menores niveles de vibración y la concentración del calor residual en una sola fuente (gases de escape). Sin embargo, tiene una menor eficiencia eléctrica, lo que ha retardado su entrada en el mercado de los CHP [44].

Las microturbinas actúan de manera semejante a las turbinas convencionales, pero simplificando los elementos mecánicos. Los rendimientos de las microturbinas son menores que las turbinas de gran potencia y su diferencia más importante radica en el hecho de tener un ciclo de regeneración para mejorar el rendimiento total y la ausencia del reductor para conectarse al alternador [45].

El calor generado por el combustible, genera un incremento de la temperatura de los gases, así como su presión y su velocidad, lo que hace girar la turbina; acoplado un al-

ternador al eje de la turbina, se obtiene energía eléctrica y, por otra parte, el calor restante de los gases, es aprovechado mediante un recuperador de calor para obtener energía térmica.

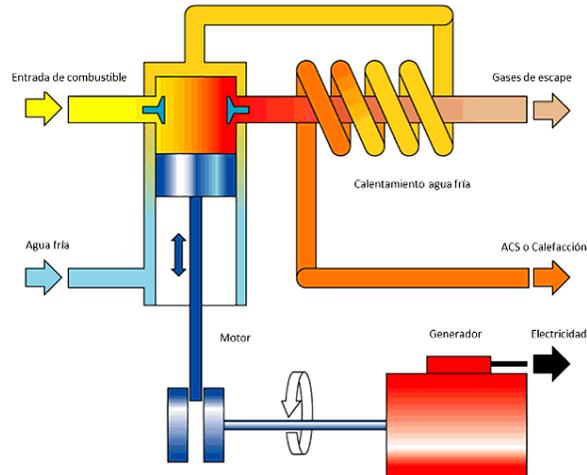


Figura 13. Esquema de microturbina [46]

- ❑ Motores Stirling: Son una solución dirigida al calor de alta eficiencia que ha logrado avances en el mercado y en la actualidad representa una de las tecnologías más comercializadas en el Reino Unido [43].

Dentro del motor se encuentra un fluido inerte, en la mayoría de los casos helio, que se calienta y enfría de manera indirecta y alternativa por el circuito de gases de combustión, de esta forma el pistón realiza un movimiento ascendente y descendente que mediante un campo magnético produce una corriente eléctrica. El motor Stirling solo produce energía eléctrica de manera instantánea cuando hay demanda de calor que es efectivamente cuando la cogeneración finaliza. La instalación es sencilla al estar diseñado para realizar únicamente las conexiones eléctricas, de agua y gas [45].



Figura 14. Equipo con motor Stirling ECOGEN (Baxiroca) [45]

- Ciclo orgánico Rankine (ORC): Se reconoce como una solución prometedora para descentralizar el CHP. Las plantas de generación térmica de alta temperatura basadas en el ciclo Rankine convencional, no son económicas en aplicaciones a pequeña escala. La Tecnología ORC, es una tecnología alternativa que es aplicable a generación de energía a pequeña escala en el sector residencial y comercial. Esta tecnología tiene el potencial de usar fuentes de calor de baja temperatura [47].

- Pilas de combustible: Son un sistema de cogeneración que suministra energía eléctrica y térmica a partir de gas natural. La diferencia con las tecnologías anteriores, es la producción de electricidad, no mediante energía mecánica, sino mediante un proceso de electrólisis inversa. Este hecho hace que la recuperación directa en forma de energía eléctrica sea mayor que en los procesos anteriores. La base de actuación es la producción de una mezcla enriquecida en hidrógeno a partir de gas natural y el posterior paso de dicho gas por unas celdas catódicas y anódicas, produciendo corriente continua y agua caliente como subproducto.



Figura 15. Vista de Pila de Combustible ICI Caldaie tipo Sidera 30 (ICI Caldaie) [45]

Dependiendo del tipo de electrolito puede clasificarse en PEM (Proton Exchange Membrane), MC (Molten Carbonate) y SO (Solid Oxide) [43]

La tecnología PEMFC produce energía eléctrica y calor; este último puede ser recuperado para calentar agua en un circuito secundario conectado al sistema de calefacción de un edificio. Esto se consigue generalmente en combinación con un sistema de calefacción tradicional equipado con un tanque de almacenamiento para el agua caliente doméstica. La unidad de procesamiento de combustible tiene el objetivo de convertir el gas natural que entra en el sistema en una mezcla de gases rica en hidrógeno, y minimizando el monóxido de carbono por debajo de un cierto valor en ppm (dependiendo del catalizador). El reformador (un reformador de vapor con agua de alimentación externa) requiere calor para sostener las reacciones endotérmicas que se derivan del quemador. El quemador se alimenta con los gases de escape del ánodo de la pila de combustible y se mezcla con gas natural fresco proveniente de la red, si es necesario [39].

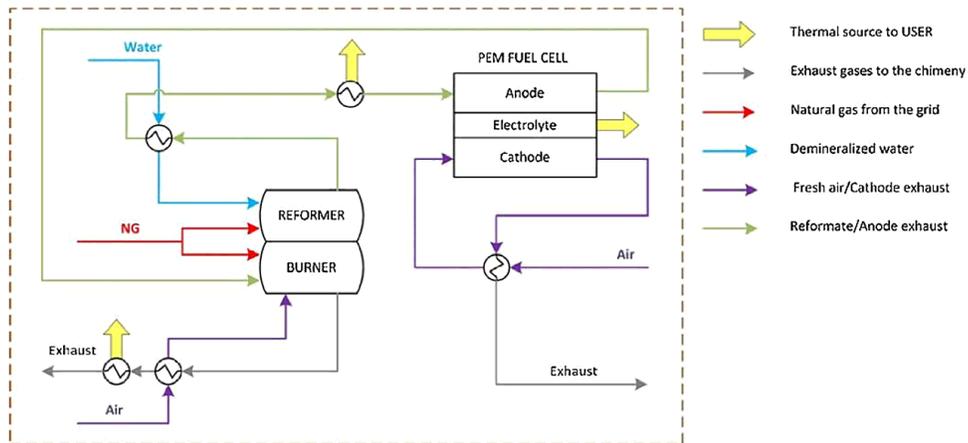


Figura 16. Esquema de tecnología PEMFC [39]

La tecnología SOFC, es una tecnología prometedora para la conversión de energía sostenible y altamente eficiente y se espera que juegue un papel importante en la generación de energía distribuida a futuro. Aunque aún no está comercialmente disponible ya hay varios micro cogeneradores de alta eficiencia SOFC concebidos principalmente para uso residencial o aplicaciones comerciales a pequeña escala y más de 1000 instalaciones de cogeneración de pilas de combustible de electrolito polimérico (PEMFC) y SOFC se han realizado desde finales de 2014, principalmente como parte del proyecto europeo ENE.FIELD [48] .

Las empresas que se encuentran involucradas con el proyecto ENE.FIELD son (Baxi Innotech, Bosch, DanthermPower, Elcore, Hexis, RBZ, SolidPower, Vaillant y Viessmann), las cuales estarán desarrollando sistemas mCHP. Hasta 1.000 sistemas serán desplegados en los 12 Estados miembros de la UE y su funcionamiento serán evaluados durante un período de 3 años [49].

Tabla 8. Características técnicas de los sistemas a ser desarrollados dentro del proyecto ENE.FIELD [49]

Características Técnicas	Resumen de los productos que se están desarrollando dentro del proyecto ENE.FIELD	
Tecnología FC	LT PEM/HT PEM	SOFC /IT-SOFC
kW Eléctrico	1kW - 5kW	0.8kW – 2.5 kW
kW Térmico	1.4 Kw – 10kW	1.4 kW – 25kW
Eficiencia del sistema (LHV)	85%-90%	80%-95%
Eficiencia eléctrica (LHV)	35%	35%-40%
Tipo de sistema	piso	Pared o piso
Certificación	CE	CE

Por su parte el proyecto ENE.FARM ha sido el más exitoso con respecto a las tecnologías micro CHP; durante el periodo comprendido entre 2008 hasta finales de 2015, un poco más de 150.000 unidades de cogeneración (tanto PEMFC y SOFC) fueron instalados en áreas resi-

denciales en Japón. Las aplicaciones típicas están relacionadas con altas demandas de energía y calor en edificios de oficinas, piscinas, y pequeñas y medianas empresas [48].

Las principales empresas que participan en este proyecto son Panasonic y Toshiba, que ofrecen unidades PEM, y Aisin Seiki, que ofrece unidades SOFC. Actualmente Osaka Gas ofrece unidades de pilas combustibles en combinación con generadores solares en las azoteas de nuevas edificaciones, lográndose reducciones de hasta 57% de emisiones de CO₂ y ahorros económicos [50].

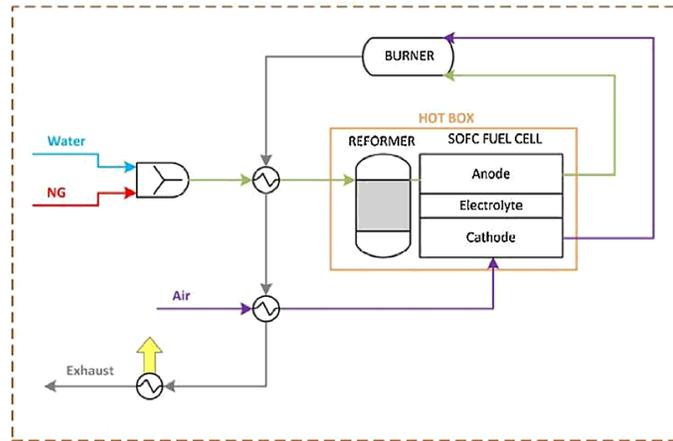


Figura 17. Esquema de tecnología SOFC [39]

La tecnología SOFC consiste en una pila de combustible muy versátil debido a la flexibilidad en el uso de combustible; las altas temperaturas permiten el uso directo de hidrocarburos (algunos combustibles como el CH₄, pueden necesitar un catalizador para activar la reacción). La producción de un gas combustible adecuado para las reacciones anódicas se basa en el procesamiento del combustible, el objetivo de este procesamiento es el de eliminar los componentes que pueden reaccionar con el catalizador y bloquear su funcionamiento, para realizar la conversión de hidrocarburos en gases ricos en hidrógeno, reduciendo la concentración de CO y agua en el producto de gas final. La conversión catalítica de CH₄ en hidrógeno se denomina reformado con vapor; esta reacción de reformado puede tener lugar en la sección anódica de la pila o en un reformador independiente integrado en la pila; esto garantiza una mayor eficiencia y reduce la complejidad del sistema. La recuperación de calor se basa en un circuito de agua que se lleva el calor de la planta y lo transfiere a los usuarios residenciales a través de intercambiadores de calor [39].

ÁREA DE APLICACIÓN	EJEMPLO	DEMANDA DE CALOR	DEMANDA DE ELECTRICIDAD	VIABILIDAD ECONÓMICA DE CHP	% DE CALOR DEL CHP SOBRE TOTAL DEMANDA TÉRMICA
Calefacción de edificios (suministro individual)	Edificios de apartamentos	Moderado	Moderado	Posible	10-20%
	Hoteles y auditorios	Moderado	Moderado	Apropiado	
	Restaurantes y hostelería	Moderado	Moderado	Apropiado	
	Residencias de tercera edad y guarderías infantiles	Moderado	Moderado	Apropiado	
Edificios públicos	Edificios Administración	Moderado	Moderado	Posible	10-30%
	Complejos deportivos o escuelas con pistas	Moderado	Moderado	Posible	
	Piscinas interior/ exterior	Moderado	Moderado	Apropiado	
	Hospitales	Moderado	Moderado	Apropiado	
Producción de calor (generación de calor industrial)	Edificios comerciales (tiendas, ...)	Moderado	Moderado	Apropiado	10-25%
	Producción (fábricas galvanizadas, viveros, ...)	Moderado	Moderado	Posible	
	Conversión para frío (ciclos de absorción)	Moderado	Moderado	Apropiado	
Calefacción local (suministro a grandes superficies)	Chalets y adosados	Moderado	Moderado	Apropiado	10-15%
	Áreas residenciales o bloques de viviendas	Moderado	Moderado	Posible	
	Parques empresariales, complejos de vacaciones	Moderado	Moderado	Apropiado	

Muy alto Alto Moderado

Figura 18. Aplicaciones recomendadas de microgeneración (Buderus) [45]

Estas tecnologías no pueden ser directamente comparadas debido a sus diferencias en tamaño, y a los valores asociados con la eficiencia en la conversión.

A continuación, se resumen algunas de las tecnologías que ya están siendo comercializadas

- The BlueGen Fuel Cell Micro CHP Generation System: BlueGen® es el generador de pequeña escala más eficiente del mundo. Está dirigido a los mercados residenciales y comerciales. La unidad BluGen es aproximadamente del tamaño de una lavadora estándar y se conecta directamente a la red de gas natural o GLP de suministro, entregando electricidad baja en carbono y agua caliente las 24 horas del día. Tiene la más alta eficiencia eléctrica (60%) de los equipos mCHP en el mercado



Figura 19. Tecnología Bluegen mCHP. Imagen cortesía de Ceramic Fuel Cells [38]

- The Baxi Ecogen Micro CHP Boiler: Para generar electricidad este equipo usa un motor stirling de pistón libre, el cual opera con gas natural o GLP.
- Flow Micro CHP Boiler: Representa uno de los avances tecnológicos en “energía verde”, la caldera de flujo fue desarrollada para ser la más avanzada del mercado, proporcionando calefacción de bajo costo y electricidad de bajo costo. Fue lanzada al mercado a finales de 2015. En esencia, cuando el calentador de gas se acciona, no sólo se utiliza para calentar la casa y el agua, si no también se calienta un líquido especial en el módulo de potencia mCHP. Este líquido se evapora y se mueve a través de un expansor de desplazamiento que comienza a girar como un dinamo. Este giro crea la corriente eléctrica que puede alimentar una casa o ser exportada a la red. El líquido vaporizado opera de una manera similar a la tecnología de refrigeración, una vez que ha pasado a través del expansor de desplazamiento se condensa de nuevo en un fluido y se devuelve al punto de partida y el proceso comienza de nuevo, en ciclo para generar electricidad [51].



Figura 20. Flow Micro CHP Boiler [51].

- The Viessmann Panasonic Fuel Cell Micro CHP Co-Generation Boiler: El Vitovalor 300-P cuenta con un sistema de pila de combustible de cogeneración, que proporciona la generación de electricidad, calefacción y calentamiento de agua mediante gas de red convencional. El sistema logra una reducción del 50% de CO₂ en comparación con la producción separada de electricidad y calor y consiste en un diseño simple que consta de un tanque de agua, uni-

dad de caldera de apoyo y una unidad de pila de combustible, que se adapta perfectamente a un sótano o cuarto de servicio de los hogares [51].

2.5.2.2. Sistemas híbridos gas natural/energía solar para generación de energía eléctrica

Bi-Energy de Sistender es una tecnología de producción continua de energía eléctrica que se sirve de hasta dos fuentes de energía renovable (Solar, eólica, hidroeléctrica, etc), y la generada por un grupo electrógeno alimentado por Gas Natural. Dispone de un equipo electrónico que gestiona la demanda energética sin interrumpir el suministro eléctrico en ningún momento. Bi-Energy tiene como prioridad la utilización de Energía Renovable, la cual es almacenada en unos acumuladores para después ser transformada y suministrada a 230 o 380 V – 50 Hz., mediante un equipo inversor. Cuando la energía que demanda el usuario es igual o menor a la suministrada por los paneles solares o la almacenada en los acumuladores, el módulo Bi-energy trabaja sin necesidad de hacer uso del grupo electrógeno. En los casos de arranque del grupo electrógeno, el equipo realiza un “by-pass” de manera que no se recurra a la energía acumulada. A su vez, aprovechará parte de la energía generada por el grupo para cargar las baterías [35].

2.5.2.3. Refrigeración por absorción

Muchas tecnologías para recuperar calor (WHR -Waste Heat Recovery) aplicadas a máquinas de combustión interna (IC) están siendo investigadas, con el fin de generar energía térmica o eléctrica. Una de las más novedosas corresponde al proceso “Heat to Cool”, cuyo ciclo termodinámico actúa como un sistema de enfriamiento tri-térmico (ciclos de expulsión o ciclos de absorción). En estos ciclos el sistema emite calor a un fluido a temperatura de referencia y toma el calor de una fuente de alta temperatura (superior a la de referencia) y de una fuente de menor temperatura (inferior a la de referencia) [52].

Dentro de las tecnologías clásicas de refrigeración por absorción se mencionan la absorción con NH_3 y la absorción con LiBr. La primera representa la base técnica de las máquinas a absorción por efecto simple, en donde en el generador, la solución amoníaco/agua es llevada a ebullición gracias al aporte calórico de un quemador que funciona a gas natural. En la segunda, la técnica es la misma y lo que difiere es la pareja fluido refrigerante/absorbente, en donde el agua actúa como refrigerante.

Una de las aplicaciones novedosas encontradas en la literatura corresponde a un sistema de refrigeración en cascada utilizando estas dos tecnologías (absorción con NH_3 y la absorción con LiBr), para su aplicación en el proceso coal – to – SNG. Esta tecnología puede producir frío entre -40°C y -30°C . Este sistema en cascada se basa en que el calor residual es usado de manera secuencial por ambos sistemas [53].

2.5.2.4. Gasodomésticos con sensores

Comercialmente se están desarrollando, vendiendo y licenciando sensores de gas natural para electrodomésticos que permitan reducir los consumos, las emisiones y garantizar una ignición segura. Una de las tecnologías de sensores que permite determinar la calidad del gas en electrodomésticos a partir de la medición de su índice de Wobbe es comercializada por la empresa Bright Sensors [54]. Su tecnología de sensor usa un

viscosímetro de gas miniaturizado que se utiliza para medir el índice de Wobbe. La tecnología patentada utiliza un calentador para bombear el gas a medir a través de un capilar. La presión en cualquier extremo del capilar se mide a medida que el flujo de gas pasa a través del capilar y proporciona una curva de presión. Esta curva se analiza con el fin de determinar la viscosidad a partir de la cual se calcula el índice de Wobbe.

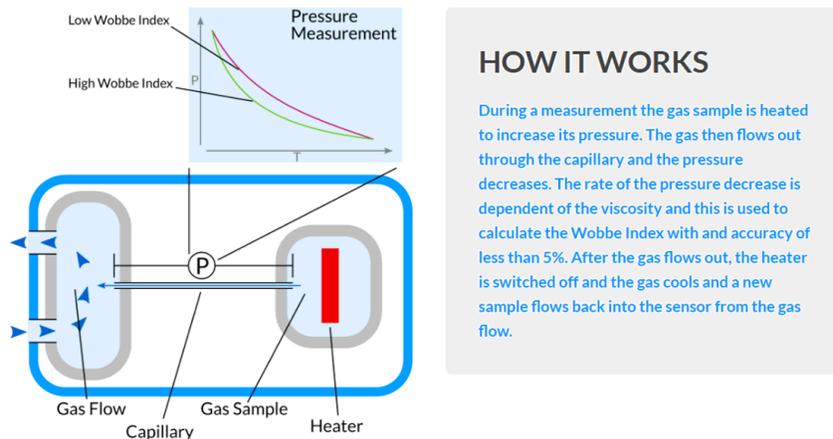


Figura 21. Esquema del sensor desarrollado por Bright Sensor [54]

Algunas de las ventajas competitivas que presenta esta tecnología son [55]:

- Mide el Índice Wobbe antes de la combustión para asegurar una ignición segura y un consumo de gas eficiente.
- No tiene partes móviles y no reacciona con el gas
- Puede ser directamente integrada con electrodomésticos a gas y con vehículos a gas
- Bajo costo

2.5.2.5. Sistemas combinados de calentadores de espacio y agua

Gracias a los avances tecnológicos, se han desarrollado tecnologías de última generación de sistemas a gas para el calentamiento de espacio y agua mucho más eficientes y de bajo mantenimiento en comparación con otras tecnologías similares. Este tipo de tecnología ya se encuentra disponible en el mercado. Algunos de las empresas que se encuentran comercializando este tipo de tecnología son HTP con su tecnología Versa Hydro, la cual fue el primer equipo dentro de Estados Unidos combinando estas dos tecnologías. El Versa-Hydro está disponible en tres tamaños que van desde 55 galones hasta 119 galones. Tiene dos entradas BTU: 130 K y 199K. Está disponible para uso con gas natural y propano líquido. Puede proporcionar agua caliente, calefacción, humedad de aire. Por otra parte, NorthernStar Building America Partnership, un equipo de investigadores del Departamento de Energía de los EE.UU., se ha basado en investigaciones anteriores que muestran que los sistemas combinados de condensación que utilizan calentadores de agua y calderas pueden proporcionar calefacción y agua caliente con una eficiencia de al menos el 90% y han desarrollado un sistema llamado “combi”. Sin embargo, los sistemas combi son todavía relativamente nuevo en el mercado y, a menudo requieren de ingeniería y diseño en el sitio [56].

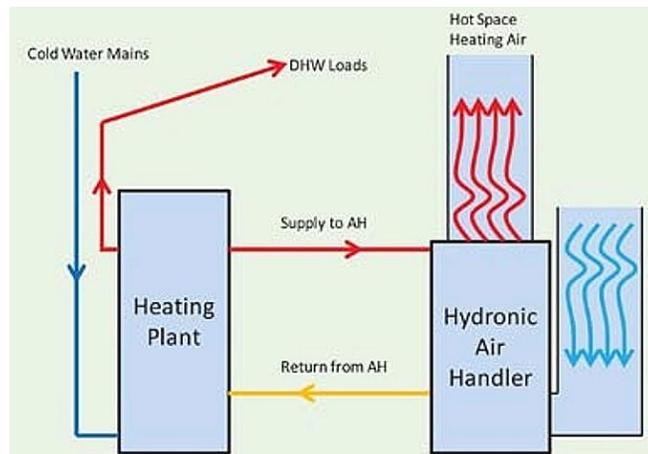


Figura 22. Esquema del sistema combi de NorthernStar Building America Partnership [57]

2.5.2.6. Bomba de calor a gas para calentamiento de agua

Esta tecnología que se espera sea comercializada en 2017, podría proporcionar una nueva forma de usar las tecnologías de absorción existentes para aplicaciones comerciales pequeñas y uso residencial. Stone Mountain Technologies Inc. (SMTI) lideró la investigación de esta tecnología con el apoyo del Gas Technology Institute GTI, Major OEMs y Georgia Tech. Algunas de las barreras que aún presenta esta tecnología tiene que ver con el uso de amoníaco como refrigerante y que la bomba de calor es un sistema sellado lo que hace que todo el sistema deba cambiarse al final de su vida útil [58].

2.5.2.7. Bomba de calor para calentamiento de espacios

Esta tecnología está siendo investigada por SMTI, GTI y Lochinvar con el apoyo financiero del DOE. El sistema puede alcanzar temperaturas entre los 1,4 a 32°F. Se espera que esta tecnología sea equivalente a una salida de caldera hidronica de 80.000 Btu/h [29].

2.5.2.8. Válvulas de seguridad Inteligentes

La compañía Copreci, que tiene dentro de sus clientes a las principales marcas de electrodomésticos como Bosch Siemens, Whirlpool, Electrolux, General Electric o Miele, lanzó al mercado en 2015 una aplicación orientada a mejorar la seguridad en la vivienda [59].

Por una parte, han logrado comunicar entre sí a los detectores de humo y monóxido de carbono con las válvulas de gas. El sistema Detectoff consiste en una válvula patentada con un módulo electrónico incorporado, que habla de forma inalámbrica con los detectores de humo y CO. Copreci ha escogido el protocolo de comunicación ZigBee, en lugar del WiFi, para evitar la necesidad de tener internet para que funcione el sistema. Pero la tecnología no sólo informa o alarma de la existencia de humo o monóxido de carbono, sino que la válvula cierra el flujo de gas del aparato o la entrada de gas principal. Detectoff es válido tanto para gas natural como para gas licuado, de forma que puede ejecutar órdenes sobre las cocinas, chimeneas, barbacoas o, directamente, sobre todo el sistema dentro de un hogar. Además, para reforzar la seguridad, una vez que la tecnología ha cerrado el flujo de gas, sólo se puede reabrir mediante una acción manual. Detec-

toff está provisto de baterías, pero el consumo es tan bajo que puede durar años sin ningún mantenimiento [60].



Figura 23. Esquema de la válvula de seguridad ofrecida por Copreci [37].

3. Bibliografía

- [1] Agencia Nacional de Hidrocarburos, «www.anh.gov.co,» [En línea]. Available: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>. [Último acceso: 26 10 2016].
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, «Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025».
- [3] Concentra , «Perspectiva del GNL en Colombia,» 2016.
- [4] P. F. M. Evans, «The age of gas & the power of networks,» 2013.
- [5] Agentschap NL Ministerie van Economische Zaken, «Gas Composition Transition Agency Report 2013,» 2013.
- [6] «www.portafolio.com,» 28 9 2016. [En línea]. Available: <http://www.portafolio.co/economia/colombia-importara-gas-desde-venezuela-500633>. [Último acceso: 28 09 2016].
- [7] «www.eltiempo.com,» 15 07 2016. [En línea]. Available: <http://www.eltiempo.com/economia/sectores/venezuela-exporta-gas-a-colombia/16638547>. [Último acceso: 28 9 2016].
- [8] R. M. M. Pérez, Ingeniería del gas natural-Características y comportamientos de los hidrocarburos, Maracaibo: Ingenieros Consultores S.R.L..
- [9] Department of Energy DOE , «www.geni.org,» 6 2 2003. [En línea]. Available: http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/colombia/EnergyOverviewofColombia.shtml. [Último acceso: 15 9 2016].
- [10] Unidad de Planeación Minero Energética UPME, «[andi.com.co](http://www.andi.com.co),» 15 06 2016. [En línea]. Available: http://www.andi.com.co/7_Congreso_Transporte_Pasajeros/Documents/Presentaciones/Viernes/ANDRES%20TELLEZ%20AVILA.pdf. [Último acceso: 10 10 2016].
- [11] Gas Natural, «[amtu.cat](http://www.amtu.cat),» 8 6 2016. [En línea]. Available: <http://www.amtu.cat/infoweb/jornades/12aJornada/powers/2016-JCATM-S2A-005.pdf>. [Último acceso: 21 10 2016].
- [12] La republica, «www.larepublica.com,» [En línea]. Available: <http://www.larepublica.co/las-marcas-de>

autos-que-le-apuestan-al-gnv_271271. [Último acceso: 12 10 2016].

- [13] Unidad de planeación minero energética UPME, *Escenarios de cambio tecnológico Colombia-Migración a tecnologías más limpias*, 2016.
- [14] «Avances en los equipos de GNC,» 13 4 2015. [En línea]. Available: <http://www.on24.com.ar/autos/8314/avances-en-los-equipos-de-gnc>. [Último acceso: 22 9 2016].
- [15] Gas Natural Fenosa, «Gas Natural Fenosa,» [En línea]. Available: <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/gas+natural+vehicular+%E2%80%93+gnv/instala+gas+natural+vehicular+/1297102602435/tecnologias.html>.
- [16] O. Bastidas, «Llegó la sexta generación,» *gnv*, nº 43, 2013.
- [17] California Energy Commissions, «California Energy Commission's 2015 Natural Gas Vehicle Research Roadmap,» 2015.
- [18] Compañía de entrenamiento técnico automotriz CETa Ltda, «codechoco.gov.co,» 2001. [En línea]. Available: <http://codechoco.gov.co/portal/archivos/guias/GASNATURALVEHICULAR.pdf>. [Último acceso: 8 10 2016].
- [19] R. C. B. Gulmi, «uri.edu,» 20 11 2014. [En línea]. Available: http://web.uri.edu/ceoc/files/CNG_Workshop_GPCOG_for_USDOE_RI_11202014.pdf. [Último acceso: 20 10 2016].
- [20] Universidad Nacional de Colombia, «Estudio de tecnologías disponibles para incentivar el uso de gas combustible en el sector transporte,» 2014.
- [21] C. Park, «Development of a fuel sensor technology for a variable blend natural gas vehicle,» *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, nº 31, pp. 149-155, 2016.
- [22] College of Engineering Center for Environmental Research and Technology (CE-CERT), University of California, «Development of a fuel sensor technology for a Variable-blend Natural Gas Vehicle,» *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, nº 31, pp. 149-155, 2016.
- [23] Sociedad de Técnicos de Automoción, «Stauto.org,» 2015. [En línea]. Available: http://www.stauto.org/sites/www.stauto.org/files/SIAB%202015_GNC_Gas%20Natural.pdf. [Último acceso: 15 10 2016].
- [24] M. Khan, «Research progress in the development of natural gas as fuel for road vehicles: A Bibliographic review (1991-2016),» *Renewable and sustainable energy reviews*, nº 66, pp. 702-741, 2016.

- [25] Cummins, «cumminsengines.com,» [En línea]. Available: <https://cumminsengines.com/dual-fuel>. [Último acceso: 12 10 2016].
- [26] Nissan News , «nissannews.com,» 13 01 2015. [En línea]. Available: <http://nissannews.com/es/nissan/lac/releases/naias-2015-nissan-titan-xd-2016-es-pionera-en-una-nueva-clase-de-pick-ups-full-size-con-componentes-comerciales-poderosos-su-motor-cummins-5-0l-v8-turbo-de-di-sel-torque-de-555-lb-ft-y-una-actitud-de-trabajo-pe>. [Último acceso: 22 10 2016].
- [27] IVECO, «iveco.com,» [En línea]. Available: <http://www.iveco.com/corporate-en/company/pages/natural-gas.aspx>. [Último acceso: 25 10 2016].
- [28] M. Khan, «Technical overview of compressed natural gas (CNG) as a transportation fuel,» *Renewable and sustainable energy reviews*, nº 51, pp. 785-797, 2015.
- [29] ECO - D, «Cramelectro,» [En línea]. Available: http://www.cramelectro.com/docs/ESP/Manual%20Sistema%20Bi-combustible_Esp.pdf. [Último acceso: 8 10 2016].
- [30] Hoerbiger, «Hoerbiger.com,» [En línea]. Available: <https://www.hoerbiger.com/en-0/pages/111>. [Último acceso: 16 10 2016].
- [31] Galileo Argentina, «galileoar.com,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.galileoar.com/es/gnl>. [Último acceso: 16 10 2016].
- [32] NGV Journal, «ngvjournal.com,» 24 10 2016. [En línea]. Available: <http://www.ngvjournal.com/las-calles-de-texas-recibiran-mas-de-400-nuevos-buses-a-gnv/?lang=es>. [Último acceso: 26 10 2016].
- [33] NGV Journal, «ngvjournal.com,» 26 9 2016. [En línea]. Available: <http://www.ngvjournal.com/iveco-entrega-el-primer-camion-de-larga-distancia-a-gnl-de-alemania/?lang=es>. [Último acceso: 26 10 2016].
- [34] NGV Journal, «ngvjournal.com,» 26 10 2016. [En línea]. Available: <http://www.ngvjournal.com/madrid-recibe-mas-de-100-camiones-a-gnv-para-recogida-de-basura/?lang=es>. [Último acceso: 26 10 2016].
- [35] NGV Journal, «ngvjournal.com,» 24 10 2016. [En línea]. Available: <http://www.ngvjournal.com/iveco-entregara-los-primeros-stralis-np-para-el-transporte-de-automoviles/?lang=es>. [Último acceso: 26 10 2016].
- [36] NGV Journal, «ngvjournal.com,» 29 9 2016. [En línea]. Available: <http://www.ngvjournal.com/trinidad-y-tobago-dos-choferes-reciben-los-primeros-maxi-taxis-a-gnv/?lang=es>. [Último acceso: 25 10 2016].
- [37] Natural Gas Org, «NaturalGas.Org,» 20 09 2013. [En línea]. Available: <http://naturalgas.org/overview/uses-electrical/>. [Último acceso: 22 10 2016].

- [38] Ecuity Consulting LLP , «Ecuity.com,» 2013. [En línea]. Available: <http://www.ecuity.com/wp-content/uploads/2013/03/The-role-of-micro-CHP-in-a-smart-energy-world.pdf>. [Último acceso: 6 10 2016].
- [39] R. e. Napoli, «Techno economic analysis of PEMFC and SOFC micro CHP cell system for the residential sector,» *Energy and Buildings*, nº 103, pp. 131-146, 2015.
- [40] Baxi, «www.baxi.es,» [En línea]. Available: http://www.baxi.es/caso_microcogeneracion_balneario/. [Último acceso: 5 10 2016].
- [41] A. C. V. J. E. U. S. Facci, «Technical and economic assessment of a SOFC based energy system for combined cooling, heating and power,» *Applied Energy* , 2016.
- [42] California Energy Commission, «energy.ca.gov,» 2015. [En línea]. Available: http://www.energy.ca.gov/research/notices/2015-01-13_workshop/presentations/FY2015-2016_Natural_Gas_Research_Initiatives_Presentation.pdf. [Último acceso: 18 10 2016].
- [43] L. A. A. N. B. Stanoli, «H2GN (Hydrogen-Natural gas mixtures) effects on energy performance of a condensing micro CHP (combined heat and power) for residential applications: An Expeditious assessment of water condensation and experimental analysis,» *Energy*, nº 84, pp. 397-148, 2015.
- [44] M. P. W. B. S. M. F. P. A. C. F. Carrero, «Humidified micro gas turbines for domestic users: An economic and primary energy saving analysis,» *Energy*, pp. 1-10, 2016.
- [45] «Fenercom,» 2012. [En línea]. Available: <https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/Guia-basica-de-Microcogeneracion-fenercom-2012.pdf>. [Último acceso: 8 10 2016].
- [46] Renovgal, «renovgal.es,» [En línea]. Available: <http://www.renovgal.es/microcogeneracion>. [Último acceso: 5 10 2016].
- [47] M. N. S. A. A. Farrokhi, «Preliminary experimental investigation of a natural gas fired ORC based micro CHP system for residential buildings,» *Applied Thermal Engineering* , nº 69, pp. 221-229, 2014.
- [48] A. C. V. J. E. U. S. Facci, «Technical and economic assessment of SOFC based energy system for combined cooling, heating and power,» *Applied Energy* , 2016.
- [49] EFE.FIELD , «enefield.edu,» 2016. [En línea]. Available: <http://enefield.eu/category/field-trials/technology/>. [Último acceso: 18 10 2016].
- [50] Fuel Cells Works, «FuelCellsWorks.com,» 23 09 2015. [En línea]. Available: <https://fuelcellsworks.com/archives/2015/09/23/ene-farm-installed-120000-residential-fuel-cell-units/>. [Último acceso: 20 10 2016].

- [51] The renewable energy hub, «The renewable energy hub,» [En línea]. Available: <https://www.renewableenergyhub.co.uk/micro-combined-heat-and-power-micro-chp-information/the-viessmann-panasonic-microchp-boiler.html>. [Último acceso: 7 10 2016].
- [52] R. D. V. M. J. R.-P. L. Novella, «Thermodynamic analysis of an absorption refrigeration system used to cool down th intake air in an internal combustion engine,» *Applied Thermal Engineering*, nº 111, pp. 257-270, 2016.
- [53] S. L. J. Y. S. Q. Y. Yang, «A novel cascade refrigeration process using waste heat and its application to coal to SNG,» *Energy*, nº 115, pp. 486-497, 2016.
- [54] Bright Sensors, «Bright Sensors,» [En línea]. Available: <https://www.bright-sensors.com/technology/>. [Último acceso: 2 10 2016].
- [55] Bright Sensors SA, 27 02 2014. [En línea]. Available: http://www.marcogaz.org/downloads/GSW2014/2-6_Bright%20Sensors%20SA_Farine_Connor.pdf. [Último acceso: 12 10 2016].
- [56] U.S. Department of Energy, «Energy.com,» [En línea]. Available: http://energy.gov/sites/prod/files/2015/05/f22/ba_case_study_integrated_space_waterheating.pdf. [Último acceso: 14 10 2016].
- [57] Green Builder Media, «Green Builder Media,» 25 09 2015. [En línea]. Available: <http://www.greenbuildermedia.com/buildingscience/combined-water-and-space-heating>. [Último acceso: 15 10 2016].
- [58] Gas Technology Intitute, «<http://energyoutlook.naseo.org/>,» 2015. [En línea]. Available: <http://energyoutlook.naseo.org/Data/Sites/8/media/presentations/LeFever-GTI-Gas-Technologies-for-Residential-and-Commercial-Consumers.pdf>. [Último acceso: 15 10 2016].
- [59] Copreci, «Copreci.com,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.copreci.com/es/component/content/article/12-noticias/1390-copreci-finalista-en-los-premios-vesta-2015-con-su-sistema-detect-off-detect-shut-off>. [Último acceso: 16 10 2016].
- [60] Copreci, «Vimeo.com,» 2015. [En línea]. Available: <https://vimeo.com/121127849>. [Último acceso: 14 10 2016].
- [61] E. R. Weaber, «Formulas and graphs for representing the interchangeability of fuel gases,» *Journal of Research of the National Bureau of Standards*, vol. 46, nº 3, p. 33, 1951.
- [62] Marcogaz, «Injection of Gases From Non Conventional Sources into Gas Networks,» 2006.

- [63] Marcogaz, «Marcogaz position regarding the current situation about gas quality harmonisation,» 2014.
- [64] GTI and Navigant, «White paper - Natural Gas in a Smart Energy Future,» 2011.
- [65] Baxi, «Fundación Gas Natural Fenosa.org,» [En línea]. Available:
<http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/wp-content/uploads/2016/06/7.-Alberto-Jim%C3%A9nez-Ponencia-Baxi-Julio16.pdf>. [Último acceso: 5 10 2016].
- [66] Atmos Energy, «atmosenergy.com,» [En línea]. Available:
https://www.atmosenergy.com/sites/default/files/atmos_energy_spring-summer_2016_final.pdf.
[Último acceso: 13 10 2016].
- [67] Surtigas, «GNV Sector Transporte Unidad de Negocios de Movilidad,» 2015. [En línea]. Available:
<http://www.colfecar.org.co/memoriasforotecno/Memorias/Surtigas.pdf>. [Último acceso: 14 10 2016].
- [68] Hispasol Renovables, «Hispasol Renovables.com,» [En línea]. Available:
<http://www.hispasolrenovables.com/component/content/article/27-destacados-english/93-hybrid-systems-gas-solar>. [Último acceso: 15 10 2016].
- [69] European Commission DG Move, «Gas Quality,» 2014.

INFORME

PROPUESTA PARA EL CONTROL DE LA INTERCAMBIABILIDAD DE GASES EN COLOMBIA

Contrato:

Investigación Documental Detallada sobre
Intercambiabilidad de Gases

Preparado Para:

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas)

Elaborado Por:

Juan Manuel Ortiz Afanador
Liliana Valero Alvarado

Bucaramanga, diciembre de 2016

Tabla de Contenido

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	PANORAMA NORMATIVO COLOMBIANO	6
2.1.	NTC 3527 – Gases de ensayo, presiones de ensayo y categorías de los artefactos a gas.....	6
2.2.	NTC 4826 – Calidad del gas natural comprimido para uso vehicular.....	8
3.	PANORAMA LEGAL Y REGULATORIO COLOMBIANO	9
3.1.	CREG	9
3.1.1.	Resolución CREG 067 de 1995 – Código de Distribución de gas combustible por redes.....	9
3.1.2.	Resolución CREG 071 de 1999 – Reglamento único de transporte de gas natural – RUT	9
3.1.3.	Resolución CREG 011 de 2003 – Criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible	11
3.1.4.	Resolución CREG 100 de 2003 – Estándares de Calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en Sistemas de Distribución por redes de tubería.....	11
3.1.5.	Documento CREG D-017 de 2007 – Complemento de las especificaciones de calidad del gas inyectado al SNT	12
3.1.6.	Documento CREG D-041 de 2007 – Análisis de comentarios de la industria al complemento de las especificaciones de calidad del gas inyectado al SNT	13
3.1.7.	Resoluciones CREG 075 y CREG 007 de 2009 – Disposiciones para la compra de gas combustible.....	13
3.1.8.	Documento CREG D-062 de 2008 – Índice de Wobbe	14
3.1.9.	Proyecto de Resolución CREG 084 de 2008 – Índice de Wobbe	15
3.1.10.	Documento CREG D-056 de 2009 – Regulación Aplicable a Biogás	16
3.1.11.	Proyecto de Resolución CREG 066 de 2009 - Normas para regular el servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás.....	17
3.1.12.	Documento CREG D-079 de 2012 - Regulación aplicable al transporte, la distribución y comercialización del biogás.....	19
3.1.13.	Resolución CREG 135 de 2012 normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás.....	19
3.1.14.	Documento CREG D-040 de 2016 – Revisión de la actualidad normativa aplicable a biogás..	21
3.1.15.	Proyecto de Resolución CREG 087 de 2016 - Normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás.....	22

ASE-CNOGAS-1216-C

3.1.16.	Proyecto de Resolución CREG 172 de 2016 – Complemento de las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el SNT de gas.....	25
3.2.	Ministerio de Minas y Energía.....	26
3.2.1.	Resolución 90902 de 2013 Reglamento técnico de instalaciones internas de gas combustible 26	
3.3.	Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.....	28
3.3.1.	Resolución 0680 de 2015 Reglamento Técnico para algunos gasodomésticos que se fabriquen nacionalmente o importen para ser comercializados en Colombia.....	28
4.	IMPACTOS DE LA INTERCAMBIABILIDAD	30
4.1.	Usuarios residenciales y comerciales – Gasodomésticos.....	30
4.2.	Usuarios industriales – Quemadores	31
4.3.	Generadores térmicos a gas – Turbinas a gas.....	32
4.4.	Motores reciprocantes y vehículos a gas – GNV	34
4.5.	Industria petroquímica.....	35
4.6.	Resumen.....	35
5.	ANÁLISIS NACIONAL	36
5.1.	Demanda y producción de gas natural.....	36
5.2.	Transporte de gas natural	37
5.3.	Sector residencial	43
5.4.	Sector industrial	47
5.5.	Sector termoeléctrico.....	47
5.6.	Motores de combustión a gas - Sector GNV	51
5.7.	Sector petroquímico.....	52
5.8.	La calidad del gas en Colombia y su relación con la intercambiabilidad.....	52
5.8.1.	Relación del poder calorífico con el índice de Wobbe	53
5.8.2.	Relación del contenido de inertes con el índice de Wobbe	56
5.9.	Más allá del índice de Wobbe	59
5.10.	Gestión de la intercambiabilidad	63
6.	PROPUESTA	69
6.1.	Reforma al Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT	69
6.1.1.	Numeral 1 “Definiciones”	69
6.1.2.	Numeral 5.4.4 “Determinación de la gravedad específica del gas”	70
6.1.3.	Numeral 5.4.7 (nuevo) “Determinación del índice de Wobbe”	71



POLYGON
ENERGY

ASE-CNOGAS-1216-C

6.1.4.	Numeral 6.3 “Calidad de gas”, Cuadro 7 “Especificaciones de calidad del gas natural”	71
6.1.5.	Numeral 6.3.5 “Intercambiabilidad de gas”	72
6.1.6.	Período de transición	73
7.	CONCLUSIONES	73
8.	RECOMENDACIONES	75
9.	BIBLIOGRAFÍA	76

Lista de Figuras

Figura 1. Comportamiento histórico y proyectado de las reservas de gas natural [2]	1
Figura 2. Declaración de producción de gas natural Resolución del Ministerio de Minas y Energía 31132 de 2016 [2]	2
Figura 3. Retos derivados de la nueva dinámica del sector gas.....	4
Figura 4. Descripción de problemas por intercambiabilidad en quemadores industriales	31
Figura 5. Descripción de problemas por intercambiabilidad en turbinas a gas.....	33
Figura 6. Demanda de gas natural en Colombia para el año 2015. Fuente: [43]	36
Figura 7. Producción de gas natural en Colombia. Actual (2015) y Potencial (2020, 2025). Fuente: [43]	37
Figura 8. Mapa del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. Fuente: [43].....	38
Figura 9. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos Barrancabermeja – Sebastopol (BCA-SEB) y Sebastopol – Vasconia (SEB-VAS)	40
Figura 10. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos La Belleza – Cogua (LB-COG) y La Belleza – Vasconia (LB-VAS).....	41
Figura 11. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos Vasconia – Mariquita (VAS-MAR) y Mariquita – Cali (MAR-CAL)	41
Figura 12. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos Mariquita - Gualanday (MAR-GUA), Montañuelo – Gualanday (MON-GUA) y Gualanday – Neiva (GUA-NEI)	42
Figura 13. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos Cusiana - Apiay (CUS-APY) y Apiay – Usme (APY-USM)	43
Figura 14. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en los gasoductos de Boyacá y Santander (GBS)	43
Figura 15. Mapa de densidad de usuarios de gas en Colombia.....	46
Figura 16. Mapa de altitudes en municipios colombianos con servicio de gas	47
Figura 17. Ubicación de las termoeléctricas. Fuente: CNO del sector eléctrico	49
Figura 18. Histograma de poderes caloríficos 2013-2016 tramos Barrancabermeja-Sebastopol (BCA-SEB) y Sebastopol-Vasconia (SEB-VAS). Fuente de los datos: BEO TGI.....	50
Figura 19. Valores de MON y MN calculados por el método de coeficientes lineales y por el método CARB para gases colombianos típicos.....	52
Figura 20. Relación entre poder calorífico superior e índice de Wobbe superior, gases colombianos típicos	54
Figura 21. Poder calorífico superior, índice de Wobbe superior y contenido de hidrocarburos C3+ en gases típicos colombianos.....	56
Figura 22. Poder calorífico superior, índice de Wobbe superior y contenido total de inertes para gases colombianos típicos.....	57
Figura 23. Poder calorífico superior, índice de Wobbe superior y densidad relativa para gases colombianos típicos	58
Figura 24. Matriz de intercambiabilidad AGA y Weaver. Gases colombianos típicos	61



POLYGON
E N E R G Y

ASE-CNOGAS-1216-C

Figura 25. Resultados método de Dutton. Gases colombianos típicos	63
Figura 26. Elementos básicos para la gestión de la intercambiabilidad	64
Figura 27. Espectro de gases en función del índice de Wobbe superior	68

Lista de Tablas

Tabla 1. Clasificación de los gases. Fuente: Modificado de la Tabla 1 de la referencia [11]	6
Tabla 2. Características de los gases de ensayo de la segunda familia, grupo H. Fuente: Modificado de la Tabla 1 de la referencia [11].....	7
Tabla 3. Comparativo de parámetros de calidad dados en NTC 4826 contra RUT. Fuente: [12]	8
Tabla 4. Resumen de potenciales problemas y sensibilidad a los cambios por sectores (Adaptado de [8]) ..	35
Tabla 5. Comparación entre variaciones de poderes caloríficos y de índices de Wobbe para gases colombianos extremos	50
Tabla 6. Comparación entre las propiedades de los gases combustibles y los inertes	57
Tabla 7. Roles de los agentes de la cadena del gas en cuanto a la gestión de la intercambiabilidad. Adaptada de [8]	66
Tabla 8. Propuesta de reforma al RUT en materia de definiciones	70

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe corresponde al entregable final (Fase C) del contrato suscrito el 5 de septiembre de 2016 entre el Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas) y la empresa de consultoría Polygon Energy S.A.S., con el objeto de realizar una Investigación Documental Detallada sobre Intercambiabilidad de Gases.

La Fase C consiste en la formulación de una propuesta para el control de la intercambiabilidad de gases en Colombia; tal propuesta parte de la investigación realizada durante las dos fases preliminares de la investigación (Fase A y Fase B), las cuales fueron ejecutadas durante los meses de septiembre a octubre de 2016, entregadas y presentadas al Comité Técnico de Calidad de Gas del CNO-Gas el día 4 de noviembre de 2016:

- **Fase A:** Estado del Arte de la Intercambiabilidad de Gases a Nivel Internacional
- **Fase B:** Inventario de Gases Combustibles y Principales Equipos de Uso Final en Colombia

Históricamente Colombia ha sido un país autosuficiente en materia de gas natural, dicha condición privilegiada se ha debido principalmente a los grandes yacimientos de gas de la Guajira (década de los 70, siglo XX) y de los Llanos Orientales (década de los 90, siglo XX) [1]. No obstante, con el transcurrir de los años, la demanda nacional de gas se ha incrementado, los yacimientos muestran su declinación natural, y no se ha consolidado la explotación a partir de nuevas reservas que pudieran empalmar de manera confiable las curvas de proyección de oferta-demanda (Figura 1).



Figura 1. Comportamiento histórico y proyectado de las reservas de gas natural [2]

ASE-CNOGAS-1216-C

La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en su Balance de Gas Natural 2016-2025 [2] establece claramente que las reservas de gas remanentes probadas están concentradas en tres cuencas principalmente, coincidiendo estas a su vez con la localización mayoritaria de las reservas probables y posibles:

- Llanos Orientales (58% del total de las reservas probadas)
- Guajira (23%)
- Valle Inferior del Magdalena (12%)

Es en este tipo de escenarios, en los que la seguridad del abastecimiento interno se ve comprometida, cuando surge la necesidad de conseguir fuentes de aprovisionamiento que suplan el déficit proyectado. Tal es el caso de la terminal para regasificación de Gas Natural Licuado (GNL), que recién está siendo puesta en servicio en el mes de noviembre de 2016, localizada en la Costa Atlántica, en Barú, cerca de Cartagena, con una capacidad de almacenamiento de 170 000 m³ y una capacidad de regasificación de 400 millones de pies cúbicos por día (MMSCFD). El efecto de dicha infraestructura se resalta en la Figura 2 al superponerse en la gráfica de declaración de producción de gas natural.

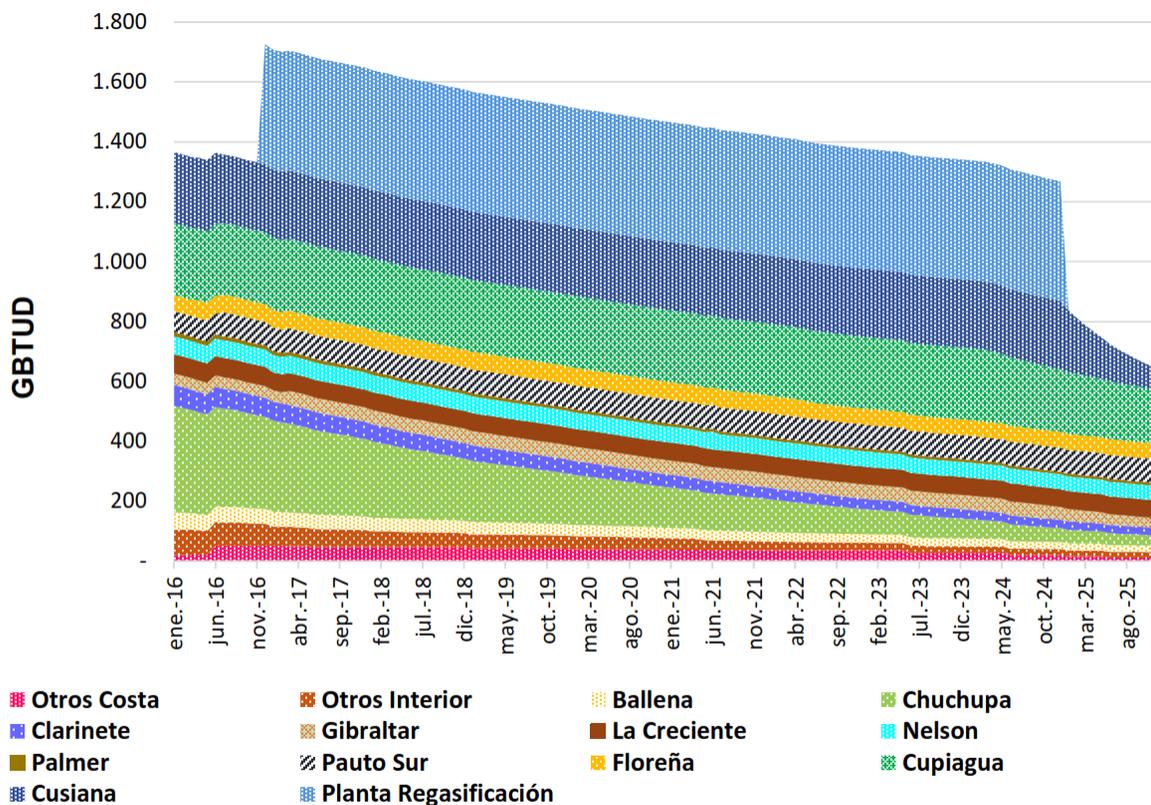


Figura 2. Declaración de producción de gas natural Resolución del Ministerio de Minas y Energía 31132 de 2016 [2]

La apertura de Colombia al GNL importado, claramente motivada por la seguridad energética, es el inicio de una nueva era en el sector del gas colombiano, caracterizada por la posibilidad de acceder a nuevas y diversas fuentes de gas, provenientes de cualquier lugar del mundo, que se sumen al balance de la producción

ASE-CNOGAS-1216-C

nacional y garanticen el abastecimiento. Incluso, se está proyectando la construcción de una segunda terminal de regasificación sobre la Costa Pacífica en Buenaventura [3].

Dentro de estas nuevas fuentes también estaría el ingreso de gas de Venezuela a través del gasoducto binacional Antonio Ricaurte, a través del cual inicialmente fluyó gas colombiano desde La Guajira hacia Venezuela (iniciando en 2007), y ahora se espera que el flujo en el tubo se invierta para recibir gas venezolano. Venezuela es el país con las mayores reservas probadas de gas natural de Sur y Centroamérica [4], 198,4 Terapias cúbicas (TPC) correspondientes a yacimientos de gas asociado, algunos de estos ubicados costa afuera.

Haciendo a un lado los flujos de gas provenientes del exterior, a nivel nacional también se están visionando proyectos e iniciativas para suplir la demanda de gas y asegurar la confiabilidad en el suministro, algunos ejemplos de estos son:

- **Gasoducto Noroccidente:** De acuerdo con la UPME [3], este proyecto conectaría los nodos de Jobo, Medellín, Mariquita y Bogotá, uniendo así la Costa Atlántica con el interior del país por una nueva ruta, diferente a la actual, constituyendo una topología de anillo en el parte central del SNT.
- **Gasoductos virtuales:** Según la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG [5], estos se definen como un sistema de compresión, transporte y descompresión de Gas Natural Comprimido (GNC), para abastecer gas natural, por un medio diferente a gasoducto físico, a mercados relevantes, municipios, usuarios finales, estaciones de GNCV u otros, cuando el gasoducto físico no es posible técnicamente o no es viable financieramente. Los gasoductos virtuales han estado implementándose de manera exitosa en Colombia desde hace más de una década.
- **Gas Aire Propanado (GAP):** De acuerdo con la CREG [5], el gas aire propanado es una mezcla de propano con aire que produce un combustible con características de combustión similares a las del Gas Natural. También es conocido como gas natural sintético. Cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG. En menor proporción a los gasoductos virtuales, el GAP también ha sido implementado en Colombia.
- **Biogás:** La CREG [6] define el biogás como una mezcla de gases producto del proceso de descomposición anaeróbica de materia orgánica o biodegradable, cuyos componentes principales son metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2) y monóxido de carbono (CO). El biogás también tiene otros compuestos en menor medida que los anteriores. Vale la pena también relacionar a continuación al biometano.
- **Biometano:** Se refiere al biogás que se ha sometido a procesos de tratamiento para lograr concentraciones de metano iguales o superiores al 95% y la eliminación de componentes tóxicos. Para los efectos de la presente resolución, la referencia al biogás se hace extensible al biometano [6].

Como se mencionó anteriormente, para el caso del GNL, y a partir del panorama descrito se reafirma que el sector gas en Colombia está iniciando una nueva dinámica, como consecuencia de la necesidad de garantizar el abastecimiento de gas natural, lo cual conlleva a la posibilidad de:

- Incrementar radicalmente la diversidad de fuentes de gas
- Generar un panorama complejo de mezclas de gas (provenientes de fuentes diversas) en los gasoductos del SNT

ASE-CNOGAS-1216-C

- Presentar variaciones en las características del gas en los sitios de consumo (residencial, comercial, industrial, térmico, petroquímico, gas vehicular, etc.) que históricamente han sido surtidos con fuentes de gas estables. Tales variaciones pueden corresponder a gases radicalmente diferentes en su origen, naturaleza y composición.

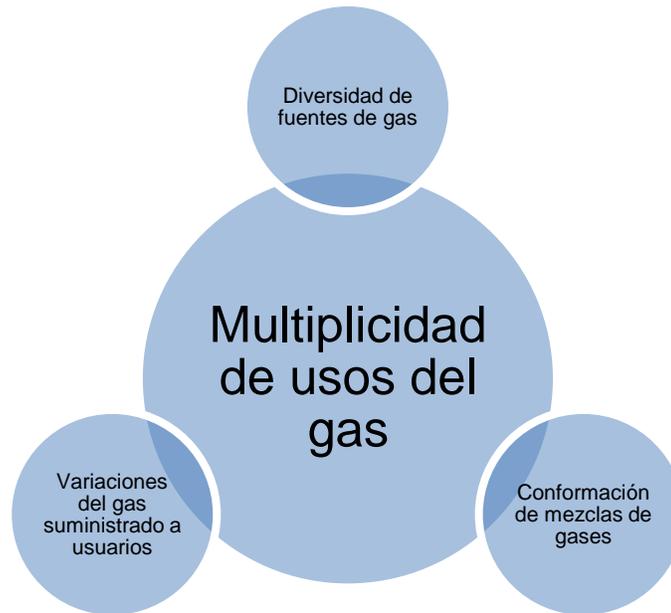


Figura 3. Retos derivados de la nueva dinámica del sector gas

Los elementos de este conjunto constituyen un reto de grandes proporciones para los diferentes agentes y participantes del mercado que conforman la cadena del gas natural, pues demandan una apropiada gestión del cambio y el fortalecimiento en los procesos de gestión de la calidad del gas natural, para asegurar que, a pesar de la diversidad y complejidad del energético, este pueda ser transportado, distribuido y consumido de forma segura y eficiente, sin causar afectaciones técnico-económicas sobre el desempeño de usuarios finales, sobre el medio ambiente (emisiones), y sin sacrificar la sostenibilidad de la cadena que podría surgir como consecuencia de la implementación de un alto nivel de restricciones sobre las fuentes y modos de aprovisionamiento.

La calidad del gas, entendida como aquellos atributos del gas natural, definidos a partir de su composición y propiedades físicas [7], es la pieza clave a armonizar en términos técnicos y regulatorios. No obstante, la calidad del gas es un concepto que se define en una simple frase, pero abarca un universo entero de disciplinas científicas, tecnologías, y relaciones causa-consecuencia, que surgen de la interacción del producto (gas) con los eslabones que integran su cadena.

Para el caso específico del presente informe se tratará tan solo una de las múltiples aristas que configuran la calidad del gas natural, siendo esta la de la "intercambiabilidad". La intercambiabilidad de gases es definida comúnmente como la habilidad de sustituir un combustible gaseoso por otro en un equipo de combustión,

ASE-CNOGAS-1216-C

sin que se materialicen cambios en el desempeño operacional de dicho equipo; es decir; sin que se presenten diferencias desde el punto de vista de la seguridad operacional, la eficiencia, el desempeño o las principales características de las emisiones al medio ambiente [8] [9]. Dicha definición es susceptible de precisiones desde la perspectiva que en la práctica lo que se obtiene al sustituir un combustible por otro es una “intercambiabilidad aproximada” [10], dado que para que la intercambiabilidad sea perfecta sería necesario que ambos combustibles fueran químicamente idénticos; por lo tanto, al hablar de gases intercambiables se hace dentro de unos límites de especificación que permiten delimitar y diferenciar un comportamiento “satisfactorio” de uno riesgoso o indeseado. La intercambiabilidad es una relación compleja entre las propiedades físicas del gas tales como la densidad relativa, el poder calorífico y la velocidad de la llama [9].

Desde hace casi un siglo, otros países consumidores de gas natural, alrededor del mundo, principalmente en las grandes economías de Norteamérica, Europa y Asia han tenido que enfrentar y dar soluciones prácticas a este mismo problema. Inicialmente como consecuencia de la sustitución del gas manufacturado (gases de la primera familia) por gas natural (gases de la segunda familia), y recientemente debido a la dinamización del mercado del GNL a nivel global. Para esto han desarrollado diferentes parámetros y métodos de intercambiabilidad de gases que, mediante cálculos, basados en resultados de experimentos, permiten predecir razonablemente los fenómenos de combustión que pueden presentarse al sustituir el gas para el cual está configurado el uso de un equipo por un gas de diferentes características. Estos elementos fueron documentados en la Fase A del presente estudio.

Por tratarse de soluciones fundamentadas sobre una base empírica, los índices y métodos de intercambiabilidad que históricamente han sido desarrollados, tienen el inconveniente de limitarse a la predicción de fenómenos de combustión sobre el conjunto específico de gases y quemadores que formaron parte de la investigación que respaldó su formulación. Para esto se realizó un esfuerzo por caracterizar los gases y equipos de combustión dentro del contexto nacional, una tarea difícil que fue gestionada con el apoyo de entidades, asociaciones y gremios relacionados, tal es el caso de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico (CNO), la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI) que congrega entre otras a la Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas y a la Cámara del Sector de Electrodomésticos, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y desde luego al propio Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-Gas), en este punto la consultoría agradece la atención y el apoyo prestados para la realización del estudio; con base en la información obtenida se consolidó la Fase B de la consultoría.

Teniendo en consideración el contexto antes mencionado, se desarrollará en este informe la propuesta de parte de la consultoría en cuanto al control de la intercambiabilidad de gases en Colombia.

2. PANORAMA NORMATIVO COLOMBIANO

En Colombia las normativas nacionales relacionadas de forma directa con calidad de gas natural y transversalmente con la intercambiabilidad de gas se circunscriben a las siguientes dos referencias:

- Norma Técnica Colombiana NTC 3527 “Gases de ensayo, presiones de ensayo y categorías de los artefactos a gas” [11]
- Norma Técnica Colombiana NTC 4826 “Calidad del gas natural comprimido para uso vehicular” [12]

A continuación, se ofrece una breve descripción de las mismas.

2.1. NTC 3527 – Gases de ensayo, presiones de ensayo y categorías de los artefactos a gas

En consulta realizada a ICONTEC la Consultoría constató que esta norma fue anulada en el 2010 debido a que se había decidido incluir su contenido de forma específica dentro de cada una de las normas de producto aplicables a cada tipo de gasodoméstico (calentadores de agua de paso continuo y de tipo acumulador, equipos de cocción y calefactores de patio).

La NTC 3527, cuya última edición fue publicada en 2004 (segunda actualización), definía los gases de ensayo, las presiones de ensayo, y las categorías de los artefactos a gas, relativos a la utilización de combustibles gaseosos de la primera, segunda, y tercera familias. El alcance de la norma estaba restringido a artefactos con un consumo calorífico nominal superior de 300 kW.

Anteriormente esta norma servía de documento de referencia para las normas específicas de los artefactos a gas. Se resalta que, en materia legal, la NTC 3527 es citada en varios documentos emitidos por los Ministerios de Comercio, Industria y Turismo y el de Minas y Energía, así como también por la CREG.

La NTC 3527 se basa en el documento de referencia UNE-EN 437 en su versión de 2003, siendo esta la norma española correspondiente a la norma europea EN 437. Vale la pena aclarar que la EN 437 fue modificada parcialmente en 2009 [13].

En esta norma se clasificaban los gases en las tres familias, las cuales a su vez se pueden dividir en grupos en función del índice de Wobbe.

La Tabla 1 contiene información general aplicable a gases combustibles. En letra azul se destacan los gases que se comercializan en Colombia [14].

Tabla 1. Clasificación de los gases. Fuente: Modificado de la Tabla 1 de la referencia [11]

Familia y grupo de gas	Índice de Wobbe Superior a 15°C y 1013,25 mbar (MJ/m ³)		Índice de Wobbe Superior a 60°F y 14,65 psia (BTU/ft ³)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Primera familia				
- Grupo a	22,4	24,8	598,2	662,3
Segunda familia				
- Grupo H	45,7	54,7	1220,4	1460,7

ASE-CNOGAS-1216-C

Familia y grupo de gas	Índice de Wobbe Superior a 15°C y 1013,25 mbar (MJ/m ³)		Índice de Wobbe Superior a 60°F y 14,65 psia (BTU/ft ³)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
- Grupo L	39,1	44,8	1044,1	1196,3
- Grupo E	40,9	54,7	1092,2	1460,7
Tercera familia	72,9	87,3	1946,7	2331,2
- Grupo B/P	72,9	87,3	1946,7	2331,2
- Grupo P	72,9	76,8	1946,7	2050,9
- Grupo B	81,8	87,3	2184,4	2331,2

Para el caso específico del gas natural (segunda familia), y en particular del grupo H que es el que se comercializa en Colombia, los gases de ensayo con los cuales se realizan las pruebas de desempeño a los gasodomésticos son los que se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2. Características de los gases de ensayo de la segunda familia, grupo H. Fuente: Modificado de la Tabla 1 de la referencia [11]

Familia y grupos	Gas de ensayo	Designación	Composición	Índice de Wobbe Superior a 15°C y 1013,25 mbar (MJ/m ³)	Poder Calorífico Superior a 15°C y 1013,25 mbar (MJ/m ³)	Índice de Wobbe Superior a 60°F y 14,65 psia (BTU/ft ³)	Poder Calorífico Superior a 60°F y 14,65 psia (BTU/ft ³)	Densidad Relativa
GASES DE LA SEGUNDA FAMILIA								
Grupo H	Referencia	G20	CH ₄ = 100%	50,72	37,78	1354,4	1008,9	0,555
	Límite de combustión incompleta y hollín	G21	CH ₄ = 87% C ₃ H ₈ = 13%	54,76	45,28	1462,3	1209,1	0,684
	Límite de retroceso de llama	G222	CH ₄ = 77% H ₂ = 23%	47,87	31,86	1278,3	850,8	0,443
	Límite de desprendimiento de llama	G23	CH ₄ = 92,5% N ₂ = 7,5%	45,66	34,95	1219,3	933,3	0,586

El gas de referencia para el grupo H de la segunda familia es el metano puro, dicho gas es empleado para el reglaje original de los gasodomésticos. Nótese que los gases límite de combustión incompleta y de desprendimiento de llama corresponden a los extremos de Wobbe para el grupo H (superior e inferior, respectivamente).

El contenido de la norma NTC 3527 era trascendental desde la perspectiva de las pruebas de desempeño que realizan fabricantes e importadores de los principales gasodomésticos usados en Colombia. No obstante, al anular la NTC 3527 el ICONTEC incorporó su contenido directamente al interior de las normas técnicas aplicables a equipos de cocción [15], calentadores de agua [16] [17] y calefactores de patio [18]. Este aspecto fue corroborado por la consultoría.

ASE-CNOGAS-1216-C

2.2. NTC 4826 – Calidad del gas natural comprimido para uso vehicular

Publicada en el año 2001 y aún vigente en Colombia, el documento de referencia de esta norma correspondió a la primera edición de la norma ISO 15403 “Natural Gas. Designation of the Quality of Natural Gas for Use as a Compressed Fuel for Vehicles”. En la actualidad la versión vigente a nivel internacional es la del año 2006, la cual se compone de 2 partes [19] [20].

El objeto de la NTC 4826 es el de “establecer los requisitos sobre la calidad del gas natural que debe suministrar la estación de servicio a los vehículos para ser operados con éxito”. La norma contiene un conjunto de definiciones aplicables a la calidad del gas natural comprimido para su uso vehicular, ofrece límites para componentes potencialmente corrosivos y para material particulado; también trata lo correspondiente a las propiedades del gas (índice de Wobbe, número de metano, número de octano), enfocándose en su determinación y dando algunas directrices de sus magnitudes sin indicar límites particulares.

A continuación, se realiza un resumen comparativo de los requerimientos más significativos dados en cuanto a calidad de gas en la NTC 4826, realizando su contraste respecto a las especificaciones de calidad vigentes en la actualidad para Colombia en la Resolución CREG 071 de 1999 (Reglamento Único de Transporte de Gas Natural – RUT) [21]. En letra azul se destacan los elementos que presentan diferencias significativas.

Tabla 3. Comparativo de parámetros de calidad dados en NTC 4826 contra RUT. Fuente: [12]

Parámetro de calidad	NTC 4826	RUT
Agua	Máximo 97 mg/m ³	Máximo 97 mg/m ³
Azufre total	Máximo 120 mg/m³	Máximo 23 mg/m³
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	Máximo 6 mg/m ³	Máximo 6 mg/m ³
Dióxido de carbono (CO ₂)	Máximo 2% en volumen	Máximo 2% en volumen
Oxígeno (O ₂)	Máximo 0,5% en volumen	Máximo 0,1% en volumen
Metanol/Glicol	Libre	No está explícito
Mercurio (Hg) o compuestos de mercurio	Libre	No está explícito
Tamaño del material particulado	Máximo 15 micrómetros	Máximo 15 micrómetros
Contenido total de material particulado	Máximo 1,6 mg/m ³	Máximo 1,6 mg/m ³
Odorante	Igual al de la red local de distribución	No Aplica
Aceite	Máximo 200 ppm	No está explícito

3. PANORAMA LEGAL Y REGULATORIO COLOMBIANO

3.1. CREG

La comisión de regulación de energía y gas ha emitido múltiples documentos que se relacionan de forma directa o indirecta con la intercambiabilidad de gas, en esta sección se traen a colación los más representativos:

3.1.1. Resolución CREG 067 de 1995 – Código de Distribución de gas combustible por redes

En la introducción del Código de Distribución [22] se establece su marco de aplicación (cursiva y subrayado fuera de texto):

1.2. Aplicación del Código de Distribución

1.2 El Código de Distribución de gas combustible se aplica a pequeños y grandes consumidores, distribuidores y comercializadores de gas combustible por redes. Entendiéndose como gas combustible aquel de la primera, segunda y tercera familias (Normas Técnicas Colombianas).

Con respecto a las características de los gases, el Código de Distribución [22] establece lo siguiente (cursiva y subrayado fuera de texto):

2.7. Las características de los gases serán aquellas que los identifiquen para su utilización como combustibles y, entre otras, las de composición química, poder calorífico superior, poder calorífico inferior, índice de Wobbe y de combustión, densidad, olor, toxicidad, corrosión y humedad.

En la misma resolución, con relación a las especificaciones mínimas de calidad del gas combustible, más adelante establece (cursiva fuera de texto):

2.10. En Resolución aparte, la CREG definirá las calidades mínimas del gas combustible. El distribuidor deberá rechazar el gas que no cumpla con las especificaciones de calidad mínimas.

3.1.2. Resolución CREG 071 de 1999 – Reglamento único de transporte de gas natural – RUT

El RUT [21] es el documento regulatorio que contiene más aspectos relacionados con la calidad del gas debido a que la actividad de transporte es el eslabón de la cadena que une la producción con el consumo del gas. De hecho, en el literal “e” del numeral 1.2.1 del RUT “Objetivos” se cita que es objetivo de dicha resolución “fijar las normas y las especificaciones de calidad del gas transportado”.

Desde su expedición inicial en 1999, el RUT ha tenido varias modificaciones, en lo que respecta a calidad de gas se destaca la Resolución CREG 054 de 2007 [23].

De entrada, el RUT plantea en sus definiciones (Numeral 1.1) la definición de “gas natural o gas” y de “calidad del gas” (cursiva fuera de texto):

ASE-CNOGAS-1216-C

GAS NATURAL O GAS: Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El Gas Natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas en este RUT, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

CALIDAD DEL GAS: Especificaciones y estándares del Gas Natural adoptados por la CREG en el presente Reglamento, y en las normas que lo adicionen, modifiquen o sustituyan.

Así mismo, el numeral 6.3 del RUT es la piedra angular de los parámetros de calidad de gas natural en Colombia pues contiene los requerimientos que debe cumplir el gas para poder ingresar a una red de transporte. El texto vigente establece (cursiva y subrayado fuera de texto):

6.3 CALIDAD DEL GAS

El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el Punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el Transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las especificaciones de calidad indicadas en el Cuadro 7.

Cuadro 7. Especificaciones de Calidad del Gas Natural

<i>Especificaciones</i>	<i>Sistema Internacional</i>	<i>Sistema Inglés</i>
<i>Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)</i>	<i>42.8 MJ/m³</i>	<i>1.150 BTU/ft³</i>
<i>Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)</i>	<i>35.4 MJ/m³</i>	<i>950 BTU/ft³</i>
<i>Contenido de Líquido (Nota 2)</i>	<i>Libre de líquidos</i>	<i>Libre de líquidos</i>
<i>Contenido total de H₂S máximo</i>	<i>6 mg/m³</i>	<i>0.25 grano/100PCS</i>
<i>Contenido total de azufre máximo</i>	<i>23 mg/m³</i>	<i>1.0 grano/100PCS</i>
<i>Contenido CO₂, máximo en % volumen</i>	<i>2%</i>	<i>2%</i>
<i>Contenido de N₂, máximo en % volumen</i>	<i>3</i>	<i>3</i>
<i>Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)</i>	<i>5%</i>	<i>5%</i>
<i>Contenido de oxígeno máximo en % volumen</i>	<i>0.1%</i>	<i>0.1%</i>
<i>Contenido máximo de vapor de agua</i>	<i>97 mg/m³</i>	<i>6.0 Lb/MPCS</i>
<i>Temperatura de entrega máximo</i>	<i>49 °C</i>	<i>120°F</i>
<i>Temperatura de entrega mínimo</i>	<i>7.2 °C</i>	<i>45 °F</i>
<i>Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)</i>	<i>1.6 mg/m³</i>	<i>0.7 grano/1000 pc</i>

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico o pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.

ASE-CNOGAS-1216-C

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

Salvo acuerdo entre las partes, el Productor-comercializador y el Remitente están en la obligación de entregar Gas Natural a la presión de operación del gasoducto en el Punto de Entrada hasta las 1200 Psig, de acuerdo con los requerimientos del Transportador. El Agente que entrega el gas no será responsable por una disminución en la presión de entrega debida a un evento atribuible al Transportador o a otro Agente usuario del Sistema de Transporte correspondiente.

Si el Gas Natural entregado por el Agente no se ajusta a alguna de las especificaciones establecidas en este RUT, el Transportador podrá rehusar aceptar el gas en el Punto de Entrada.

3.1.3. Resolución CREG 011 de 2003 – Criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible

Esta resolución [24] incorpora en su Artículo 2 “Definiciones” el concepto de “Gas combustible” (cursiva y subrayado fuera de texto):

GAS COMBUSTIBLE: Es cualquier gas que pertenezca a una de las tres familias de gases combustibles (gases manufacturados, gas natural y gas licuado de petróleo) y cuyas características permiten su empleo en artefactos a gas, según lo establecido en la Norma Técnica Colombiana NTC-3527, o aquellas que la modifiquen, sustituyan o complementen.

3.1.4. Resolución CREG 100 de 2003 – Estándares de Calidad en el servicio público domiciliario de gas natural y GLP en Sistemas de Distribución por redes de tubería

En la resolución CREG 100 de 2003 [25] se crea el Índice de Respuesta a Servicio Técnico, el cual incluye como uno de los parámetros a evaluar (por parte del usuario) la calidad de la llama (cursiva y subrayado fuera de texto):

2.4 IRST – Índice de Respuesta a Servicio Técnico: Porcentaje de solicitudes, por tipo de evento, cuyo tiempo de atención está dentro del valor definido por la CREG como parámetro de referencia. Las solicitudes se clasificarán acorde con los siguientes tipos de eventos: escape de gas, incendio, calidad de la llama e interrupción del servicio. La calidad de la llama es cualquier manifestación física que puede observar el usuario en la llama, tal como desprendimiento, retroceso y coloración. El tiempo de atención se determina desde el momento de recibir la llamada, o registrar el evento, hasta el momento en el cual la empresa llega al sitio donde ocurrió el evento.

$$IRST = \left[\frac{N_{SR} - N_{FR}}{N_{SR}} \right] \times 100$$

Donde:

NFR = Número total de solicitudes mensuales, por tipo de evento, atendidas por fuera del tiempo de referencia establecido.

NSR = Número total de solicitudes, por tipo de evento, recibidas durante el período.

ASE-CNOGAS-1216-C

Parágrafo 2. Los usuarios tendrán derecho a exigir el cumplimiento de los parámetros aquí establecidos. Adicionalmente podrán formular reclamos con base en la evidencia de los indicadores reales que ellos puedan contabilizar. En caso de controversia entre el Distribuidor o Comercializador y los usuarios, la carga de la prueba será a cargo del Distribuidor o el Comercializador, según sea el caso. El Comercializador debe incluir, en las facturas del servicio a cada usuario, los valores de referencia que defina la CREG para cada indicador.

Parágrafo 3. El Comercializador podrá reclamar ante otros Agentes de la cadena por las desviaciones que aquellos causen en los estándares aquí establecidos.

Con relación a las especificaciones de calidad del gas, la resolución CREG 100 de 2003 engrana con el RUT de la siguiente manera (cursiva y subrayado fuera de texto):

2.5 Condiciones Generales. De conformidad con lo establecido en el numeral 6.3 de la Resolución CREG-071 de 1999, o aquellas que la sustituyan o modifiquen, el Distribuidor podrá rechazar al Transportador el gas que no cumpla con las especificaciones allí establecidas. En caso de que el Distribuidor acepte distribuir gas que no cumpla con las especificaciones de calidad establecidas en la Resolución CREG-071 de 1999, deberá asegurarse de adoptar los correctivos necesarios para la adecuada prestación del servicio. El Distribuidor deberá asegurarse de mantener el gas, en su Sistema de Distribución, con las especificaciones que le entregue el Transportador. Cuando haya causal de rechazo del gas, el Distribuidor deberá informar tal circunstancia a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

3.1.5. Documento CREG D-017 de 2007 – Complemento de las especificaciones de calidad del gas inyectado al SNT

Se trata de un documento de apoyo al Proyecto de Resolución CREG 020 de 2007 [26], dicho proyecto estaba enfocado a complementar las especificaciones de calidad del gas inyectado al SNT, especialmente a la temperatura de punto de rocío de hidrocarburos.

El título del documento de apoyo CREG D-017 [27] es: “Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del sistema de transporte”. Se trae a colación esta referencia pues en sus antecedentes realiza el planteamiento asociativo entre las especificaciones mínimas de calidad de gas y la intercambiabilidad, lo cual lo hace de la siguiente manera (cursiva y subrayado fuera de texto):

La exigencia de especificaciones mínimas de calidad del gas inyectado a un Sistema de Transporte tiene dos objetivos principales:

i) Proteger la integridad del Sistema de Transporte y de las instalaciones de los Agentes. Por ejemplo, se controla el contenido de CO₂ y agua para evitar corrosión interna en las tuberías. También se controla la formación de líquidos hidrocarburos ya que causan, entre otros efectos, pérdida de eficiencia en los sistemas de transporte.

ASE-CNOGAS-1216-C

ii) Permitir el intercambio de gases de tal forma que no se afecte la combustión en quemadores diseñados para la segunda familia de combustibles gaseosos.

3.1.6. Documento CREG D-041 de 2007 – Análisis de comentarios de la industria al complemento de las especificaciones de calidad del gas inyectado al SNT

Posterior a la publicación del Proyecto de Resolución CREG 020 de 2007 [26] y su correspondiente documento de apoyo CREG D-017 [27] se publicó el documento CREG D-041 [28] que contenía el análisis de los comentarios de la industria a la propuesta adoptada mediante la resolución CREG 020 de 2007. Este documento respaldó la entrada de la Resolución CREG 054 de 2007 [23], la cual se mencionó previamente en cuanto a que esta complementó las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte (temperatura de punto de rocío de hidrocarburos), las cuales estaban definidas en la Resolución CREG 071 de 1999 – RUT [21].

En el numeral 2.8 del documento en mención se trata el índice de Wobbe:

2.8 índice de Wobbe

Algunos agentes proponen introducir el índice de Wobbe en el Cuadro 7 del RUT, estableciendo un valor máximo de variación para dicho índice.

Sobre el particular se precisa que:

i) Se considera que el índice de Wobbe es una especificación de calidad del gas que requiere estudio y análisis detallado antes de adoptar alguna medida regulatoria sobre el particular

ii) El índice de Wobbe no es un aspecto que se sometió a consulta mediante la Resolución CREG 020 de 2007

Por tanto, no es posible adoptar la propuesta de los agentes. La Comisión considerará esta propuesta cuando se estudie y analice la regulación sobre el índice de Wobbe.

3.1.7. Resoluciones CREG 075 y CREG 007 de 2009 – Disposiciones para la compra de gas combustible

Las resoluciones CREG 075 [29] y CREG 007 [30] de 2008 establecen las disposiciones para la compra de gas combustible, en el caso de la primera con destino a usuarios regulados y en el caso de la segunda es en esencia la aplicación de la CREG 075 a los usuarios regulados que son atendidos por parte de los concesionarios de las Áreas de Servicio Exclusivo.

En ambas resoluciones, en el párrafo 2 del numeral relacionado con “Negociaciones bilaterales” (numeral 37.3 en la CREG 075 y numeral 2.3 en la CREG 007) se hace alusión a la intercambiabilidad del gas así:

Parágrafo 2. Los Comercializadores que atiendan Usuarios Regulados deberán asegurar la continuidad en la prestación del servicio a través de contratos vigentes de suministro y transporte de gas combustible y/o con mecanismos complementarios que lo soporten.

ASE-CNOGAS-1216-C

Si agotados los mecanismos descritos en el presente artículo no se asegura la continuidad, el Distribuidor-Comercializador podrá complementar los contratos suscritos con infraestructura, contratos de almacenamiento, contratos de respaldo o con el uso de combustibles técnicamente intercambiables con el gas combustible contemplado en su Contrato de Condiciones Uniformes, previa autorización de la CREG cuando implique modificación a las fórmulas tarifarias para cada actividad.

Adicional a lo anterior, vale la pena destacar que la Cláusula 28 de los contratos de concesión de las áreas de servicio exclusivo establece que:

(...) El Concesionario empleará gas natural en la ejecución del contrato. La utilización de otro tipo de gas combustible sólo podrá ser realizada de contarse con autorización escrita del Concedente, previa justificación de la necesidad de emplear otro tipo de gas. Se procurará el uso de gases intercambiables que no afecten el normal desempeño de los artefactos (...)".

3.1.8. Documento CREG D-062 de 2008 – Índice de Wobbe

Este documento CREG [31] se desarrolló luego del interés manifestado en 2007 por incluir el índice de Wobbe. En este documento se analiza y desarrolla una propuesta regulatoria tendiente a establecer las especificaciones de calidad aplicables al intercambio de gases. La CREG solicitó al CNO-Gas su análisis y recomendación del caso. Con base en la información suministrada por el CNO-Gas, y los análisis internos de la Comisión, se estableció la propuesta que derivó el Proyecto de Resolución CREG 084 de 2008 [32].

En el documento CREG D-062 se expresan los siguientes considerandos:

Las especificaciones de calidad relacionadas con el intercambio de gases no se han definido en el RUT. En tal sentido, se ha considerado necesario regular el tema en razón a la diversidad de características que puede tener el gas que se consume en el país, como se observa a continuación:

- a) Los generadores termoeléctricos han manifestado inquietudes con respecto al efecto que pueda tener la mezcla de gases de Cusiana y Guajira en sus plantas.*
- b) Se ha observado y se prevé un incremento en las fuentes de gas a ser inyectado al Sistema Nacional de Transporte. Por ejemplo, Gibraltar, La Creciente, Don Pedro, Serafín.*
- c) Se han planteado iniciativas tendientes a utilizar gas natural proveniente de rellenos sanitarios (e.g. relleno de Doña Juana), gas metano procedente de yacimientos de carbón y aire propanado (e.g. suministro parcial a Cúcuta).*
- d) Se proyectan importaciones de gas natural a partir del año 2012.*

En relación al caso específico colombiano se destaca en dicho documento el manifiesto de la preocupación en materia de intercambiabilidad por parte de los generadores térmicos a gas, especialmente por el efecto de mezclas de gas de Cusiana con gas de Guajira. Menciona que los generadores térmicos analizaron las especificaciones de calidad de gas natural para las unidades de generación instaladas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), observando que la variación del índice de Wobbe modificado (IW_{mod}) para algunas

ASE-CNOGAS-1216-C

plantas no debe superar el 2% y en otras el 5%. De esta forma, el CNO Eléctrico propuso a la CREG adoptar regulatoriamente el índice de Wobbe (IW) con una variación de $\pm 2\%$.

A lo largo del documento CREG D-062 se analizó el contexto de la intercambiabilidad en la industria del gas a nivel internacional (Estados Unidos, Reino Unido, Alemania, Italia, Japón, Nueva Zelanda, Argentina, Brasil, México), concluyendo en que no se evidencian referencias que respalden un nivel tan estricto en cuanto al índice de Wobbe como lo propone el CNO Eléctrico ($\pm 2\%$).

La propuesta derivada del documento CREG D-062 está contenida dentro del Proyecto de Resolución CREG 084 de 2008 [32] que se analizará a continuación.

3.1.9. Proyecto de Resolución CREG 084 de 2008 – Índice de Wobbe

Respaldo en el análisis presentado en el documento CREG D-062 [31], el proyecto de resolución CREG 084 de 2008 [32] expone los siguientes considerandos (cursiva y subrayado fuera de texto):

Que el intercambio de gases, entendido como la capacidad para sustituir un combustible gaseoso por otro, en una aplicación de combustión, sin cambiar la seguridad operativa, la eficiencia y desempeño en términos del incremento de emisiones contaminantes, es de gran importancia cuando se presenta mezcla de gases en un sistema;

Que el intercambio de gases en Colombia empieza a tener relevancia a partir de la mezcla de cantidades importantes de gas natural de Cusiana, de la Guajira y otros campos;

Que se ha observado y se prevé un incremento en las fuentes de gas a ser inyectado al Sistema Nacional de Transporte;

Que se han planteado iniciativas tendientes a utilizar gas natural proveniente de rellenos sanitarios, gas metano procedente de yacimientos de carbón y aire propanado;

Que hacia el futuro se proyectan importaciones de gas natural;

Que mediante la Resolución CREG 054 de 2004 se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999;

Que las especificaciones de calidad relacionadas con el intercambio de gases no se han definido en el RUT;

Que el Número de Wobbe es aceptado por la industria del gas natural en el ámbito internacional como un índice adecuado y práctico para caracterizar el intercambio de gases;

Que el numeral 6.3.2 del RUT requiere la medición en línea, entre otros aspectos, de las variables necesarias para calcular el Número de Wobbe;

ASE-CNOGAS-1216-C

Que es necesario definir el rango del Número de Wobbe aplicable al gas inyectado al Sistema Nacional de Transporte de Gas;

Propone incluir la definición del índice de Wobbe en el numeral 1.1 del RUT así (cursiva fuera de texto):

“Número de Wobbe: Relación entre el poder calorífico (inferior o superior) de un gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa con respecto al aire, bajo las mismas condiciones de referencia.”

A partir de la cual sugiere que el numeral 6.3.2 del RUT se consolide de la siguiente manera (cursiva y subrayado fuera de texto):

6.3.2 Rango del Número de Wobbe

El Número de Wobbe para el gas inyectado al Sistema Nacional de Transporte de Gas deberá estar en el rango de 47.7 MJ/m³ a 52.7 MJ/m³, en el poder calorífico superior a Condiciones Estándar. El Productor-comercializador deberá inyectar el gas al Sistema Nacional de Transporte dentro del rango de Número de Wobbe establecido.

Esta propuesta es el principal derrotero en materia de intercambiabilidad que ha sido propuesto en Colombia para complementar las especificaciones de calidad de gas, incluyendo aspectos de intercambiabilidad principalmente orientados hacia la definición de índice de Wobbe y sus rangos aceptables.

En términos prácticos, el rango propuesto equivale al promedio de los límites inferior y superior del grupo H de la segunda familia, los cuales equivalen a 45,7 MJ/m³ y 54,7 MJ/m³, respectivamente, a condiciones de 15°C y 1013,25 mbar (Ver Tabla 1), y asumiendo sobre dicho valor promedio (50,2 MJ/m³ a 15°C y 1013,25 mbar) un intervalo de ±5% lo cual deriva en 47,7 MJ/m³ y 52.7 MJ/m³ (ambos a 15°C y 1013,25 mbar).

3.1.10. Documento CREG D-056 de 2009 – Regulación Aplicable a Biogás

Este documento [33] es el primero que analiza y desarrolla una propuesta sobre la regulación aplicable al biogás en el Colombia.

En la parte correspondiente al análisis regulatorio, el documento CREG D-056 parte de la discusión acerca de la divergencia entre el biogás y las definiciones regulatorias de “gas combustible” dadas en el Código de Distribución [22] y la Resolución CREG 011 de 2003 [24], en particular porque, según el CREG D-056, aunque el biogás puede quedar por fuera de las tres familias de gases, este “reacciona con el oxígeno del aire y produce energía térmica dentro de un proceso de combustión. En tal sentido, el biogás también es un gas combustible”.

A su vez, el CREG D-056 conceptúa que el biogás clasificar en dos categorías (cursiva y subrayado fuera de texto):

i) Biogás en Redes de Gas Natural: Corresponde a aquel biogás que se inyecta en redes que transportan o distribuyen gas natural. Es decir, el biogás recibe un tratamiento tal que su calidad es compa-

ASE-CNOGAS-1216-C

tible con la calidad del gas natural, y por tanto es susceptible de mezclarse con los otros gases. En este caso el uso del biogás sería igual al uso que se le da al gas natural por redes.

ii) Biogás en Redes Aisladas o Dedicadas: Comprende aquel biogás que se transporta o distribuye a través de redes independientes físicamente de las redes que transporten o distribuyen gas natural. Es decir, en este caso se utiliza una red de uso exclusivo para transportar biogás. Este puede ser el caso del proyecto de biogás del relleno Doña Juana donde el uso del biogás es restringido a determinado grupo de usuarios o a una industria en particular (e.g. ladrilleras).

A partir del documento CREG D-056 se expide el proyecto de resolución CREG 066 de 2009 [34], el cual se analizará a continuación.

3.1.11. Proyecto de Resolución CREG 066 de 2009 - Normas para regular el servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás

A través de este proyecto de resolución [34], la CREG pretendía poner a consideración las normas para regular el servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás. Dentro de los considerandos de este proyecto de resolución están:

La mezcla de gases resultante del proceso de descomposición anaeróbica de la materia orgánica o biodegradable, cuyo principal componente es el metano, reacciona con el oxígeno del aire y produce energía térmica dentro de un proceso de combustión.

Esta mezcla de gases se denomina Biogás y generalmente se encuentra en la primera (1ª) familia de los gases combustibles; igualmente, así lo clasifica la definición establecida en la Norma Técnica Colombiana NTC-3527. Excepcionalmente, en casos especiales el Biogás no alcanza a clasificarse dentro de la 1ª familia de gases combustibles.

La regulación vigente expedida por la CREG (i.e. régimen de precios del producto, regulación de redes y calidad del servicio y del producto) para el servicio público domiciliario de gas combustible aplica para el gas natural (2ª familia) y el gas licuado del petróleo –GLP- (3ª familia).

Existe interés por parte de algunas empresas para desarrollar iniciativas tendientes a aprovechar el Biogás de algunos rellenos sanitarios del país.

Los usuarios industriales (Regulados o No Regulados) tienen la dirección y el control de sus equipos y las posibilidades técnicas para utilizar Biogás en sus procesos de producción, así como poder de negociación frente a comercializadores de diferentes combustibles.

El Biogás puede contener elementos que afectan la integridad de los sistemas de transporte y distribución y los equipos de los usuarios.

El Biogás técnicamente sólo se puede mezclar con el gas natural en las redes de transporte y distribución, cuando recibe un tratamiento tal que su calidad es compatible con la calidad del gas natural.

ASE-CNOGAS-1216-C

No existen estándares de calidad internacionalmente aceptados para inyectar el Biogás a redes de distribución y transporte de gas natural.

Los usuarios residenciales son altamente dependientes de las condiciones de calidad y seguridad que establezca la CREG (e.g. poder calorífico, continuidad, índice de odorización).

El Biogás puede contener elementos patógenos y otros que afectan la salud de las personas, los animales y las plantas.

La calidad del Biogás es un aspecto crítico cuando se trata de consumos a gran escala.

Según la información disponible, los eventuales desarrollos de Biogás con fines de prestación del servicio público domiciliario en el país están en etapa incipiente y las potenciales cantidades de Biogás que se pueden explotar con fines comerciales son pequeñas con respecto a la demanda nacional de gas natural.

En este proyecto de resolución la CREG propone lo siguiente en cuanto a la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible con biogás a través de redes aisladas, para usuarios industriales (cursiva y subrayado fuera de texto):

El servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás a través de Redes Aisladas, a usuarios industriales, Regulados o No Regulados, se prestará bajo el régimen de Libertad Vigilada.

Los prestadores de este servicio deberán:

i) Dar tratamiento neutral a todos aquellos usuarios que utilicen o deseen utilizar el servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás a través de Redes Aisladas, absteniéndose de cualquier actuación que pueda conducir a discriminaciones, prácticas restrictivas de la competencia, competencia desleal o abuso de posición de dominio; e

ii) informar a sus usuarios, con la periodicidad que acuerden las partes, las propiedades (e.g. poder calorífico, número de Wobbe, densidad) y composición (e.g. cantidad de metano, dióxido de carbono, amoníaco, hongos, bacterias, patógenos, etc.) del biogás comercializado.

Parágrafo 1: Las empresas que presten el servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás a través de Redes Aisladas deberán cumplir las normas técnicas y ambientales que sobre la materia hayan adoptado o adopten las autoridades competentes.

Por último, establece que para los casos del servicio público domiciliario de gas combustible con biogás a través de redes aisladas y de inyección de biogás en redes de gas natural solamente se podrá efectuar a partir del momento en que la CREG adopte los estándares de calidad aplicables al biogás, así mismo, otros aspectos regulatorios aplicables al biogás, tal como la regulación de precios, se definirá cuando se adopten las condiciones de calidad.

3.1.12. Documento CREG D-079 de 2012 - Regulación aplicable al transporte, la distribución y comercialización del biogás

Este documento [35] desarrolla el fundamento para la regulación aplicable al transporte, la distribución y comercialización del biogás, como producto que se obtiene a partir de los rellenos sanitarios. Tiene en cuenta los comentarios recibidos durante el período de consulta del Proyecto de Resolución CREG 066 de 2009, ofreciendo las respectivas respuestas y revisando casos internacionales como referencia al tratamiento regulatorio y técnico que se le da al biogás. Finalmente presenta una propuesta de regulación a través del proyecto de Resolución CREG 135 de 2012 [36] aplicable al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás.

3.1.13. Resolución CREG 135 de 2012 normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás

A través de esta resolución [36] se oficializan los aspectos que habían sido propuestos previamente con la expedición del proyecto de resolución CREG 066 de 2009 [34], en particular los componentes que se relacionan con intercambiabilidad de manera directa e indirecta son:

En los considerandos (cursiva y subrayado fuera de texto):

La mezcla de gases resultante del proceso de descomposición anaeróbica de la materia orgánica o biodegradable, cuyos componentes principales son el metano(CH₄), dióxido de carbono (CO₂) y monóxido de carbono (CO), reacciona con el oxígeno del aire y produce energía térmica dentro de un proceso de combustión.

Esta mezcla de gases se denomina Biogás y generalmente se encuentra en la primera (1ª) familia de los gases combustibles; igualmente, así lo clasifica la definición establecida en la Norma Técnica Colombiana NTC-3527.

Excepcionalmente, en casos especiales el Biogás no alcanza a clasificarse dentro de la 1ª familia de gases combustibles.

La regulación vigente expedida por la CREG (i.e. régimen de precios del producto, regulación de redes y calidad del servicio y del producto) para el servicio público domiciliario de gas combustible aplica para el gas natural (2ª familia) y el gas licuado del petróleo –GLP- (3ª familia).

El Biogás puede contener elementos que afectan la integridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural y los equipos de los usuarios.

El Biogás técnicamente sólo se puede mezclar con el gas natural en las redes de transporte y distribución, cuando recibe un tratamiento tal que su calidad es compatible con la calidad del gas natural.

Actualmente no existen estándares de calidad internacionalmente aceptados para inyectar el Biogás a redes de distribución y transporte de gas natural.

ASE-CNOGAS-1216-C

Los usuarios residenciales son altamente dependientes de las condiciones de calidad y seguridad que establezca la CREG (e.g. poder calorífico, continuidad, índice de odorización, etc.).

En las definiciones (cursiva y subrayado fuera de texto):

Biogás. Mezcla de gases producto del proceso de descomposición anaeróbica de materia orgánica o biodegradable, cuyos componentes principales son metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂) y monóxido de carbono (CO). El biogás también tiene otros compuestos en menor medida que los anteriores.

Biometano. Se refiere al Biogás que se ha sometido a procesos de tratamiento para lograr concentraciones de metano iguales o superiores al 95% y la eliminación de componentes tóxicos. Para los efectos de la presente resolución, la referencia al Biogás se hace extensible al Biometano.

Biogás por Redes de Gas Natural. Biogás que se inyecta en redes que transportan o distribuyen gas natural para prestar el servicio público domiciliario de gas combustible. Solamente se podrá inyectar a estas redes el Biogás que haya recibido un tratamiento tal que su calidad técnica y ambiental sea compatible con la del gas natural y, por tanto, susceptible de mezclarse con los otros gases en condiciones técnicas y ambientales adecuadas.

Redes Aisladas para Biogás. Conjunto de tuberías y activos asociados encaminados a distribuir Biogás de manera exclusiva, sin mezclarse con otros combustibles, desde el sitio de generación hasta el domicilio de los usuarios, y que no hacen parte de los activos del Sistema Nacional de Transporte – SNT- o de las redes de distribución de gas natural.

Servicio Público Domiciliario de Gas Combustible con Biogás. Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de Biogás, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. Abarca las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de Biogás por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.

En el artículo 3, determina que los prestadores del servicio público domiciliario de gas combustible con biogás a través de Redes Aisladas, para atender Usuarios Industriales no regulados, deberán (cursiva y subrayado fuera de texto):

i) Dar tratamiento neutral a todos aquellos usuarios que utilicen o deseen utilizar el servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás a través de Redes Aisladas, absteniéndose de cualquier actuación que pueda conducir a discriminaciones, prácticas restrictivas de la competencia, competencia desleal o abuso de posición de dominio;

ii) Informar a sus usuarios, con la periodicidad que acuerden en los respectivos contratos, la cual en todo caso no será inferior a un año, las propiedades (e.g. poder calorífico, número de

ASE-CNOGAS-1216-C

Wobbe, densidad) y composición (e.g. cantidad de metano, dióxido de carbono, amoníaco, hongos, bacterias, patógenos, etc.) del biogás comercializado.

iii) Informar a la CREG y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios inmediatamente celebren un contrato para atender usuarios industriales con Biogás a través de Redes Aisladas, las tarifas que determinen según el régimen de Libertad Vigilada, así como la forma en que éstas serán actualizadas. En todo caso, estarán obligados a informar las tarifas cada vez que se produzca una modificación en ellas.

iv) Acordar con los usuarios industriales en el contrato de prestación del servicio de gas combustible con Biogás, las condiciones de entrega y de recibo del gas, las condiciones y características de las instalaciones receptoras, y las responsabilidades que en relación con éstos y los riesgos asociados al uso del combustible deberán asumir cada una de ellas.

En todo caso, quien tenga a cargo la operación y el mantenimiento de la red será responsable por el adecuado funcionamiento y operación de la misma.

En el artículo 4 se trata el régimen para el Servicio Público Domiciliario de Gas Combustible con biogás a través de Redes Aisladas, para atender Usuarios Residenciales, usuarios regulados o con destino al GNV (cursiva y subrayado fuera de texto):

Hasta tanto la CREG no adopte las condiciones de calidad y seguridad aplicables a este servicio, no se podrá prestar el servicio público domiciliario de gas combustible con Biogás por Redes Aisladas a usuarios residenciales, a usuarios regulados, ni con destino al GNV. Otros aspectos regulatorios aplicables a la comercialización de Biogás en Redes Aisladas a usuarios residenciales, a usuarios regulados o con destino al GNV, tales como la regulación de precios, se definirá cuando se adopten las condiciones de calidad o cuando la CREG a partir de los análisis correspondientes así lo considere.

El artículo 5 trata de la inyección de biogás en redes de gas combustible (cursiva y subrayado fuera de texto):

El Biogás únicamente se podrá mezclar con el gas natural en redes de transporte o distribución a partir del momento en que la CREG adopte los estándares de calidad aplicables al Biogás que se inyecte en redes de gas natural. Otros aspectos regulatorios aplicables al Biogás que se inyecta a redes de gas natural, tales como la regulación de precios, se definirá cuando se adopten las condiciones de calidad o cuando la CREG a partir de los análisis correspondientes así lo considere.

3.1.14. Documento CREG D-040 de 2016 – Revisión de la actualidad normativa aplicable a biogás

Luego de implementada la resolución CREG 135 de 2012 [36], hubo la necesidad de revisar sus limitaciones, debido al interés de algunos agentes por promover el aprovechamiento del biogás y permitir su uso en redes aisladas y en redes interconectadas sin limitarse tan solo a los usuarios industriales no regulados conectados a redes aisladas, una restricción que está supeditada a la adopción de medidas de calidad y de seguridad. Para esto la CREG preparó el documento CREG D-040 de 2016 [37], presentando una actualización de

ASE-CNOGAS-1216-C

los argumentos tratados en el documento CREG D-079 de 2012 [35] y sirviendo de sustento para el proyecto de resolución CREG 087 de 2016 [6] que será revisado en la siguiente sección del presente informe.

3.1.15. Proyecto de Resolución CREG 087 de 2016 - Normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás

En el artículo 5 de este proyecto [6] se establece el régimen para el Servicio Público Domiciliario de Gas Combustible con Biogás (SPDB) a través de redes aisladas, para atender usuarios industriales no regulados (cursiva y subrayado fuera de texto):

El SPDB a través de redes aisladas para atender usuarios industriales no regulados, se prestará bajo el régimen de libertad vigilada.

Los prestadores de este servicio deberán:

i) Informar a los usuarios del biogás comercializado, con la periodicidad que acuerden en los respectivos contratos, la cual en todo caso no será superior a un año:

• Las propiedades, donde se establecerá como mínimo: el poder calorífico, el índice de Wobbe y la densidad.

• La composición, donde se establecerá como mínimo: la cantidad de metano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, azufre y siloxanos.

En el artículo 6 de este proyecto se establece el régimen para el SPDB a través de redes aisladas, para atender usuarios regulados (cursiva y subrayado fuera de texto):

El SPDB a través de redes aisladas para atender usuarios regulados, se prestará bajo el régimen de libertad vigilada y los prestadores de este servicio deberán:

i) Cumplir con las condiciones de calidad establecidas en el cuadro 1, del artículo 8, de la presente resolución, para prestar el SPDB a través de redes aisladas, para atender usuarios regulados.

ii) Informar semestralmente, de manera veraz y oportuna a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios:

• Las propiedades, donde se establecerá como mínimo: el poder calorífico, el índice de Wobbe y la densidad.

• La composición, donde se establecerá como mínimo: la cantidad de metano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, azufre, siloxanos y cloro.

En el artículo 7 de este proyecto se establece la verificación de las condiciones de calidad del biogás para el SPDB a través de redes aisladas, para atender usuarios regulados (cursiva y subrayado fuera de texto):

ASE-CNOGAS-1216-C

Para la prestación del SPDB a través de redes aislada para atender usuarios regulados, se deberá verificar el cumplimiento de las condiciones de calidad establecidas en la presente resolución teniendo en cuenta las siguientes disposiciones:

i) La verificación de la calidad del gas es responsabilidad del productor, quien deberá instalar al menos un punto de verificación de calidad del biogás a la salida de la planta de producción, con analizadores en línea que permitan determinar, como mínimo:

- a. Poder calorífico del gas;*
- b. Metano;*
- c. Azufre total;*
- d. Sulfuro de hidrógeno;*
- e. Dióxido de carbono;*
- f. Siloxanos, y*
- g. Cloro.*

En el punto de verificación, el productor deberá estar en capacidad de garantizar e informar mediante los equipos adecuados o mediante la metodología y periodicidad que acuerden las partes, la calidad del gas entregado, que será mínimo en reportes semestrales a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, como se establece en el artículo 6 de la presente resolución.

ii) Cuando el biogás no cumple con las condiciones de calidad mínimas pactadas en los respectivos contratos, el productor deberá responder al agente incumplido por todas las obligaciones que éste posea con los demás agentes de la cadena.

En el artículo 8 se exponen las condiciones de calidad para el SPDB a través de redes aisladas, para atender usuarios regulados (cursiva y subrayado fuera de texto):

El SPDB a través de redes aisladas para atender usuarios regulados, deberá cumplir con las mínimas condiciones de calidad establecidas en el cuadro 1:

Cuadro 1. Especificaciones de calidad del biogás para redes aisladas.

Propiedades físicas	Biogás	Unidad
<i>Poder calorífico alto</i>	<i>>17</i>	<i>MJ/m³</i>
<i>Índice de Wobbe</i>	<i>>27</i>	<i>MJ/m³</i>
<i>CH₄</i>	<i>>50</i>	<i>mol %</i>
<i>Azufre (en total)</i>	<i><23</i>	<i>mg/Nm³</i>
<i>H₂S</i>	<i><20</i>	<i>mg/Nm³</i>
<i>Dióxido de carbono</i>	<i><45</i>	<i>mol %</i>
<i>Siloxanos</i>	<i><6</i>	<i>mg/m³</i>
<i>Compuestos halogenados</i>	<i><1</i>	<i>mg(Cl)/m³</i>

ASE-CNOGAS-1216-C

Nota 1: Todos los datos referidos a metro cúbico o pie cúbico de gas se referencian a condiciones estándar.

Nota 2: Las condiciones de calidad del biogás deberán establecerse específicamente en el contrato, garantizando condiciones mínimas de seguridad para su uso.

En el artículo 9 se trata el régimen para el SPDB a través de redes interconectadas al SNT, para atender usuarios regulados y no regulados. Estableciendo que los productores del biogás para prestar este servicio deberán:

i) Cumplir con las condiciones de calidad establecidas en el cuadro 2 del artículo 11 de la presente resolución, para prestar el SPDB a través del SNT, para atender usuarios regulados. Estas condiciones establecen que el biogás será elevado a biometano con el fin de permitir su inyección al SNT.

ii) Informar al transportador, con cada entrega, las propiedades que para el biometano se tengan establecidas.

En el artículo 10 se plantea la verificación de las condiciones de calidad del biogás para el SPDB a través de redes interconectadas al SNT, para atender usuarios regulados:

Para la prestación del SPDB a través de redes interconectadas al SNT para atender usuarios regulados, se deberá verificar el cumplimiento de las condiciones de calidad establecidas en la presente resolución teniendo en cuenta las siguientes disposiciones:

i) La verificación de la calidad del gas es responsabilidad del transportador que lo recibió. Una vez que el transportador recibe el gas en su red, está aceptando que este cumple con las especificaciones de calidad.

ii) Para la verificación de la calidad del gas, el productor deberá instalar un analizador en línea en un punto de verificación a la salida de la planta y el transportador deberá instalar en los puntos de entrega, analizadores en línea que permitan determinar, como mínimo:

- i. Poder calorífico del gas;*
- ii. Metano;*
- iii. Azufre total;*
- iv. Sulfuro de hidrógeno;*
- v. Dióxido de carbono;*
- vi. Siloxanos, y*
- vii. Cloro.*

En el punto de salida, el transportador deberá estar en capacidad de garantizar e informar mediante los equipos adecuados y siguiendo la metodología de gas natural la calidad del gas entregado.

ASE-CNOGAS-1216-C

iii) Cuando el biometano no cumple con las condiciones de calidad mínimas pactadas en los respectivos contratos, el transportador deberá responder al agente incumplido por todas las obligaciones que éste posea con los demás agentes de la cadena.

En lo que respecta a las condiciones de calidad para el SPDB a través de redes interconectadas al SNT, para atender usuarios regulados y no regulados se propone el artículo 11, el cual incluye el Cuadro 2 mencionado previamente en el artículo 9:

El SPDB a través de redes interconectadas al SNT para atender usuarios regulados y no regulados, deberá cumplir con las mínimas condiciones de calidad establecidas en el cuadro 2:

Cuadro 2. Especificaciones de calidad del biometano para redes interconectadas al SNT.

Propiedades físicas	Biogás	Unidad
<i>Poder calorífico alto</i>	35,4 – 42,8	MJ/m ³
<i>Índice de Wobbe</i>	47,7 – 52,7	MJ/m ³
<i>Azufre (en total)</i>	<23	mg/Nm ³
<i>H₂S</i>	<6	mg/Nm ³
<i>Dióxido de carbono en redes de gas secas (max.)</i>	<6	mol %
<i>Oxígeno en redes de gas secas</i>	<0,5	mol %
<i>Siloxanos</i>	<6	mg/m ³
<i>Compuestos halogenados</i>	<1	mg(Cl)/m ³

Nota 1: Todos los datos referidos a metro cúbico o pie cúbico de gas se referencian a condiciones estándar.

Nota 2: En el cuadro se establecen las condiciones mínimas que pueden exigir los operadores del SNT a cualquier productor de biometano.

3.1.16. Proyecto de Resolución CREG 172 de 2016 – Complemento de las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el SNT de gas

Esta resolución [38], publicada el 24 de octubre de 2016, es un nuevo proyecto surgido después de la experiencia del proyecto de Resolución CREG 084 de 2008 [32], la cual se trató previamente (numerales 3.1.8 y 3.1.9).

Propone incluir en el cuadro 7 del numeral 6.3 del RUT la siguiente especificación sobre el índice de Wobbe (cursiva fuera de texto):

Cuadro 7. Especificaciones de calidad del gas natural

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
(...)	(...)	(...)
<i>Número de Wobbe</i>	<i>Entre 47,7 MJ/m³ y 52,7 MJ/m³</i>	<i>Entre 1280,0 BTU/ft³ y 1414,7 BTU/ft³</i>

También incluye un nuevo numeral dentro del RUT, el 6.3.5, aplicable a intercambiabilidad de gas, el texto es el siguiente (cursiva y subrayado fuera de texto):

6.3.5. Intercambiabilidad de gas

El parámetro para verificar la intercambiabilidad de gases inyectados al Sistema Nacional de Transporte será el Número de Wobbe, el cual deberá estar dentro del rango establecido en el Cuadro 7 del numeral 6.3 de este anexo, en el poder calorífico superior a condiciones estándar. El productor-comercializador, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, será el responsable de inyectar gas al Sistema Nacional de Transporte dentro del rango de Número de Wobbe establecido.

Cuando un distribuidor inyecte gas directamente al sistema de distribución, el distribuidor-comercializador será el responsable de verificar el Número de Wobbe del gas que recibió.

El valor del Número de Wobbe se obtendrá de la información registrada en el cromatógrafo asociado al respectivo punto de entrada. En caso de que el cromatógrafo no disponga de la capacidad para registrar directamente el valor del Número de Wobbe, este se calculará con base en los registros de poder calorífico y gravedad específica.

3.2. Ministerio de Minas y Energía

3.2.1. Resolución 90902 de 2013 Reglamento técnico de instalaciones internas de gas combustible

Este Reglamento Técnico [39] tiene por objeto (cursiva y subrayado fuera de texto):

Establecer los requisitos que se deben cumplir en las etapas de diseño, construcción y mantenimiento de las instalaciones para Suministro de Gas Combustible destinadas a uso residencial, comercial e industrial en orden a la prevención y consecuente reducción de riesgos de seguridad para garantizar la protección de la vida y la salud; y, establecer las obligaciones de los Organismos de Certificación Acreditados y de los Organismos de Inspección Acreditados con respecto a los distribuidores en las actividades de certificación de estas instalaciones.

En cuanto al campo de aplicación define (cursiva y subrayado fuera de texto):

2. CAMPO DE APLICACIÓN:

Este Reglamento aplica a todas las actividades requeridas en las etapas de diseño, construcción y mantenimiento de las instalaciones para suministro de Gas Combustible, a la evaluación de la con-

ASE-CNOGAS-1216-C

formidad de las mismas con ocasión de Revisión Previa, Revisión Periódica, Reforma o revisión por solicitud del usuario, según corresponda, en las cuales:

2.1 El gas de suministro a la instalación se encuentre dentro de las familias y grupos que se utilizan en Colombia de acuerdo con el valor del número Wobbe, conforme a la Tabla 1:

Tabla 1. Clasificación gases que se emplean en Colombia

<i>Familias y grupos de gases</i>	<i><u>Índice de Wobbe en el poder calorífico superior (a 15°C y 1013,25 mbar) MJ/m³</u></i>	
	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>
<i><u>Segunda Familia</u></i>	<i><u>39,1</u></i>	<i><u>54,7</u></i>
<i>- Grupo H</i>	<i><u>45,7</u></i>	<i><u>54,7</u></i>
<i>Tercera Familia (Grupo B/P)</i>	<i>72,9</i>	<i>87,3</i>

Define en 3.1 el número de Wobbe y gas tóxico (cursiva y subrayado fuera de texto):

Numero de Wobbe: Relación entre el poder calorífico del gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de la densidad relativa al aire del mismo gas. Se expresa en mega julios sobre metro cubico (MJ/m³).

Gas tóxico: Aquel constituido por elementos nocivos para la salud, como el monóxido de carbono, generados por la combustión incompleta del gas.

En 3.4.1 da las disposiciones para la medición de monóxido de carbono durante la operación de los artefactos a gas (cursiva y subrayado fuera de texto):

3.4.1 Medición de monóxido de carbono (CO)

En cada recinto donde estén instalados Artefactos a Gas, independientemente de la potencia instalada o la ventilación de tales recintos, se debe realizar una medición de concentración de monóxido de carbono de acuerdo con el siguiente procedimiento:

Se debe realizar una medición en tres (3) puntos ubicados a un (1) metro de separación del Artefacto a gas de mayor potencia, medido horizontalmente con respecto al artefacto. Las mediciones se deben efectuar con todos los Artefactos a Gas operando a su máxima potencia en funcionamiento normal, cinco (5) minutos después de haber sido encendidos, teniendo las puertas y ventanas cerradas. En el caso de cocinas, la prueba se hará empleando recipientes de cocción que contengan al menos agua.

Defecto Crítico:

ASE-CNOGAS-1216-C

Cuando se registra una concentración de monóxido de carbono diluido en el ambiente del recinto mayor o igual a cincuenta (50) ppm en volumen.

Defecto no Crítico:

Cuando la concentración de monóxido de carbono (CO) diluido en el ambiente del recinto es mayor a 15 ppm y menor a 50 ppm en volumen.

3.3. Ministerio de Comercio, Industria y Turismo

3.3.1. Resolución 0680 de 2015 Reglamento Técnico para algunos gasodomésticos que se fabriquen nacionalmente o importen para ser comercializados en Colombia

Este reglamento técnico [14] tiene por objeto la defensa de los objetivos legítimos de prevención de riesgos que puedan afectar la seguridad, la salud de las personas o animales, o el medio ambiente, como producto del funcionamiento de los gasodomésticos; así como, prevenir prácticas que puedan inducir a error al consumidor.

Aplica a los siguientes productos, bien sea que se fabriquen en el país o importen y vayan a comercializarse en Colombia:

- Gasodomésticos para la cocción de alimentos.
- Calentadores de agua de paso continuo.
- Calentadores de agua tipo acumulador.

No aplica a aparatos de cocción y calentaplatos, de combustibles gaseosos o a gas, para uso en exteriores, tampoco a artefactos a gas para uso industrial o para uso comercial.

En el numeral 4.1 Definiciones, incluye entre otros, el índice de Wobbe y los productos de la combustión (cursiva y subrayado fuera de texto):

Índice (Número) de Wobbe: Relación entre el poder calorífico (inferior o superior) de un gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa con respecto al aire, bajo las mismas condiciones de referencia.

Productos de la Combustión: Son los desechos o residuos, simples o compuestos, producidos durante la combustión. En el caso de combustibles gaseosos al reaccionar con el oxígeno se produce llama y humos, generando bióxido de carbono (CO₂), vapor de agua y nitrógeno. Cuando la combustión es incompleta se produce adicionalmente monóxido de carbono (CO), carbono e hidrógeno.

En el Capítulo III “Clasificación de los gases y gasodomésticos”, Artículo 5 “Clasificación de los gases y gasodomésticos” establece la siguiente clasificación de los gases (cursiva y subrayado fuera de texto):

5.1 Clasificación de los gases:

De acuerdo con la NTC-2832-1 Los gases se clasifican en tres (3) familias, que a su vez se pueden dividir en grupos de acuerdo con el valor del índice de Wobbe. En la Tabla 1 se indican exclusivamente las familias y grupos de gases que se comercializan en Colombia.

Tabla 1. Clasificación gases que se comercializan en Colombia

Familias y grupos de gases	Índice de Wobbe bruto a 15°C y 1013,25 mbar (MJ/m ³)	
	Mínimo	Máximo
<u>Segunda Familia</u> <u>Grupo H</u>	45,7	54,7
Tercera Familia Grupo B/P	72,9	87,3

4. IMPACTOS DE LA INTERCAMBIABILIDAD

4.1. Usuarios residenciales y comerciales – Gasodomésticos

Los gasodomésticos se encuentran definidos en el Reglamento Técnico de Gasodomésticos [14] como aquellos artefactos para uso doméstico, que funcionan con combustible gaseoso principalmente, sin perjuicio de que requieran energía eléctrica para su operación.

De acuerdo con estadísticas del Ministerio de Minas y Energía [40], con corte al segundo trimestre de 2016, en Colombia hay 8.159.312 usuarios residenciales de gas. Los principales usos de los gasodomésticos son para la cocción de alimentos, el calentamiento de agua, el secado de ropa y la calefacción.

Estos equipos generalmente poseen quemadores atmosféricos de premezcla parcial [41]. Antes de proceder a explicar los problemas que pueden llegar a presentar estos quemadores es necesario brindar un par de definiciones de gran importancia para comprender la intercambiabilidad de gases:

- **Gas de ajuste:** Es el gas combustible para el cual se encuentra configurado un equipo de combustión para operar satisfactoriamente.
- **Gas sustituto:** Es el gas combustible con el cual se pretende reemplazar el gas de ajuste sin que haya necesidad realizar ningún ajuste sobre el equipo de combustión.

En términos prácticos, el gas de ajuste corresponde al gas que ha sido usado normalmente en el pasado (condiciones locales de distribución) y para el cual se ha realizado una comprobación del desempeño óptimo del equipo de combustión (P. Ej. durante la puesta en servicio y en las revisiones quinquenales).

Cuando se varían las características del gas sin considerar una apropiada intercambiabilidad entre el gas de ajuste y el gas sustituto es posible que se presenten diferentes fenómenos de combustión que pueden afectar los quemadores, intercambiadores de calor, conductos de evacuación de los gases, entre otros. Los fenómenos de combustión más comunes son [15] [7]:

- **Combustión incompleta:** Una combustión se considera incompleta cuando parte del gas combustible no reacciona completamente con el oxígeno, como consecuencia se generan subproductos de la combustión diferentes al CO₂ y el vapor de agua, como es el caso del monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H), carbono (C), e inclusive, la emisión de gas combustible sin quemar.
- **Puntas amarillas:** Fenómeno que se caracteriza por la aparición de una coloración amarilla en la punta del cono azul de una llama aireada. Este fenómeno derivado de una combustión incompleta puede resultar en deposición de hollín y generalmente está acompañado de un elevado nivel de monóxido de carbono.
- **Desprendimiento de la llama:** Fenómeno que se caracteriza por el movimiento total o parcial de la base de la llama alejándose del puerto del quemador. Sucede cuando la velocidad de la mezcla aire-gas excede la de la llama, de manera que la combustión se realiza fuera del puerto del quemador. Esto puede conducir al apagado de la llama, también generar inestabilidad y ruido.

ASE-CNOGAS-1216-C

- **Retroceso de la llama:** Fenómeno que se caracteriza por el regreso de la llama al interior del cuerpo del quemador. Sucede cuando la velocidad de la llama excede la de la mezcla aire-gas, de manera que la combustión se realiza antes del puerto del quemador. Esto generalmente ocasiona la extinción de la llama y puede generar daños en el quemador.
- **Hollín:** Fenómeno que aparece cuando hay combustión incompleta y se caracteriza por un depósito de carbón en las superficies que hacen contacto con las llamas o los productos de la combustión.

La designación de un valor máximo para el índice de Wobbe se enfoca al control de los fenómenos de combustión incompleta como las puntas amarillas, la generación de altas concentraciones de monóxido de carbono y la deposición de hollín. Por otra parte, la designación de un valor mínimo para el índice de Wobbe se orienta a los fenómenos de desprendimiento y retroceso de llama [41].

De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Combustible [39], las emisiones de monóxido de carbono deben ser inferiores a 50 ppm.

4.2. Usuarios industriales – Quemadores

Los quemadores de gas empleados en procesos industriales también pueden experimentar problemas por una inadecuada gestión de la intercambiabilidad. Las calderas, hornos y calentadores pueden exhibir una degradación de su desempeño, daño en equipos de transferencia de calor y un nivel de emisiones superior al exigido por las regulaciones ambientales [41].

Los quemadores asociados a los equipos de combustión en aplicaciones industriales pueden presentar ruido, problemas con la estabilidad de la llama y con la ignición debido a variaciones en la composición, no obstante, el impacto principal se va a ver reflejado en las emisiones de contaminantes a la atmósfera. Esto como consecuencia de la variación en la estequiometría de la mezcla de gas.

Alto índice de Wobbe	Bajo Índice de Wobbe
<ul style="list-style-type: none"> • Pérdida de eficiencia por disminución de la energía obtenida en una combustión incompleta (deficiencia de aire) • Aumento en emisiones de monóxido de carbono (CO) • Generación de hollín 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios en los niveles de emisión de contaminantes al incrementarse el exceso de aire • Pérdida de eficiencia global por exceso de aire (por cada punto porcentual de exceso de oxígeno hay un 1 a 1,5% de incremento en consumo de combustible) • Desprendimiento y apagado de llama

Figura 4. Descripción de problemas por intercambiabilidad en quemadores industriales

La mayoría de los usuarios industriales emplean un punto de ajuste fijo para los equipos de combustión, generalmente conservando un exceso de aire del 10%. Así mismo, para dicho sector es más común usar el

ASE-CNOGAS-1216-C

poder calorífico que el índice de Wobbe para el control de los procesos, debido al hecho que los controles no son de gran sofisticación y operan sobre una base volumétrica en lugar de una base másica o energética. Paradójicamente, los controles de equipos de combustión más antiguos son menos sensibles a cambios en la calidad del gas que los complejos controles modernos, no obstante, el sacrificio se materializa como un incremento en las emisiones

Hay algunos procesos industriales que son más sensibles a los cambios hacia un índice de Wobbe mayor [8], estos son:

- Producción de vidrio flotado
- Producción de fibra de vidrio
- Hornos con atmósferas controladas
- Procesos de cerámica y vidriado o porcelanizado
- Procesos textiles de llama directa

4.3. Generadores térmicos a gas – Turbinas a gas

Cada equipo de generación a gas tiene un sistema de control particular, con sus propias fortalezas y desventajas en cuanto a la capacidad de detectar, responder y controlar el proceso de combustión ante un cambio en la calidad del gas. Los cambios en el poder calorífico y el índice de Wobbe afectan la potencia de salida y/o la relación aire/combustible del proceso de combustión. Ante un cambio extremo de características del gas es posible que los dispositivos de control lleguen a su límite (P. Ej. válvulas de control de gas combustible), presenten altas temperaturas, inestabilidad y daño en elementos rotativos de las turbinas, entre otros. Por otra parte, las características de la mezcla también pueden ocasionar impactos sobre las emisiones [41].

De la misma manera como se discutió en el caso de los usuarios industriales, en la medida en que los controles de las turbinas a gas son más complejos y sofisticados, se disminuye la tolerancia a los cambios en la composición del gas. En particular, los quemadores modernos de premezcla, provistos de sistemas para un bajo nivel de emisiones como es el caso de los sistemas para control de óxidos de nitrógeno DLN (Dry Low NOx) y para control de emisiones DLE (Dry Low Emission) son más susceptibles de presentar problemas de intercambiabilidad al compararse con los sistemas tradicionales de difusión de llama.

En los sistemas de premezcla, la temperatura de los productos de combustión puede ser tan baja hasta valores de 1475 °C (2690 °F), los ensayos han confirmado que si la temperatura desciende aún más (1325°C ; 2420 °F) se puede presentar desprendimiento de llama, pudiendo ocasionar problemas [8].

Las turbinas a gas emplean sistemas de calentamiento de combustible, principalmente para asegurar que no se presente condensación de hidrocarburos. El calentamiento también altera la densidad del gas, dado que las toberas de gas combustible están diseñadas para operar dentro de un rango fijo de relaciones de presión, los cambios en el poder calorífico pueden ajustarse aumentando o disminuyendo el área de la tobera o la temperatura del gas. Por esta razón, el control de la intercambiabilidad en turbinas a gas se lleva a cabo mediante el uso del “índice de Wobbe modificado”.



ASE-CNOGAS-1216-C



Figura 5. Descripción de problemas por intercambiabilidad en turbinas a gas

ASE-CNOGAS-1216-C

El índice de Wobbe modificado (*MWI*) es una medida relativa de la energía inyectada al sistema de combustión a una relación de presión fija, teniendo en cuenta el poder calorífico inferior (*LHV*), la densidad relativa con respecto al aire (*d*) y la temperatura absoluta del gas combustible (*T*).

$$MWI = \frac{LHV}{\sqrt{d \times T}}$$

Considerando que las turbinas a gas son una infraestructura de alto valor y que, por lo anteriormente discutido, pueden presentar susceptibilidad a problemas derivados de variaciones súbitas de la composición del gas, en muchos casos en estas plantas se implementan cromatógrafos o analizadores en línea que les permiten la determinación del poder calorífico y del índice de Wobbe del gas combustible como parte del lazo de control del sistema.

Los fabricantes por lo general pactan las variaciones de índice de Wobbe dentro de sus contratos de suministro y garantía de las turbinas para cada proyecto. En casos particulares, como por ejemplo General Electric (GE), cita un MWI en un rango de $\pm 5\%$ [8].

4.4. Motores recíprocos y vehículos a gas – GNV

La influencia de la composición del gas sobre los motores puede caracterizarse de forma adecuada mediante dos medidas:

- Índice de Wobbe
- Número de metano (Methane Number - MN)

Los cambios en el índice de Wobbe son proporcionales a los cambios estequiométricos en las relaciones aire-combustible. No obstante, dado que el índice no considera las diferentes propiedades de combustión de los componentes del gas, este parámetro no sirve para establecer la resistencia a la detonación del gas combustible.

Si el índice de Wobbe permanece constante, un cambio en la composición del gas no ocasionará un cambio apreciable sobre la relación aire-combustible y la tasa de combustión, sin embargo, un cambio en la composición puede ocasionar cambios en el contenido de energía por unidad volumétrica y en la resistencia a la detonación de la mezcla. La detonación (cascabeleo) puede ser extremadamente perjudicial para un motor. Esta ocurre cuando hay una combustión no controlada que ocurre en un momento incorrecto dentro del ciclo de funcionamiento del motor [42].

La resistencia a la detonación es una función de la composición del combustible, el metano tiene una resistencia a la detonación muy alta, mientras que los compuestos hidrocarburos más pesados presentan una resistencia menor en la medida en que el número de carbonos aumenta en las moléculas. Para lograr una alta eficiencia térmica se requiere una alta relación de compresión y por lo tanto un combustible con una alta resistencia a la detonación [8].

Desde la perspectiva de las emisiones [8], los elementos de mayor importancia en el caso de los vehículos que operan con gas natural son el NO_x, el monóxido de carbono y los hidrocarburos sin quemar.

ASE-CNOGAS-1216-C

- La producción de NOx está determinada por la temperatura máxima en el proceso de combustión y por el oxígeno disponible. Si la composición del gas cambia, la formación de NOx se ve afectada debido a que la temperatura y la relación aire combustible cambian
- El monóxido de carbono se produce en cantidades significativas cuando no hay suficiente aire para lograr un proceso de combustión completa
- Los hidrocarburos sin quemar, provenientes de una combustión incompleta, tienden a incrementarse con mezclas pobres debido a bajas temperaturas y velocidades de llama

4.5. Industria petroquímica

La industria petroquímica emplea gas natural como fuente de energía y como materia prima que transforma mediante procesos catalíticos para obtener productos tales como el hidrógeno, amoníaco y etanol.

Un incremento en el contenido de hidrocarburos pesados en el gas natural puede ocasionar desactivación de catalizadores por deposición de carbono, esta situación llevaría a la realización de paradas de planta para reemplazo de catalizadores. Así mismo, puede tener implicaciones sobre las condiciones operacionales de las plantas (por la alta relación CO₂-H₂). En algunos casos se requiere de procesos de pretratamiento del gas para remover los componentes no deseados, mejorar la eficiencia y brindar flexibilidad en el abastecimiento de gas [8].

4.6. Resumen

Teniendo en cuenta lo visto en la presente sección, se ofrece en la Tabla 4 un resumen

Tabla 4. Resumen de potenciales problemas y sensibilidad a los cambios por sectores (Adaptado de [8])

Sector	Aspecto a considerar	Parámetro de control	Sensibilidad a los cambios en la calidad del gas
Residencial	-Enorme población de gasodomésticos que no incorporan dispositivos para regulación de presión o controles sofisticados	-Índice de Wobbe	-Alta
Comercial e Industrial	-Amplio rango de uso -Eficiencia -Emisiones	-Índice de Wobbe -Poder calorífico	-Baja a media
Turbogeneradores térmicos	-Eficiencia -Emisiones -Vida de las turbinas	-Índice de Wobbe -Índice de Wobbe modificado -Índice de gas -Índice de combustible	-Baja a alta
Motores combustión interna	-Detonación -Eficiencia -Emisiones -Estabilidad en la combustión	-Índice de Wobbe -Número de metano -Número de octano	-Alta

5. ANÁLISIS NACIONAL

5.1. Demanda y producción de gas natural

En la Figura 6 se ofrece una descripción actualizada (2015) de la composición de la demanda de gas natural en Colombia.

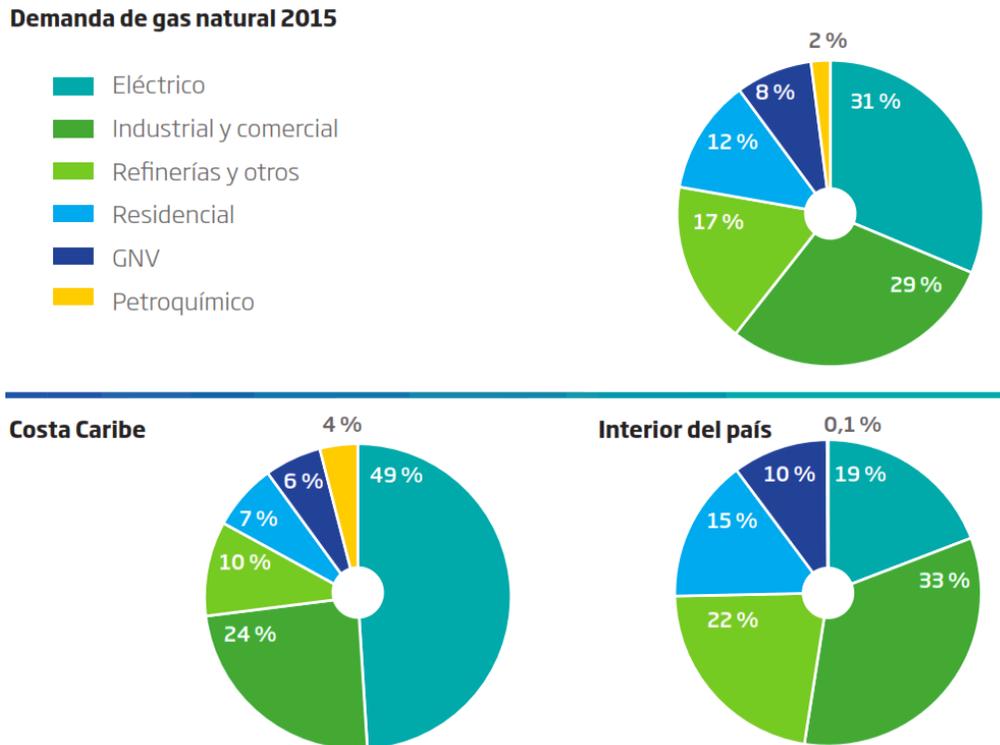


Figura 6. Demanda de gas natural en Colombia para el año 2015. Fuente: [43]

Como puede observarse, a nivel nacional los mayores consumidores de gas natural fueron los sectores: eléctrico (31%), industrial-comercial (29%) y el de refinerías (17%) que en su conjunto suman el 77% de la demanda total de gas.

No obstante, un aspecto a destacar es que existe una fuerte diferenciación entre las regiones como se observa en las gráficas inferiores para la Costa Caribe y para el Interior del país. Para el caso de la Costa Caribe el principal consumidor fue el sector eléctrico que ocupó casi la mitad de la demanda de gas, mientras que para el Interior del país este sector representó el 19%; en el Interior el sector que más demandó fue el industrial y comercial con el 33% del gas, seguido de las refinerías con el 22%.

A nivel residencial, el consumo al interior del país es notablemente superior que en la Costa Caribe, con un 10% contra 6%. Por su parte, el consumo petroquímico es fuerte y significativo en la Costa Caribe (4%) mientras que al interior es marginal (0,1%).

ASE-CNOGAS-1216-C

En Colombia, el gas natural ha estado históricamente marcado por las dos fuentes principales de abastecimiento, las cuales son a su vez los extremos del espectro de calidades de gas en cuanto a sus características físicas: el gas de la Guajira en la Región Costa Caribe (gas pobre) y el gas de los Llanos Orientales en la Región Centro (gas rico). Para 2015 la producción de gas natural en la región de la Costa Caribe fue el 48% y en el Centro fue de 40%, las regiones Noreste y Tolima Grande aportaron el restante de producción del total del país. Las otras 4 regiones en que la UPME divide el país no aportaron al total del suministro (Noroeste, CQR (Caldas, Quindío y Risaralda), Suroeste y Amazonía–Orinoquía) [43].

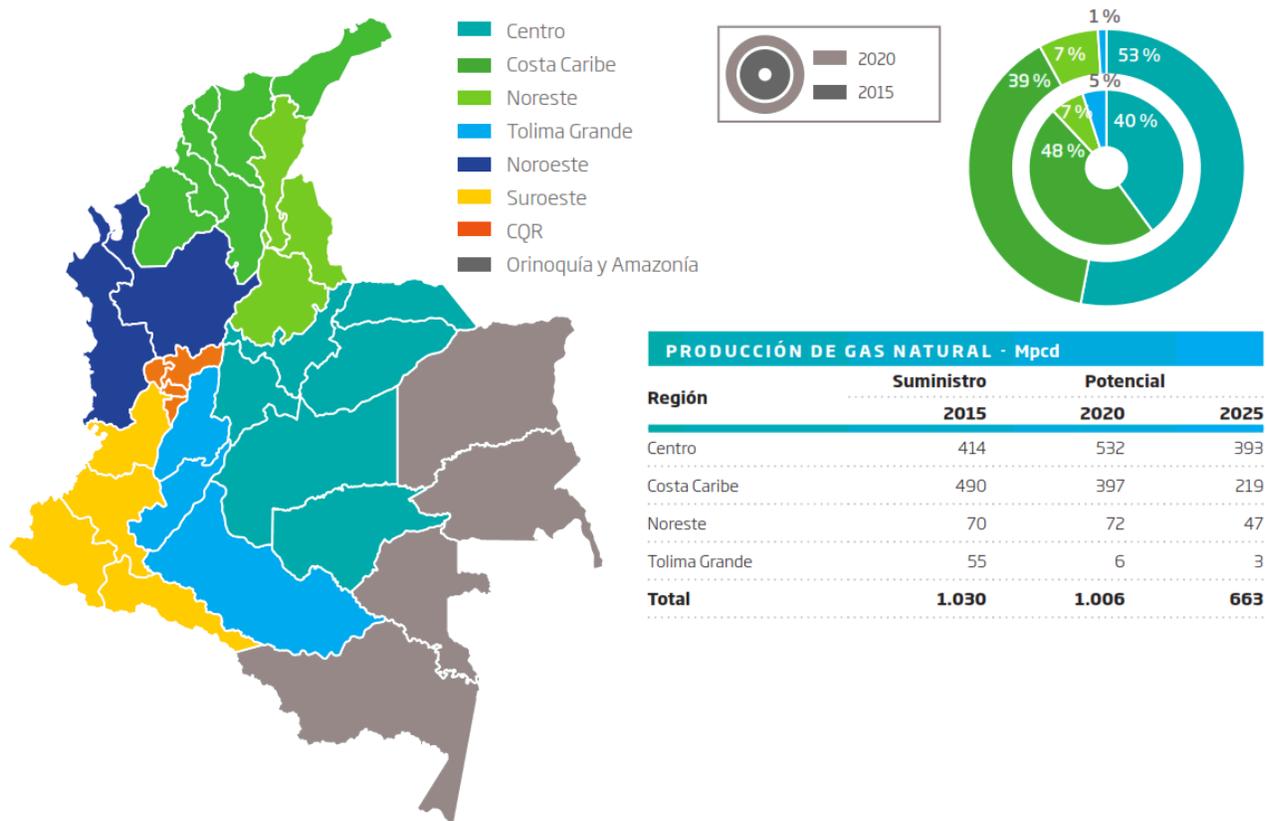


Figura 7. Producción de gas natural en Colombia. Actual (2015) y Potencial (2020, 2025). Fuente: [43]

Adicionalmente, es de destacar que la proyección del potencial de producción a 2020 muestra un declive en la producción de gas nacional, con un sostenimiento -en términos generales- de la producción en el Centro y un declive de la Costa Caribe, de tal manera que a 2025 el Centro representaría aproximadamente el 60% de la producción nacional, mientras que el gas de la Costa Caribe llegaría al 33%.

5.2. Transporte de gas natural

A 2015 el 87% del transporte de gas a nivel nacional se realizó por 2 empresas (54% por TGI en el Interior y 33% por Promigas en la Costa Caribe) [43].



ASE-CNOGAS-1216-C

Sistema nacional de transporte de gas natural

- Coinogas
- Progasur
- Promigas
- Promioriente
- TGI
- Transmetano
- Transoccidente

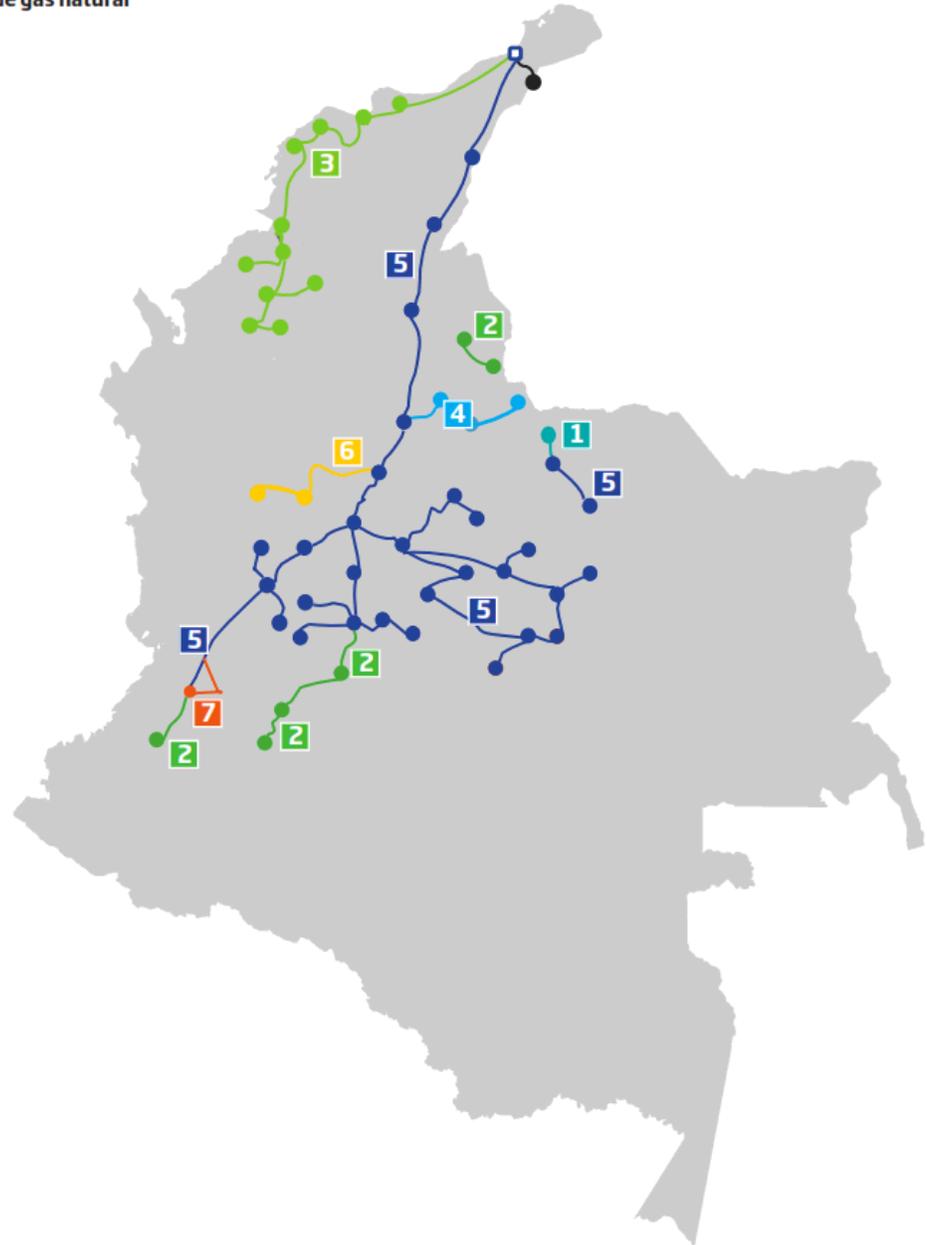


Figura 8. Mapa del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural. Fuente: [43]

Como se puede observar en la Figura 8, la red del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural tiene una topología ramificada en la que la Costa Caribe y el Interior se conectan por un único corredor o troncal (gasoducto Ballena – Barrancabermeja – Vasconia). Sobre ese gran corredor hacia el interior se destacan a su vez las siguientes conexiones entre transportadores:

- **Sebastopol – Medellín (Transmetano):** Conduce gas desde el nodo Sebastopol hasta Medellín. La interconexión es Sebastopol. Más adelante se describirá el comportamiento del gas en dicho nodo.

ASE-CNOGAS-1216-C

- **Gibraltar – Barrancabermeja (Promioriente):** La interconexión es en Barrancabermeja. En condiciones normales de operación conduce gas desde el campo Gibraltar (PCS = 1083 BTU/ft³; IWS = 1363 BTU/ft³) hasta Barrancabermeja abasteciendo a su paso a la ciudad de Bucaramanga. Bajo eventos que restrinjan el flujo de gas desde Gibraltar el gasoducto invierte el flujo llevando gas de Guajira (PCS = 997 BTU/ft³; IWS = 1325 BTU/ft³) hacia Bucaramanga.

Fuera de las interconexiones sobre el corredor Ballena – Barrancabermeja – Vasconia, existen interconexiones principalmente entre TGI y transportadores como Progasur (área de influencia al sur de Colombia, Tolima, Huila y Cauca) y Transoccidente (Cali y municipios vecinos).

A su vez, vale la pena destacar el caso de los gasoductos no interconectados con el SNT que se constituyen como sistemas regionales de transporte:

- Floreña – Yopal – Morichal (Casanare)
- Sardinata – Cúcuta (Norte de Santander)

A continuación, se analizarán los casos de la Costa Caribe y del Interior:

En el caso de la Costa Caribe, esta región se ha abastecido históricamente con gas proveniente de yacimientos de gas seco, es decir si un alto contenido de hidrocarburos pesados, estando el poder calorífico superior (PCS) muy cercano a los 1000 BTU/ft³ y un índice de Wobbe superior (IWS) cuyo promedio es del orden de 1333 BTU/ft³.

- **Ballena:** PCS = 996 BTU/ft³; IWS = 1326 BTU/ft³
- **La Creciente:** PCS = 997 BTU/ft³; IWS = 1323 BTU/ft³
- **Clarinete:** PCS = 1003 BTU/ft³; IWS = 1342 BTU/ft³
- **Arianna:** PCS = 1005 BTU/ft³; IWS = 1341 BTU/ft³
- **Bullerengue:** PCS = 1064 BTU/ft³; IWS = 1380 BTU/ft³
- **Tucurinca:** PCS = 1083 BTU/ft³; IWS = 1380 BTU/ft³

No obstante, el gas de campos como Bullerengue y Tucurinca presenta trazas de hidrocarburos pesados que incrementan su poder calorífico e índice de Wobbe, un aspecto clave a considerar en las redes de distribución de la costa, en el evento que el gas de estos campos vaya a abastecer equipos de combustión que fueron reglados para un gas pobre como el de Ballena, pues puede ocasionar fenómenos de combustión incompleta, por la deficiencia de aire derivada de un reglaje que se ha realizado para un gas pobre, el cual demanda menos oxígeno que para la combustión de un gas rico.

El gas del Centro (Llanos Orientales) no es transportado hasta la Costa Caribe, de manera que dicha región ha gozado de una buena estabilidad en cuanto a la composición y la naturaleza del gas que la surte. No obstante, la apertura al mercado de GNL mediante la terminal de regasificación y la futura entrada de gas proveniente de Venezuela son factores clave a considerar en cuanto a la proyección de un posible panorama diversificado de mezclas de gas natural, dado que la intercambiabilidad de gas podría verse comprometida.

ASE-CNOGAS-1216-C

Por su parte, en el Interior del país el panorama es mucho más complejo, para lo cual se requeriría un análisis por tramos, tomando como base la información de poderes caloríficos publicada en el Boletín Electrónico de Operaciones (BEO) de TGI S.A. ESP:

- **Ballena – Barrancabermeja:** Este tramo ha sido surtido con gas proveniente de La Guajira, de manera que la estabilidad sobre el mismo ha sido equivalente a la de la Costa Caribe, poder calorífico superior (PCS) cercano a 1000 BTU/ft³ e índice de Wobbe superior (IWS) del orden de 1326 BTU/ft³.
- **Barrancabermeja – Sebastopol:** Este tramo presenta una alta variabilidad. Hasta inicios de 2012 la tendencia central era a disponer de un gas pobre (Guajira), con eventos espaciados de mezclas intermedias y moderadas con gas del Centro (Cusiana). A partir de la entrada del gas de Cupiagua se aprecia un aumento en la variabilidad, oscilando entre las características de las dos fuentes (PCS 997 a 1150 BTU/ft³; IWS 1326 a 1390 BTU/ft³), siendo un sistema bimodal, con una frecuencia ligeramente mayor a exhibir valores cercanos al límite bajo (gas Guajira).
- **Sebastopol – Vasconia:** En este tramo se apreciaba el mismo comportamiento que el de Barrancabermeja a Sebastopol hasta inicios de 2012. Posteriormente se incrementa la variabilidad con una mayor frecuencia (sesgo) a presentar valores cercanos al límite alto (gas Cusiana y Cupiagua).

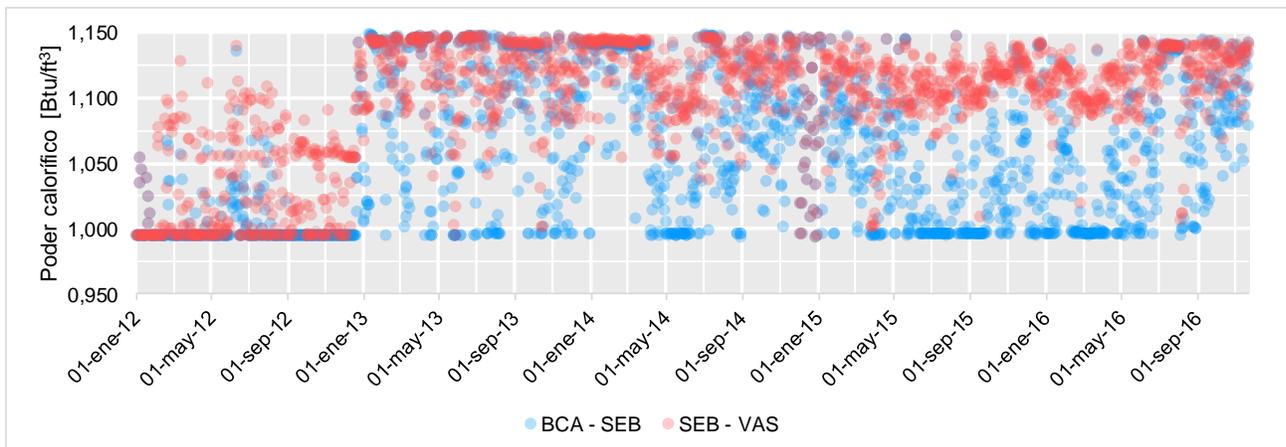


Figura 9. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos Barrancabermeja – Sebastopol (BCA-SEB) y Sebastopol – Vasconia (SEB-VAS)

- **La Belleza – Cogua y La Belleza – Vasconia:** Estos tramos han sido surtidos con gas proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua, los cuales son muy similares en especificaciones por lo que los tramos gozan de una gran estabilidad (PCS 1145 BTU/ft³; IWS 1390 BTU/ft³). A partir de estos tramos se alimenta a Bogotá por el norte y se lleva gas hasta el nodo central de Vasconia.
- **Vasconia – Mariquita y Mariquita – Cali:** Estos tramos se abastecen de gas proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua, llevando gas al occidente del país. A diferencia del caso de los tramos analizados anteriormente (La Belleza – Cogua – Vasconia), sobre estos tramos se presentan eventos

ASE-CNOGAS-1216-C

aislados en los que existen mezclas moderadas con gas pobre, de forma que se aprecia en algunos casos disminuciones de poder calorífico generalmente de una magnitud inferior a 50 BTU/ft³.

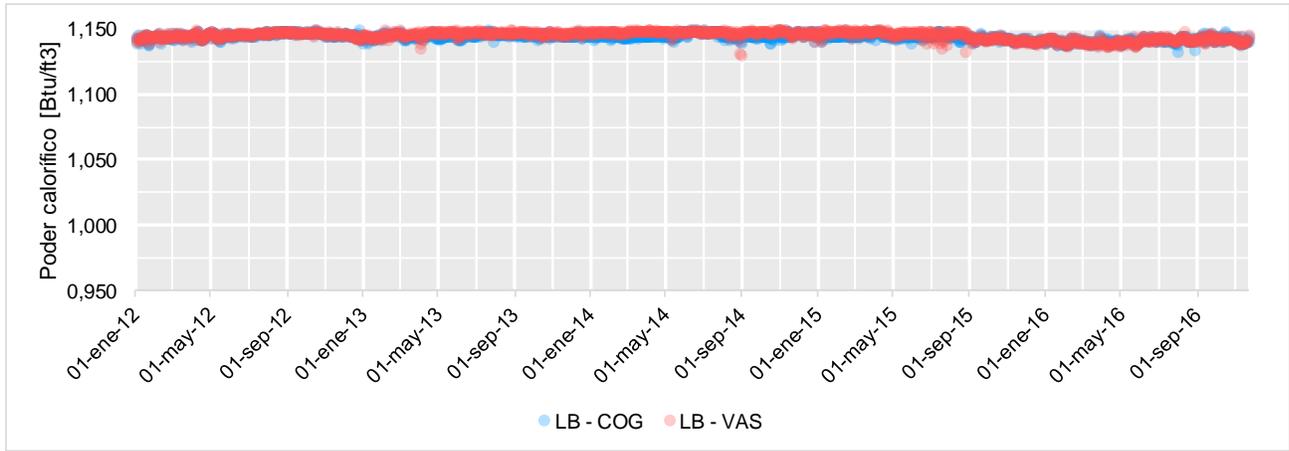


Figura 10. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos La Belleza – Cogua (LB-COG) y La Belleza – Vasconia (LB-VAS)

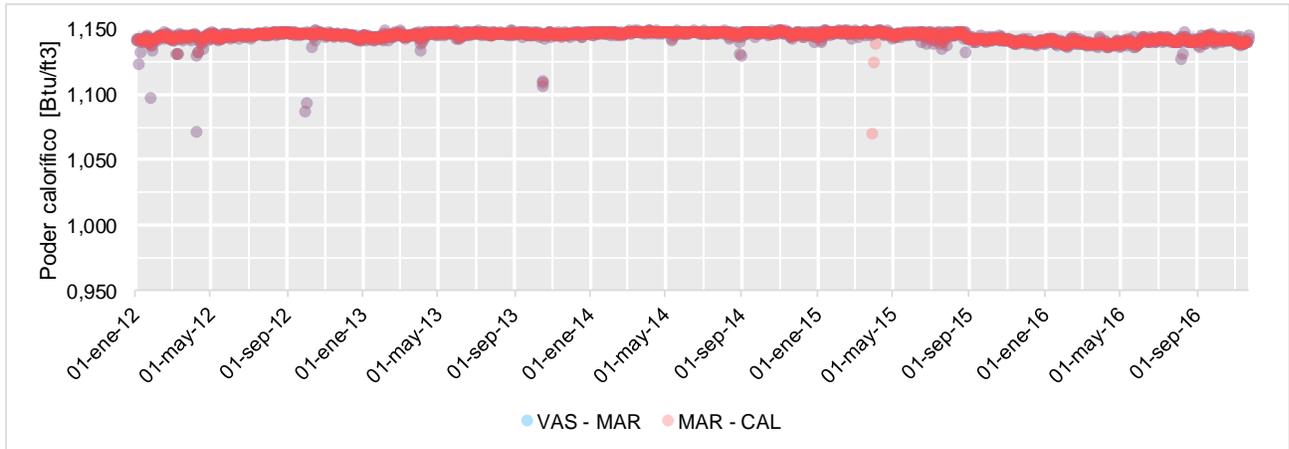


Figura 11. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos Vasconia – Mariquita (VAS-MAR) y Mariquita – Cali (MAR-CAL)

- Mariquita – Gualanday, Montañuelo – Gualanday y Gualanday – Neiva:** El primer tramo muestra un comportamiento muy estable, equivalente al caso de los tramos anteriores (Vasconia – Mariquita – Cali). No obstante, en la medida en que el gas desciende hacia el sur, se observa una dispersión mayor en los poderes caloríficos, así como la ocurrencia de mezclas que empobrecen el gas, siendo más significativo para el tramo Gualanday – Neiva en períodos previos al año 2015. En los tres tra-



ASE-CNOGAS-1216-C

mos se observan eventos aislados en los que existen mezclas moderadas con gas pobre, con disminuciones de poder calorífico de una magnitud en muy pocas veces superior a 50 BTU/ft³.

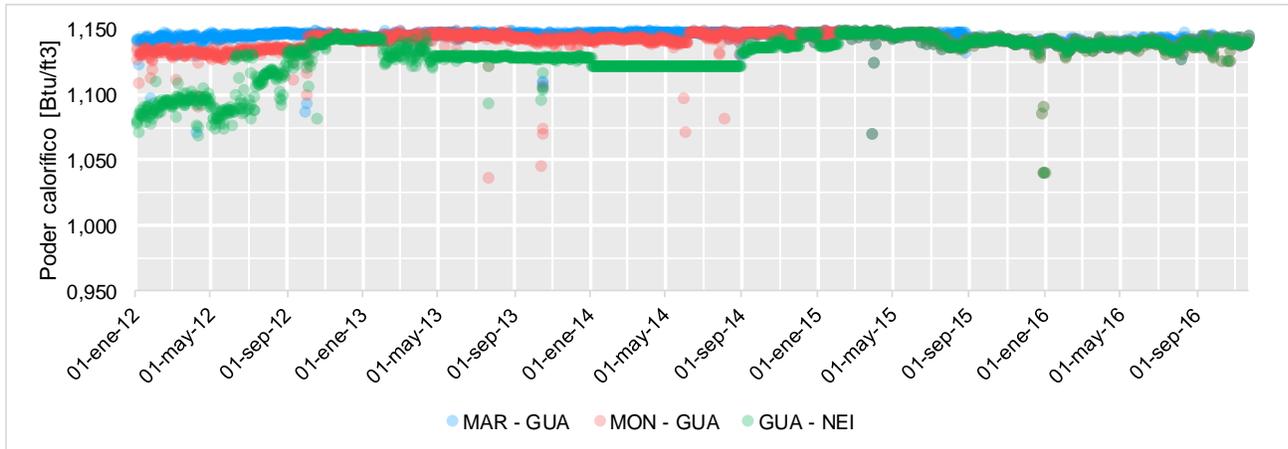
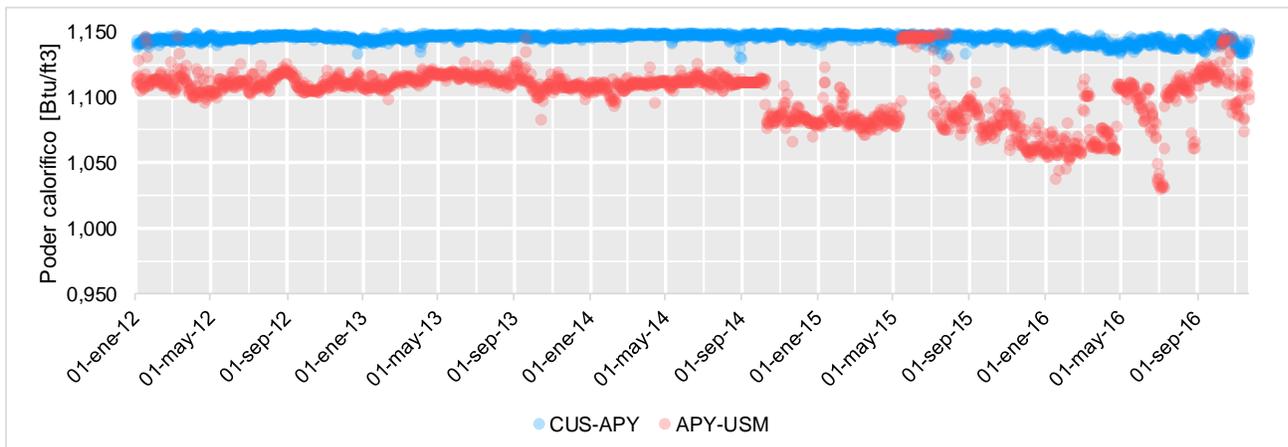


Figura 12. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos Mariquita - Gualanday (MAR-GUA), Montañuelo – Gualanday (MON-GUA) y Gualanday – Neiva (GUA-NEI)

- **Cusiana – Apiay y Apiay – Usme:** Partiendo de Cusiana y hasta Apiay se presenta una excelente estabilidad en el gas (PCS 1146 BTU/ft³; IWS 1391 BTU/ft³), una vez se recibe el gas de Apiay se presenta una mezcla empobrecida debido al alto contenido de inertes del gas de Apiay, principalmente el CO₂. Dado que las proporciones de la mezcla Cusiana – Apiay no son fijas, se presenta alta variabilidad en el tramo Apiay – Usme, siendo más significativa desde finales de 2014 y con una magnitud que en algunos casos puede superar los 100 BTU/ft³ en el poder calorífico superior. El nodo Usme alimenta a Bogotá por el sur.





ASE-CNOGAS-1216-C

Figura 13. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en tramos Cusiana - Apiay (CUS-APY) y Apiay – Usme (APY-USM)

- **Boyacá y Santander:** Los gasoductos de Boyacá y Santander obtienen el gas de Cusiana y Cupiagua, razón por la cual presentan una excelente estabilidad en el gas (PCS 1146 BTU/ft³; IWS 1391 BTU/ft³).

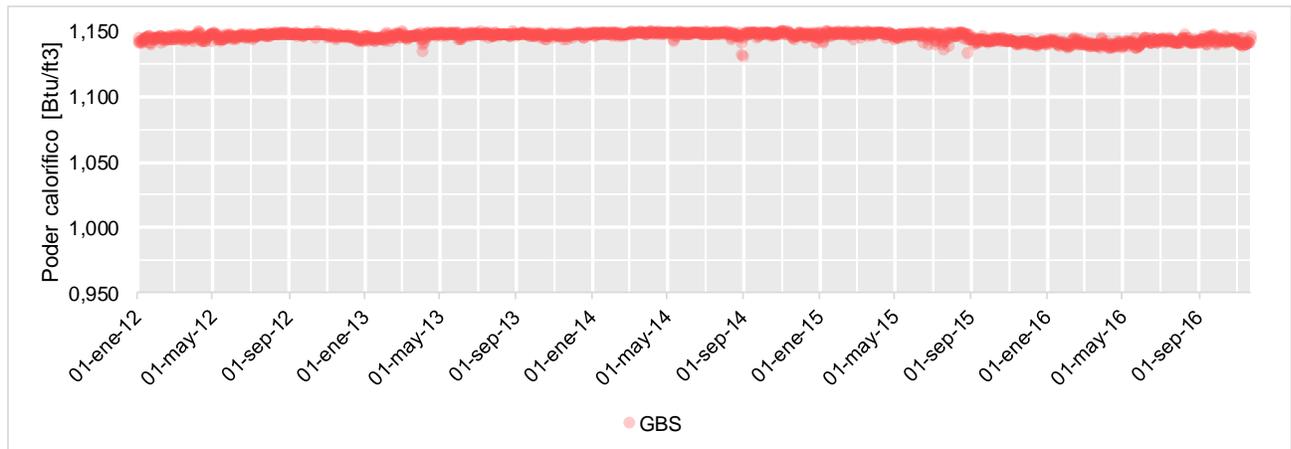


Figura 14. Serie de tiempo (2012 – 2016). Poderes caloríficos superiores en los gasoductos de Boyacá y Santander (GBS)

Lo anterior corresponde a un vistazo del panorama de transporte por tuberías, no obstante, no se debe dejar a un lado el transporte terrestre de gas comprimido para abastecer consumos en áreas por donde no pasan gasoductos cerca, el cual se conoce popularmente como “gasoductos virtuales”. Estos deben ser tenidos en cuenta pues dependiendo del punto de abastecimiento para la carga de gas y del instante en que se realice dicha operación es posible que la composición del gas varíe radicalmente.

5.3. Sector residencial

El sector residencial corresponde al de mayor expansión en el territorio nacional, de acuerdo con estadísticas del Ministerio de Minas y Energía al segundo trimestre de 2016, aproximadamente 639 municipios cuentan con servicio de gas, con casi 8,16 millones de usuarios. Aproximadamente el 80% de los usuarios está localizado en el 10% de los municipios. La ciudad con mayor número de usuarios residenciales conectados es Bogotá, concentrando el 22,7% del total nacional; tres veces superior a Medellín o a Cali que son la segunda y tercer ciudades con mayor número de usuarios a nivel nacional (6,89% y 6,81% del total nacional respectivamente).

Un aspecto de gran importancia por su impacto, y que no solo aplica al sector residencial sino en general a todos los usuarios de gas para aplicaciones de combustión tiene que ver con la altitud, dado que el óptimo

ASE-CNOGAS-1216-C

desempeño de los equipos de combustión puede verse comprometido por el efecto de la altitud sobre la presión atmosférica y sobre el contenido de oxígeno en el aire.

De acuerdo con AGA [41], a mayor altitud hay una menor concentración de oxígeno debido a la baja densidad del aire. A mayor altitud, la densidad del gas también disminuye, sin embargo, el caudal de gas a través de un inyector, en un quemador atmosférico, aumentará ante un descenso en la densidad del gas. De esta forma, a mayores altitudes menos gas puede quemarse completamente, por lo que es necesario efectuar una restricción del flujo de combustible. Una regla común para equipos de combustión estacionarios consiste en aplicar una degradación de 4% del consumo de gas por cada avance de 300 metros (1000 pies) en la altitud para sitios ubicados por encima de los 600 metros (2000 pies). Esto conlleva al uso de inyectores de menor diámetro en la medida que la altitud sea mayor, con el objeto de restringir el flujo de gas combustible al quemador. No obstante, AGA aclara que esta regla puede no ser necesaria para aparatos de media y alta eficiencia, especialmente aquellos que cuentan con un sistema asistido para la potencia de combustión.

En Norteamérica, de conformidad con el numeral 11.1.2 del Código Nacional de Gas Combustible [44], aplicable a instalación de artefactos en altitudes superiores a 600 m sobre el nivel del mar, se deben aplicar una reducción del flujo de gas combustible al artefacto empleando uno de los siguientes métodos:

- Reducir el flujo de gas en 4% por cada 300 m de altitud por encima de los 600 m
- Aplicar las directrices de la autoridad local competente
- Usar lo establecido en las instrucciones de instalación del fabricante

En Colombia, de acuerdo con las disposiciones de la Resolución 680 de 2015 del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo “Reglamento Técnico para algunos gasodomésticos que se fabriquen nacionalmente o importen para ser comercializados en Colombia” [14], la cual fue modificada parcialmente por la Resolución 1814 de 2016 [45], se tienen en cuenta las siguientes disposiciones relacionadas con la altitud de los gasodomésticos:

1. **Definición de calentador especial:** Se denomina calentador especial al calentador de agua de paso continuo de potencia nominal igual o superior a 4,2 kW, que funciona con combustibles gaseosos para uso residencial, instalado o por instalar en zonas geográficas con alturas iguales o superiores a dos mil (2.000) metros sobre el nivel del mar, sin que para el mismo se haya previsto un sistema de extracción o conducción de los productos de la combustión o su instalación en la parte externa de las edificaciones.
2. **Rotulados:** Los gasodomésticos deben llevar adheridas o impresas, en sitios visibles, fácilmente legibles e indelebles, una o varias placas de identificación que incluyan la leyenda “Este artefacto está ajustado para ser instalado de ___ a ___ metros sobre el nivel del mar”
3. **Manual de instrucciones:** En el manual de instrucciones se especifica como advertencia preliminar que “la potencia útil disminuye a medida que aumenta la altitud del sitio de instalación del artefacto con respecto al nivel del mar”

La consultoría llevó a cabo una georreferenciación de los municipios con servicio de gas, a partir del mismo fue posible determinar que aproximadamente el 20% de los municipios colombianos que poseen servicio de gas están localizados a altitudes superiores al límite de referencia de los calentadores especiales, fijado en

ASE-CNOGAS-1216-C

2000 metros sobre el nivel del mar. Estos municipios incluyen a Bogotá y en total agrupan el 32% de los usuarios de gas de Colombia (la tercera parte), incluyendo el 20% de los industriales y el 45% de los comerciales. En Colombia, para equipos de cocción y calentadores de agua, los fabricantes generalmente especifican que sus equipos son aptos para operar hasta altitudes de 2700 o 2800 metros sobre el nivel del mar.

En la Figura 15 y la Figura 16 se ofrecen representaciones gráficas con base en la georreferenciación de la ubicación de la densidad de usuarios de servicio de gas en Colombia y de la distribución de usuarios según la altitud sobre el nivel del mar, respectivamente.

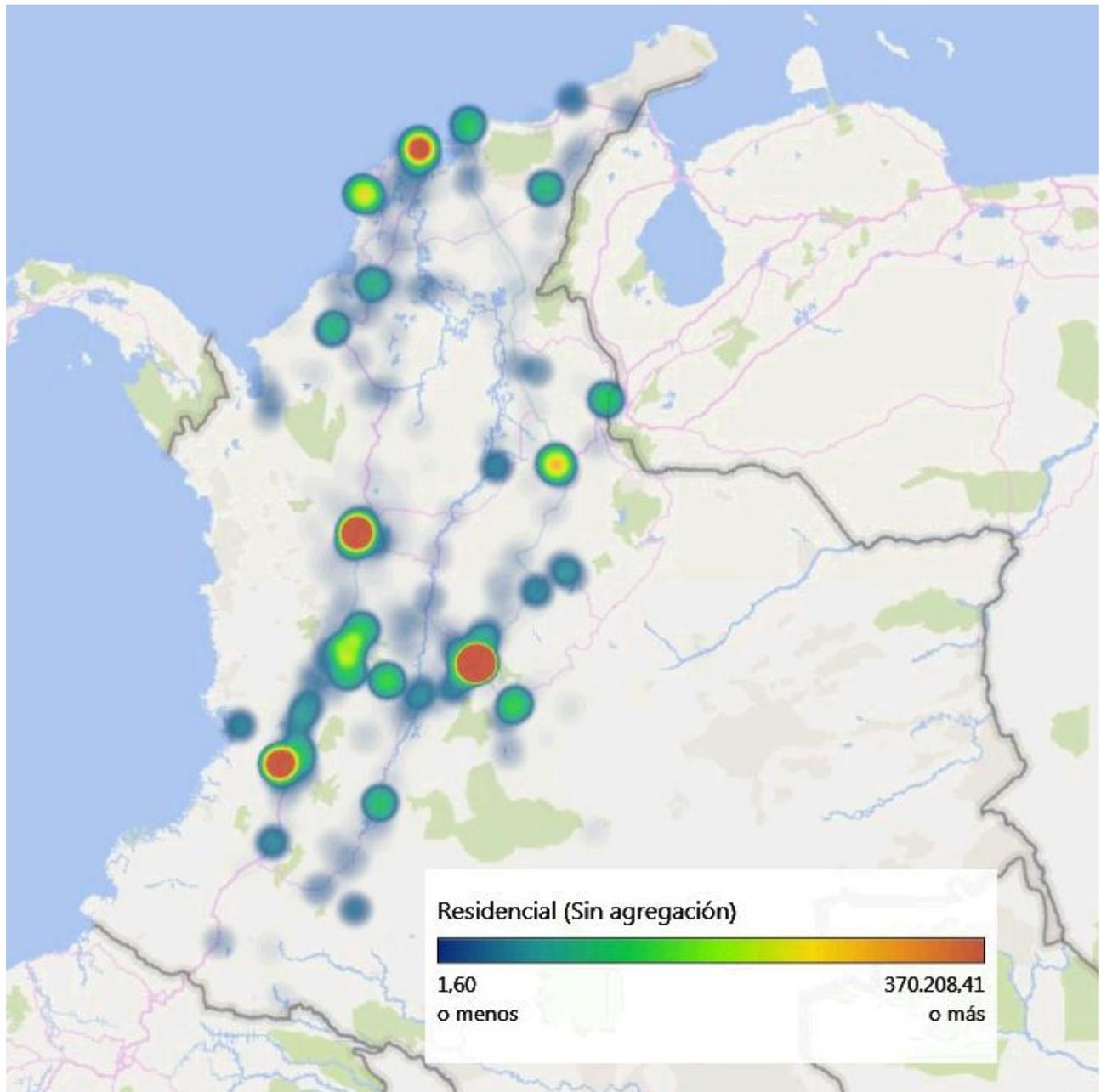
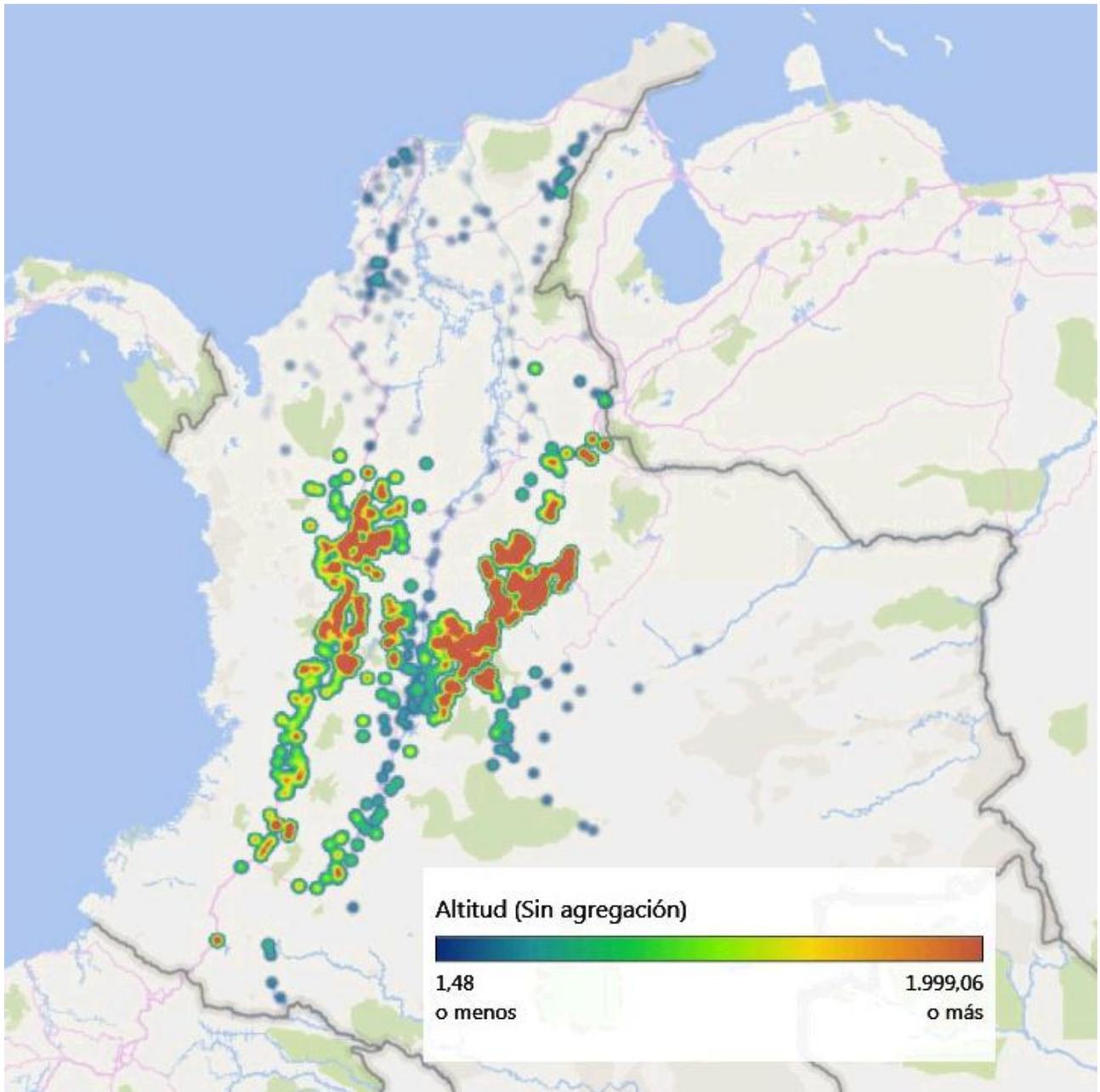




Figura 15. Mapa de densidad de usuarios de gas en Colombia



5.4. Sector industrial

A pesar de la gestión realizada a través de la ANDI y su Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas, no fue posible obtener información detallada acerca de las tecnologías de combustión y los usos del gas en las industrias colombianas.

Por lo anterior, en este punto solo se resaltarán de nuevo lo que ya se había mencionado previamente en el numeral 4.2 del presente informe “Usuarios industriales – Quemadores”. Los sectores industriales más sensibles a presentar problemas por intercambiabilidad de gas son los siguientes:

- Producción de vidrio flotado
- Producción de fibra de vidrio
- Hornos con atmósferas controladas
- Procesos de cerámica y vidriado o porcelanizado
- Procesos textiles de llama directa

5.5. Sector termoeléctrico

Las generadoras térmicas a gas están distribuidas en tres regiones: la costa caribe (Barranquilla y Cartagena), el Magdalena medio (tramo Sebastopol – Vasconia) y Cali. En el mismo orden por regiones están las capacidades instaladas (1628 MW, 680 MW y 408 MW respectivamente). La ubicación exacta puede verse en la Figura 17.

La mayor parte de las térmicas fueron construidas entre la mitad de la década de los 90 del siglo pasado e inicios del nuevo siglo. Corresponden a generadores de marca ABB, Siemens-Westinghouse, General Electric y Pratt & Whitney.

Dentro de la encuesta realizada en la Fase B del presente estudio, se evidenció que la gran mayoría de generadores manifiestan su aptitud para operar con variaciones de índice de Wobbe de $\pm 5\%$, o incluso superiores (hasta $\pm 8\%$), con la excepción de una planta generadora ubicada sobre el tramo Sebastopol – Vasconia cuya infraestructura de generación incluye un sistema DLN (Dry Low NO_x – ver sección 4.3 del presente informe), razón por la cual aclara que su flexibilidad con respecto al índice de Wobbe inferior es del $\pm 2\%$, complementado a su vez que las variaciones hasta $\pm 7\%$ requieren de ajuste fino y que las variaciones superiores a este último valor requieren el cambio de quemadores (toberas piloto).

Debido a que el corredor Sebastopol – Vasconia presenta alta variabilidad en las características del gas (Figura 9), se decidió realizar una profundización sobre el mismo, ya que las condiciones del gas de las demás térmicas (costa caribe y tramo Vasconia – Mariquita – Cali) son mucho más estables. Para lo anterior se indagó con TGI S.A. ESP, (Transportador responsable de dicho tramo), acerca de la gestión para el control de



ASE-CNOGAS-1216-C

la calidad del gas sobre ese corredor, dicha empresa informó que sobre cada térmica de este tramo tiene instalados cromatógrafos en línea de gas, los cuales transmiten información sobre composición y propiedades del gas natural (composición C6+, poder calorífico y densidad relativa) tanto para su Centro Principal de Control (CPC) como para el de los generadores térmicos.

ASE-CNOGAS-1216-C

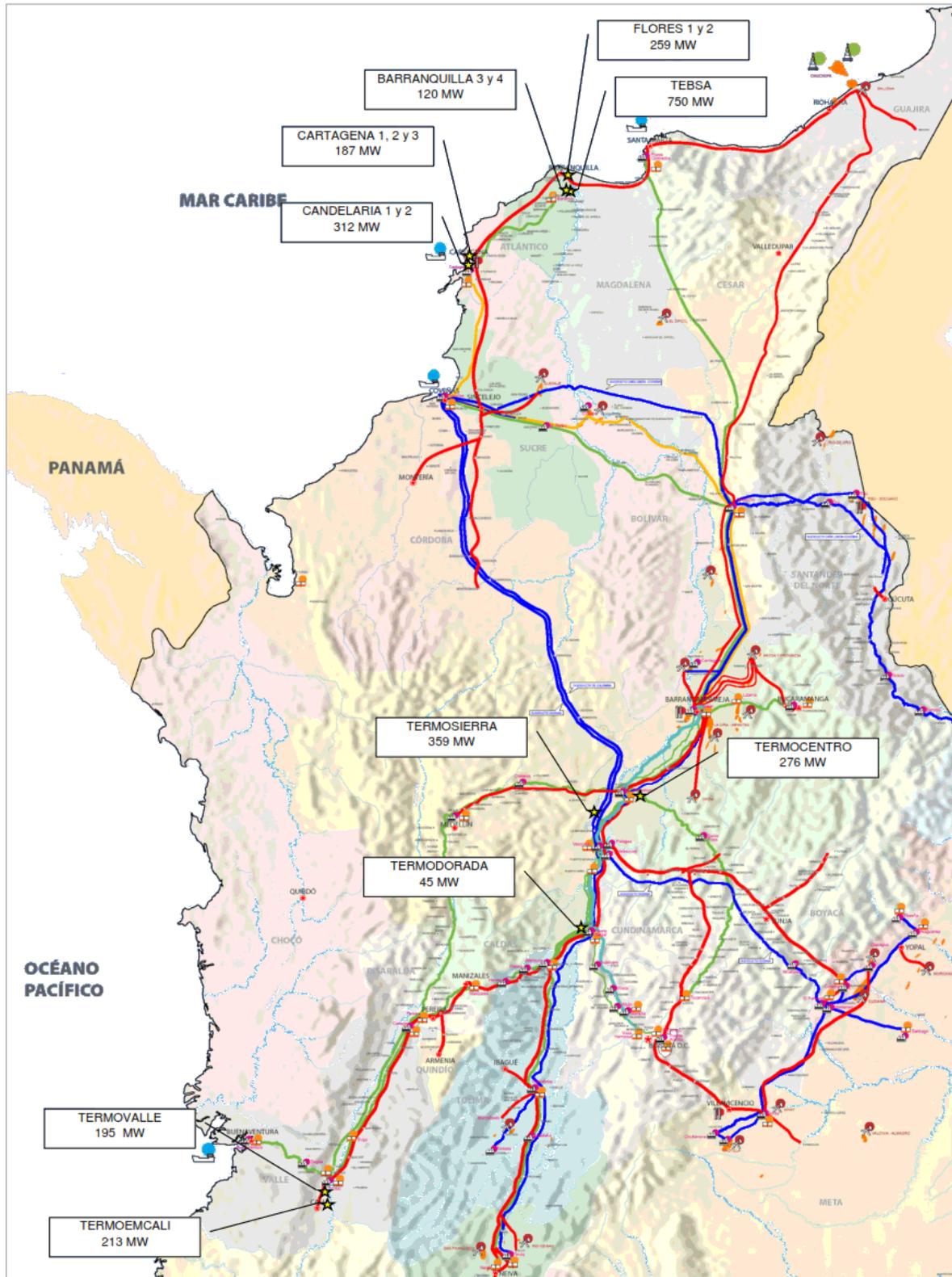


Figura 17. Ubicación de las termoeléctricas. Fuente: CNO del sector eléctrico

ASE-CNOGAS-1216-C

En la Figura 18 se muestra un histograma con los índices de Wobbe para los tramos Barrancabermeja – Sebastopol y Sebastopol – Vasconia para el período 2013-2016. Puede observarse que el tramo Barrancabermeja – Sebastopol opera bajo una condición bimodal (extremo Guajira Vs. extremo Cusiana-Cuapiagua); mientras que el tramo Sebastopol – Vasconia, sobre el cual están ubicadas las térmicas del Magdalena Medio, presenta una condición de mezcla de gases con un sesgo hacia los poderes caloríficos altos (Gas Cusiana-Cupiagua). Debido al sesgo operacional, aproximadamente el 94% de los datos está cubierto por el intervalo comprendido entre 1390 y 1358 BTU/ft³, lo cual corresponde a un intervalo de variabilidad de $\pm 1,2\%$ (amplitud de 2,4% de extremo a extremo del intervalo en mención) en el índice de Wobbe. Sin embargo, 4% de los datos pueden derivar en una amplitud de 4,8% si a determinada hora se recibe gas de Cusiana y a la siguiente se está recibiendo gas de Guajira.

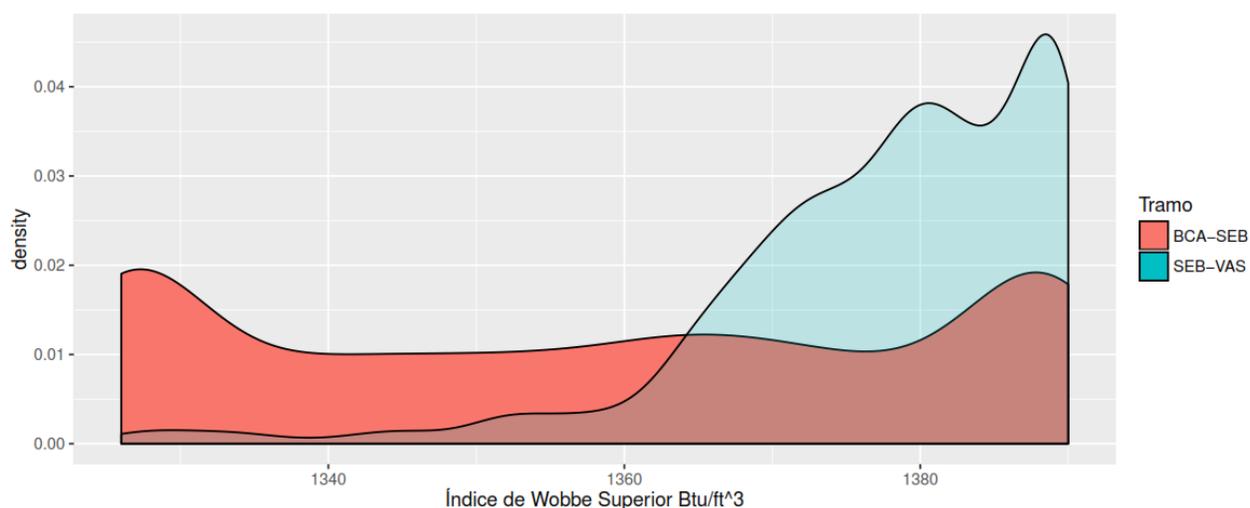


Figura 18. Histograma de poderes caloríficos 2013-2016 tramos Barrancabermeja-Sebastopol (BCA-SEB) y Sebastopol-Vasconia (SEB-VAS). Fuente de los datos: BEO TGI

En este punto es importante hacer claridad en que las variaciones de poder calorífico no son equivalentes a las variaciones en índice de Wobbe, siendo estas últimas de menor magnitud. Esto puede verse fácilmente mediante el siguiente ejemplo para los gases extremos Guajira y Cusiana-Cupiagua:

Tabla 5. Comparación entre variaciones de poderes caloríficos y de índices de Wobbe para gases colombianos extremos

Gas	Poder Calorífico Superior	Rango de Poder Calorífico	Índice de Wobbe Superior	Rango de Índice de Wobbe
Guajira	996 BTU/ft ³	$\pm 7,2\%$ (14,4% de extremo a extremo del intervalo)	1326 BTU/ft ³	$\pm 2,4\%$ (4,8% de extremo a extremo del intervalo)
Cusiana-Cupiagua	1150 BTU/ft ³		1390 BTU/ft ³	



5.6. Motores de combustión a gas - Sector GNV

Casi la totalidad de los vehículos que operan con gas natural en Colombia corresponden a vehículos convertidos (gasolina a gas natural). Con excepción de los vehículos para transporte urbano en ciudades como Medellín, Cartagena, Palmira, recientemente Bogotá y de algunos vehículos para carga media y grande, existen pocos vehículos con motores de combustión a gas que sean dedicados, es decir que desde fábrica vengan diseñados y construidos para operar con gas natural. Así mismo, vale la pena destacar que hay aplicaciones de generación de energía eléctrica y de compresión de gas que emplean gas natural como combustible para alimentar motores reciprocantes.

En la medida que ha avanzado la tecnología del GNV, las generaciones de kits de conversión de vehículos han mejorado los sistemas de control de la inyección, obteniendo un mejor desempeño, eficiencia y la posibilidad de evitar el problema de la detonación.

Los fabricantes de motores dedicados a gas, tanto para el sector transporte como para aplicaciones de potencia mecánica en el sector industrial y de generación eléctrica especifican los parámetros que debe cumplir el gas para poder ser usado de manera segura y eficiente en sus motores. Al respecto es conveniente anotar que a la fecha no existe un consenso de la industria acerca del uso de un único parámetro normalizado que ofrezca un análisis certero de la intercambiabilidad de gases en motores de combustión.

Tradicionalmente, los dos parámetros que han sido de mayor aplicación son el MON (Motor Octane Number) y el MN (Methane Number) [41] [46] [19] [20] [47], especialmente orientado hacia la prevención de problemas de detonación. Sin embargo, para estos parámetros existen diferentes formas de cálculo, que a su vez ofrecen resultados numéricos diferentes. Incluso los fabricantes de motores, como es el caso de Cummins, han recurrido a desarrollar métodos de cálculo de carácter propietario. Fabricantes como Deere y Detroit han empleado el MON.

El enfoque tradicional corresponde a la derivación del MN a partir del MON, aunque la correlación para el MON tiene limitaciones para relaciones Hidrógeno/Carbono (H/C) por debajo de 2,5 y para contenidos de inertes superiores a 5% molar.

Los valores de control reportados por los fabricantes son dispersos, en el caso del MON por lo general exigen que este sea superior a 115 y para el MN que sea superior a 65 o a 80, dependiendo del modelo del motor.

En la Figura 19 se muestra una comparación de los valores de MON y de MN calculados para los gases típicos colombianos mediante 2 métodos, el de coeficientes lineales (MON 1) y el de la California Air Resources Board – CARB (MON 2) que corresponde al que está documentado en el artículo técnico de SAE No. 922359 de 1992 [47].

La tendencia de la industria es hacia lograr una convergencia en el uso del MN, no solo para aplicaciones de gas natural comprimido sino de gas natural licuado usado en motores. En Colombia el comercio del gas natural vehicular se realiza sobre una base volumétrica (en metros cúbicos). En la actualidad al consumidor no se le brindan detalles acerca del tipo de gas que está cargando en su vehículo, generalmente esto corres-



ASE-CNOGAS-1216-C

ponde a estudios y análisis previos realizados con base en las condiciones locales de distribución sobre las cuales se realiza el proceso de compra de tecnologías de combustión.

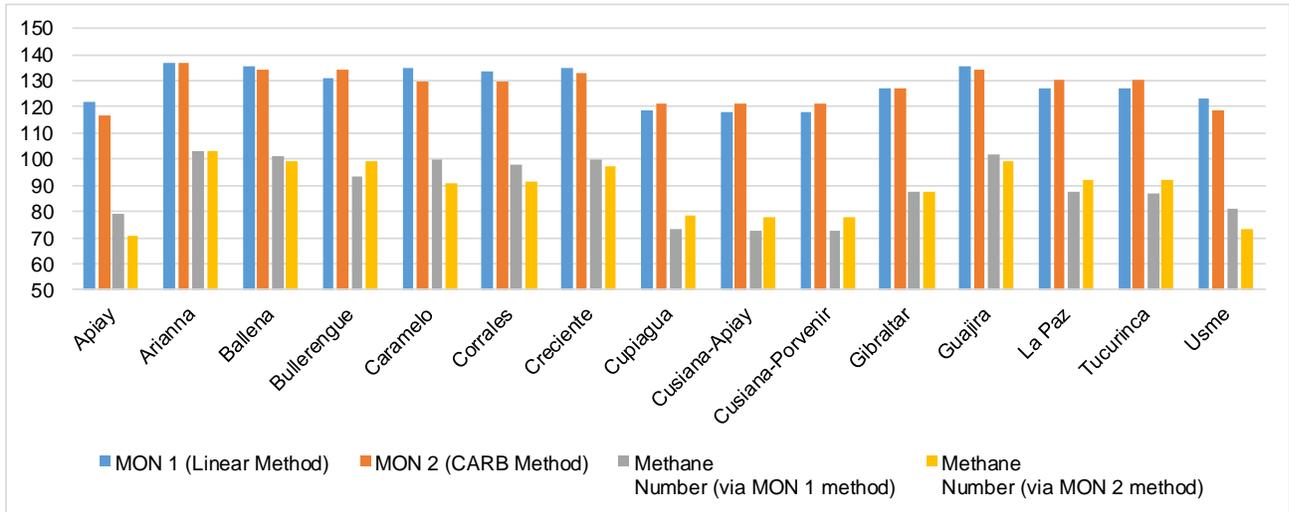


Figura 19. Valores de MON y MN calculados por el método de coeficientes lineales y por el método CARB para gases colombianos típicos

5.7. Sector petroquímico

En Colombia el sector petroquímico representa el 2% de la demanda nacional de gas, las empresas de este sector están ubicadas mayoritariamente en la Costa Caribe, principalmente en las zonas industriales de Cartagena y Barranquilla. Debido a su ubicación han obtenido como materia prima un gas pobre con buena estabilidad en su composición.

5.8. La calidad del gas en Colombia y su relación con la intercambiabilidad

Las condiciones para el control de la calidad del gas en Colombia están fijadas desde 1999 en el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT (Resolución CREG 071 de 1999 [21]); posteriormente estas condiciones fueron modificadas con un énfasis especial en cuanto a la temperatura de punto de rocío de hidrocarburos mediante la Resolución CREG 054 de 2007 [23].

Con relación al RUT, haciendo a un lado sus exigencias en cuanto al contenido de contaminantes en el gas, tales como el sulfuro de hidrógeno, el contenido total de azufre, vapor de agua, material particulado, líquidos, etc., es necesario reconocer que hay dos elementos en el Cuadro 7 del numeral 6.3 del RUT que guardan relación estrecha con el índice de Wobbe, estos son:

- El poder calorífico (límite máximo y mínimo)
- El contenido de inertes (límite máximo)

Estas dos variables están correlacionadas entre sí, y a su vez con el índice de Wobbe, de manera que podría llegar a creerse que, si bien en Colombia no se ha regulado de manera explícita el índice de Wobbe, si se ha

tenido un control indirecto del mismo, sin embargo, esta suposición no es precisa, es válida solo de manera parcial, como se explicará a continuación y posteriormente en el numeral 5.9.

5.8.1. Relación del poder calorífico con el índice de Wobbe

El poder calorífico, específicamente el superior o “bruto” es la cantidad de calor que podría liberarse de la combustión completa con oxígeno de una cantidad específica de gas, de manera que la presión, p , a la cual se desarrolla la reacción permanece constante, y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada, T , que los reactivos; estando todos estos productos en estado gaseoso, excepto por el agua formada en la combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura T [7].

Por la propia definición funcional del índice de Wobbe, es clara la relación directamente proporcional entre el poder calorífico y el índice de Wobbe. A mayor poder calorífico, mayor es el valor del índice de Wobbe.

$$IWS = \frac{PCS}{\sqrt{d}}$$

Donde:

IWS Índice de Wobbe Superior (BTU/ft³ o MJ/m³)

PCS Poder calorífico Superior (BTU/ft³ o MJ/m³)

d Densidad relativa del gas (adimensional)

Por tratarse de propiedades en base volumétrica, tanto el *IWS* como el *PCS* deben referirse a las mismas condiciones base, estándar o de referencia, en el caso de Colombia, de acuerdo con el RUT son: una presión absoluta de 14,65 psi y una temperatura de 60°F. La densidad relativa es la relación entre la masa de un gas contenido en un volumen arbitrario y la masa del aire seco de composición estándar que podría estar contenido en el mismo volumen a las mismas condiciones de referencia. En Colombia no existen restricciones sobre valores mínimos o máximos de densidad relativa del gas, países como Alemania, España, Francia, Italia, Dinamarca, Austria y Japón, si lo hacen como parte de los parámetros de calidad del gas.

En el cuadro 7 del numeral 6.3 del RUT [21] se limita el espectro de poderes caloríficos a un valor mínimo de 950 BTU/ft³ y a un valor máximo de 1150 BTU/ft³ expresados ambos a condiciones base (14,65 psia y 60°F). Un gas pobre (P.Ej. gas de Guajira) es un gas constituido casi en su totalidad por metano (CH₄), el metano tiene un poder calorífico superior de aproximadamente 1008,8 BTU/ft³ y un índice de Wobbe superior de 1354,5 BTU/ft³, ambos expresados a condiciones base RUT, un gas rico (P.Ej. gas de Cusiana y Cupiagua) es un gas que contiene una cantidad importantes de hidrocarburos más “pesados” que el metano (etano, propano, butano, etc.).

Debido a la estrecha relación funcional entre el índice de Wobbe y el poder calorífico, la restricción del poder calorífico dada en el RUT impone a su vez restricciones sobre el parámetro de intercambiabilidad, sin embargo, dicha restricción tiene dos atenuantes: el contenido de inertes que se verá en la siguiente sección y el contenido de hidrocarburos superiores al metano.

ASE-CNOGAS-1216-C

En la Figura 20 se ofrece una gráfica para los gases colombianos típicos en la que se relaciona el poder calorífico superior con su respectivo índice de Wobbe superior.

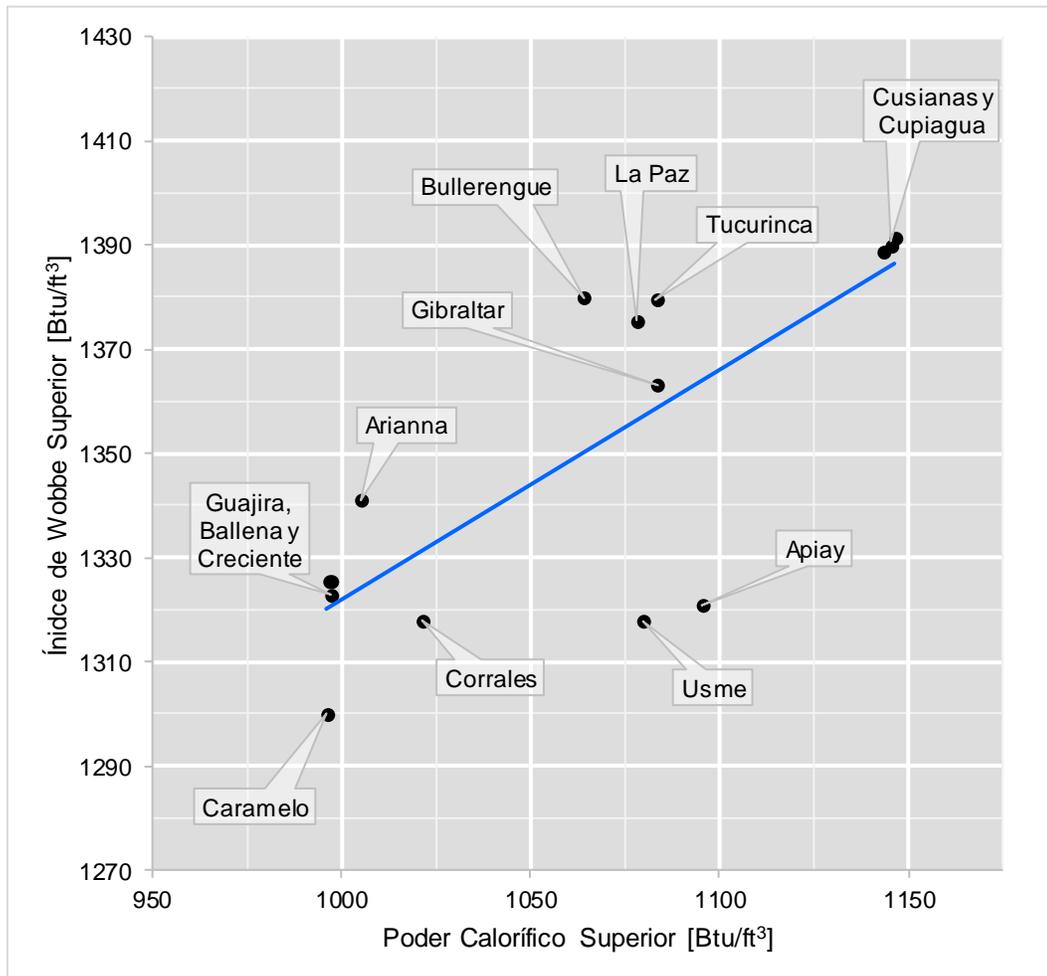


Figura 20. Relación entre poder calorífico superior e índice de Wobbe superior, gases colombianos típicos

En este punto vamos a retomar los gases límite de combustión empleados en ensayos a gasodomésticos (Numeral 2.1, Tabla 2 del presente informe), con el objeto de ilustrar un ejemplo sencillo. El gas límite de combustión incompleta y hollín (G21) tiene un contenido de metano de 87% y un contenido de propano de 13%, su índice de Wobbe es de 1462,3 BTU/ft³ a condiciones RUT, representa el extremo de aceptabilidad del grupo H de la segunda familia, sin embargo, su poder calorífico es de 1209 BTU/ft³ a condiciones RUT, lo cual lo inhabilitaría para su transporte en Colombia de acuerdo con las actuales disposiciones del RUT (máximo 1150 BTU/ft³).

Una de las técnicas de gestión de intercambiabilidad, cuando se requiere incrementar el índice de Wobbe de un gas consiste en “enriquecer” el gas inyectando propano. El propano tiene un poder calorífico 150% mayor al del metano; al inyectarlo en un gas pobre se incrementa el poder calorífico de la mezcla y a su vez el índice de Wobbe; el poder calorífico es directamente proporcional al índice de Wobbe.

ASE-CNOGAS-1216-C

El mejor ejemplo para la aplicación de esta técnica sería el caso de Bogotá, una ciudad en la que los equipos de combustión están ajustados para unas condiciones locales de distribución correspondientes al uso del gas proveniente de los Llanos Orientales (gas rico). Si Bogotá fuera a abastecerse con gas pobre como por ejemplo de Guajira o un GNL, la diferencia entre los índices de Wobbe del gas de ajuste y del gas sustituto sería cercana al 5%, por lo que podría aplicarse un enriquecimiento con propano para disminuir la brecha de intercambiabilidad. Para esto se podría realizar una inyección de propano, en una proporción correspondiente entre el 3% y el 10% del gas pobre. Con esto se obtendría un gas intercambiable para las condiciones locales, que no presentaría problemas de combustión.

En este punto es importante mencionar que el RUT también tiene exigencias acerca del punto de rocío de hidrocarburos¹, un parámetro que está directamente relacionado con el poder calorífico.

El punto de rocío de hidrocarburos aumenta con el contenido de hidrocarburos pesados, en la medida que los hidrocarburos son más pesados, estos tienen una menor presión de vapor, mayor densidad y mayor poder calorífico. El numeral 6.3.1 del RUT [21] limita la temperatura de punto de rocío de hidrocarburos a un máximo de 45°F (7,2 °C) a cualquier presión. En Colombia se toma como referencia la metodología de espejo enfriado automáticamente con analizador en línea para su determinación.

En la Figura 21 se muestra el contenido de hidrocarburos superiores al propano (C3+) en los gases típicos colombianos. Podría decirse que con la especificación del punto de rocío de hidrocarburos se garantiza a un alto nivel la seguridad de las redes y del uso del gas por posibles fenómenos de condensación de hidrocarburos, de esta manera estarían blindadas las operaciones como el enriquecimiento de gas descrita anteriormente, pues al inyectar hidrocarburos más pesados no solo se debería cumplir con el poder calorífico y el índice de Wobbe, sino también con el punto de rocío de hidrocarburos.

No obstante, el etano sería uno de los ejemplos que contradice la suposición del control basado en el poder calorífico y el punto de rocío, pues el etano tiene un valor sumamente bajo de temperatura de ebullición (-127 °F; -88°C), siendo un compuesto que elevará significativamente el número de Wobbe por su poder calorífico pero que no va a tener restricciones en cuanto al punto de rocío de hidrocarburos. Por ejemplo, una mezcla aproximada metano 82% y etano 18% va a tener un poder calorífico de 1150 BTU/ft³ y una temperatura de punto de rocío de -45°F (-43°C), sin embargo, su índice de Wobbe va a ser del orden de 1432 BTU/ft³, bajo las actuales condiciones de calidad RUT (sin especificación de Wobbe) este gas podría ser recibido y transportado en el SNT, distribuido y consumido por los usuarios del servicio.

¹ El punto de rocío de hidrocarburos (Hydrocarbon Dew Point - HCDP) es la temperatura, a una presión determinada, a la cual inicia la condensación de los hidrocarburos que están en fase vapor. Termodinámicamente, el “verdadero” punto de rocío de hidrocarburos es la temperatura (a una presión dada) a la cual la fugacidad de las fases de líquido y gas es idéntica. Puesto que la medición del punto de rocío involucra la reducción en la temperatura del sistema, esto equivale a la temperatura a la cual ocurre la primera aparición de la fase líquida. En dicho punto, la cantidad de fase líquida es infinitesimalmente pequeña. Puesto que no hay instrumentos u observadores capaces de detectar esta cantidad infinitesimalmente pequeña, el valor medido por un instrumento tipo espejo enfriado difiere del punto de rocío de hidrocarburos “verdadero”. Dependiendo de la composición del gas y de la sensibilidad del sistema de detección del instrumento automático o del observador, el punto de rocío de hidrocarburos medido puede ser considerablemente inferior al punto de rocío de hidrocarburos “verdadero” [7].

ASE-CNOGAS-1216-C

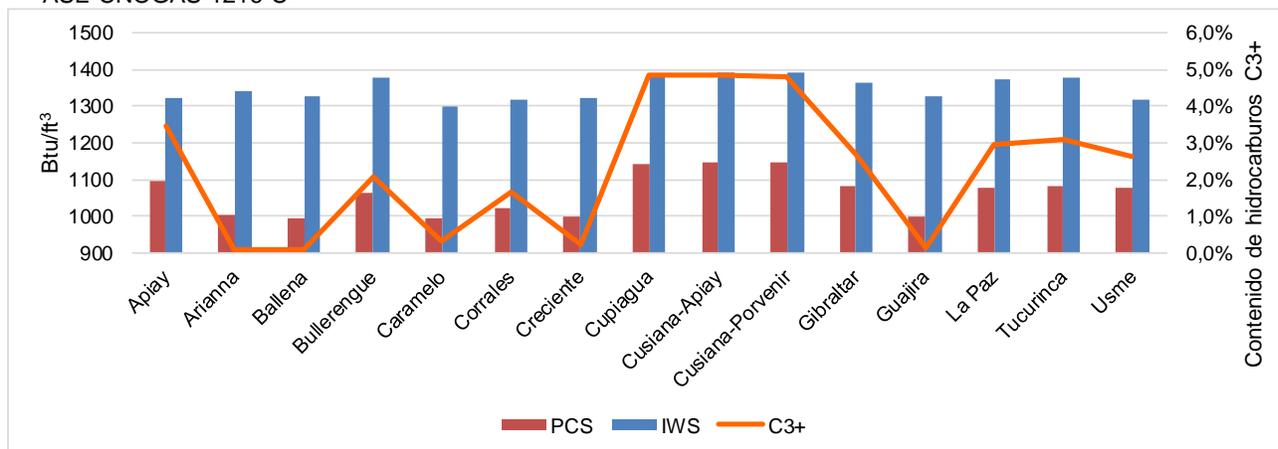


Figura 21. Poder calorífico superior, índice de Wobbe superior y contenido de hidrocarburos C3+ en gases típicos colombianos

En el extremo máximo de poder calorífico superior (1150 BTU/ft³) están los gases de los Llanos (Cusiana - Cupiagua), con un contenido de hidrocarburos C3+ cercano al 5%, estos gases tienen un índice de Wobbe alrededor de 1390 BTU/ft³. La Resolución CREG 172 de 2016 propone para el extremo máximo del índice de Wobbe superior un valor de 1414,7 BTU/ft³. El ingreso al SNT de gases con un número de Wobbe superior a las especificaciones del gas de los Llanos es aún una zona inexplorada, sin experiencia operativa. Un aspecto de gran peso a considerar, como se verá posteriormente en la sección 5.9 del presente informe.

5.8.2. Relación del contenido de inertes con el índice de Wobbe

En Colombia el RUT [21] define los inertes en la Nota 3 del Cuadro 7 como “la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno”.

Los inertes son gases no combustibles, componentes que no participan aportando energía en el proceso de combustión, al contrario, su presencia disminuye el poder calorífico del gas. Un caso particular en Colombia tiene que ver con el tratamiento que se da con el contenido de oxígeno, pues la regulación supone que dicho compuesto es un inerte, siendo que a nivel internacional es considerado una impureza o contaminante del gas que no suma dentro del total de inertes².

Sin embargo, la presencia de los inertes no se limita a disminuir el poder calorífico, también tiene un gran impacto sobre el índice de Wobbe a través de su densidad, para observar esto se realizará una comparación entre las densidades relativas de los inertes y las de gases combustibles, para esto se organizarán las densidades, del menor al mayor valor:

² El oxígeno puede promover los procesos corrosivos de las tuberías en presencia de agua y compuestos azufrados, también puede contribuir a promover la actividad bacteriana que es generadora de H₂S (corrosivo). Por otra parte, en aplicaciones de licuefacción de gas (GNL) el oxígeno afecta severamente los tamices moleculares.

Tabla 6. Comparación entre las propiedades de los gases combustibles y los inertes

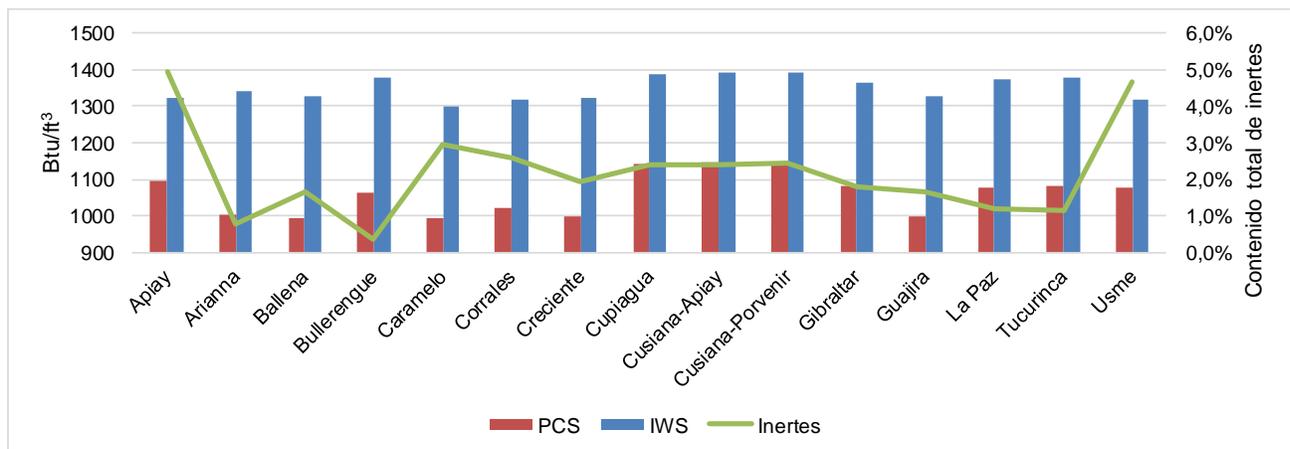
Componente	Poder Calorífico Superior [BTU/ft ³]	Densidad relativa ↓	Índice de Wobbe Superior [BTU/ft ³]
Hidrógeno (H ₂)	323,3	0,0696	1225,5
Metano (CH ₄)	1008,8	0,5548	1354,5
Nitrógeno (N ₂)	0,0	0,9671	0,0
Etano (C ₂ H ₆)	1778,9	1,0465	1739,0
Oxígeno	0,0	1,1052	0,0
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,0	1,5274	0,0
Propano (C ₃ H ₈)	2553,3	1,5491	2051,4

Nota: Los inertes (bajo el criterio del RUT que incluye el O₂) están resaltados con letra color azul

Como se puede observar, la densidad de los 3 inertes es superior a la del metano, en el caso del CO₂ es hasta 175% superior, incluso mayor a la del etano, muy cercana a la del propano. En el RUT se limita el contenido total de inertes a un valor máximo de 5% molar distribuido de la siguiente manera:

- **Nitrógeno:** Máximo 3%
- **Dióxido de carbono:** Máximo 2%
- **Oxígeno:** Máximo 0,1%

El contenido máximo de inertes está relacionado con el límite bajo del poder calorífico dado en el RUT, el límite bajo corresponde al gas más “pobre”, que en términos prácticos estaría representado por un gas con un contenido de metano de 95% y un contenido de inertes de 5%, que resultaría en un poder calorífico de 958,4 BTU/ft³, cercano al valor convencional de 950 BTU/ft³ que es el mínimo poder calorífico aceptado en el RUT. Esta mezcla específica de metano con inertes dentro de los límites RUT tendría un índice de Wobbe de 1251,4 BTU/ft³.


Figura 22. Poder calorífico superior, índice de Wobbe superior y contenido total de inertes para gases colombianos típicos



ASE-CNOGAS-1216-C

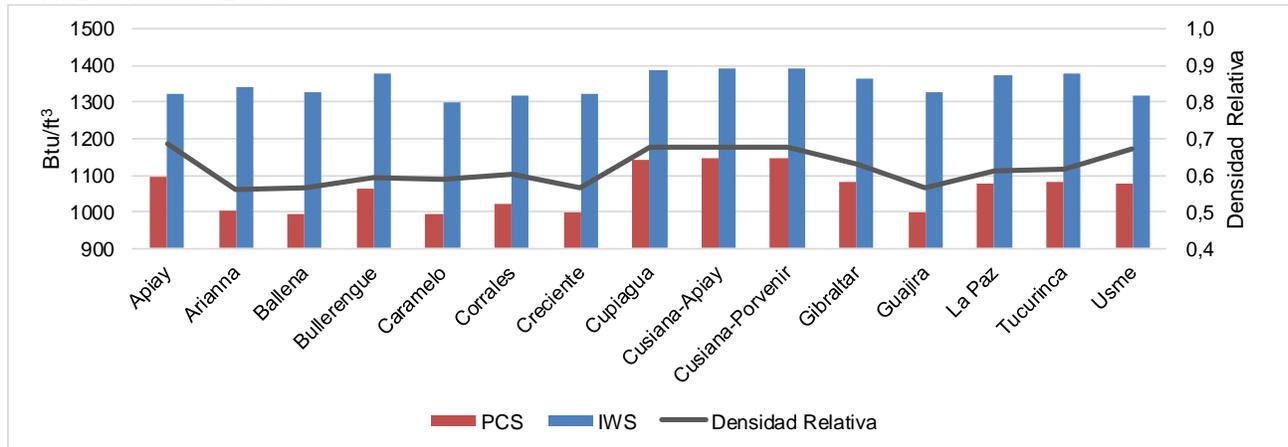


Figura 23. Poder calorífico superior, índice de Wobbe superior y densidad relativa para gases colombianos típicos

Nuevamente, debido a la estrecha relación funcional entre el índice de Wobbe y el contenido de inertes, la restricción a los inertes dada en el RUT impone a su vez una restricción sobre el parámetro de intercambiabilidad. Bajo las condiciones de calidad vigentes actualmente en el RUT, en la práctica el índice de Wobbe no podría ser inferior a un valor nominal de 1250 BTU/ft³ (46,8 MJ/m³) a condiciones estándar de 14,65 psi y 60°F. Este valor difiere de la propuesta dada en las Resoluciones CREG 084 de 2008 y CREG 172 de 2016 (1280,0 BTU/ft³; 47,7 MJ/m³), estando a medio camino entre la propuesta de la CREG y el valor mínimo del grupo H de la segunda familia (1220,4 BTU/ft³; 45,7 MJ/m³). Es decir que la especificación de mínimo índice de Wobbe dada por la Resolución CREG 172 de 2016 no sería coherente con el contenido máximo de inertes del cuadro 7, numeral 6.3 del RUT.

Al revisar los gases límite de combustión empleados en ensayos a gasodomésticos (Numeral 2.1, Tabla 2 del presente informe) se observa que el gas límite de desprendimiento de llama (G23) tiene un contenido de metano de 92,5% y un contenido de nitrógeno (inerte) de 7,5%, su índice de Wobbe es de 1219,3 BTU/ft³ a condiciones RUT, representa el extremo de aceptabilidad del grupo H de la segunda familia, sin embargo, su contenido de nitrógeno supera el límite RUT (máximo 3%), el de inertes totales también (máximo 5%) y su poder calorífico superior es de 933,3 BTU/ft³ (mínimo de acuerdo a RUT es de 950 BTU/ft³), lo cual lo inhabilitaría para su recibo y transporte en Colombia de acuerdo con las actuales disposiciones regulatorias.

Una de las técnicas de gestión de intercambiabilidad, cuando se requiere disminuir el índice de Wobbe de un gas consiste en “empobrecerlo” inyectando predominantemente nitrógeno puro (en algunos casos también se ha llegado a usar aire y en pocos casos incluso CO₂). El nitrógeno no aporta energía a la mezcla, de forma que resta poder calorífico (disminuye Wobbe). La densidad relativa del nitrógeno es 75% superior a la del metano, al estar dicho término en el denominador del Wobbe, la densidad relativa es inversamente proporcional al índice de Wobbe.

El mejor ejemplo para la aplicación de esta técnica sería el caso de la Costa Caribe, una región en la que los equipos de combustión están ajustados para unas condiciones locales de distribución correspondientes al

ASE-CNOGAS-1216-C

uso del gas proveniente de los yacimientos de la Guajira (gas pobre). Si esta región fuera a abastecerse con gas rico, como por ejemplo proveniente de los llanos (Cusiana-Cupiagua) o con un GNL con alto contenido de etano y trazas de componentes pesados (P. Ej. GNL de Perú, Nigeria, Libia), la diferencia entre los índices de Wobbe del gas de ajuste y del gas sustituto podría superar el 5%, por lo que sería viable la aplicación de empobrecimiento con nitrógeno para disminuir la brecha de intercambiabilidad. Para esto se podría realizar una inyección de nitrógeno.

En análisis realizados sobre los GNL con alto etano y trazas de pesados se observa que la adición de nitrógeno en una proporción correspondiente entre el 2% y el 5% del GNL resultaría en un gas intercambiable. Por otra parte, para el caso del gas de los llanos, se requeriría una adición de nitrógeno de aproximadamente entre el 3% y el 5% para obtener un gas intercambiable para las condiciones locales de distribución, de manera que no presente problemas de combustión, esto derivaría en un gas con un contenido total de inertes superior al que está establecido actualmente en el RUT.

De acuerdo con lo presentado a lo largo de este numeral, podría concluirse que la propuesta del límite inferior del índice de Wobbe dado por la CREG no estaría alineada con las especificaciones de calidad de gas dadas en el RUT para el caso de gases pobres (con alto contenido de inertes).

Adicionalmente, considerando que a futuro pueden llegar a requerirse procesos de “empobrecimiento” de gas o la inyección de biometano, es conveniente que se reconsidere la especificación de contenido máximo de nitrógeno en el gas, así como del contenido total de inertes (manteniendo el límite de CO₂ en el valor actual, inferior a 2%) y por ende la del límite inferior del poder calorífico.

De hecho, con relación al contexto internacional, los países que poseen un mercado desarrollado de regasificación GNL y de biometano optan por usar límites más tolerantes para el contenido de inertes, manteniendo el límite de CO₂ en un nivel bajo por su efecto sobre la integridad de las tuberías. Los límites pueden ser hasta del 8% (Holanda), 6% (Alemania), 5% (Austria), o inclusive puede no estar especificado para brindar flexibilidad a la adaptación del GNL con base en el poder calorífico, el índice de Wobbe, y el análisis de los posibles fenómenos de combustión que pueden tener lugar.

5.9. Más allá del índice de Wobbe

El índice de Wobbe es un parámetro de intercambiabilidad simple, usado ampliamente en la industria del gas. No obstante, debe reconocerse que, desde la perspectiva del uso final, dicho parámetro por sí solo no es suficiente para realizar un buen control de la intercambiabilidad. Por esta razón se usa de forma complementaria con uno o varios parámetros adicionales tales como el poder calorífico, la densidad relativa, el contenido de hidrocarburos pesados, los índices de Weaver, los índices de AGA, el índice de desprendimiento de llama, el factor de combustión incompleta, el índice de hollín, el número de metano, entre otros [41] [8].

Los fenómenos de combustión han sido estudiados de forma empírica en varios países. A partir de los estudios se han establecido bases de datos y se han consolidado conocimientos que fundamentan la formulación de correlaciones para predecir la ocurrencia de fenómenos adversos de combustión. Estos fueron do-

ASE-CNOGAS-1216-C
cumentados ampliamente en la Fase A del presente trabajo de consultoría (índices múltiples y métodos gráficos).

Sin lugar a discusiones, el método más confiable para evaluar la intercambiabilidad es estudiar en un laboratorio el desempeño del gas o gases sustitutos sobre varios equipos de combustión. Este trabajo ha sido desarrollado y aún continúa desarrollándose por parte de grupos de investigación en Universidades y de centros de desarrollo tecnológico afines con la industria del gas. En el caso de Colombia se destaca principalmente el trabajo de la Universidad de Antioquia, por su parte, a nivel internacional los actores clave en la actualidad son los Estados Unidos y China.

No obstante, los métodos, que van más allá del índice de Wobbe, tienen como desventajas en cuanto a su aplicación, en primer lugar, que estos se basan en un conjunto de gases y quemadores específicos, que corresponden a los usados en los experimentos desarrollados durante la investigación que respaldó su formulación, por otra parte, su aplicación práctica requiere de cálculos más complejos. Los desarrollos experimentales demandan una alta inversión de recursos y tiempos extensos para su ejecución, por esta razón, pueden ser imprácticos.

Por ejemplo, en los Estados Unidos, el grupo de trabajo de intercambiabilidad de NGC+ expidió en 2005 una guía interina [42] en la que proponía un rango de variación de $\pm 4\%$ del índice de Wobbe con respecto al gas de ajuste del territorio a abastecer, sujeta a un número de Wobbe de máximo 1400 BTU/ft³ y un poder calorífico superior de 1100 BTU/ft³ (ambos a unas condiciones base de 14,73 psia y 60°F) aplicable a áreas sin experiencia documentada en cuanto a estos parámetros. Adicionalmente estableció que los límites pueden modificarse siempre y cuando sea a partir de una evaluación documentada de intercambiabilidad, también que podrían incluirse especificaciones adicionales sobre casos específicos, si es justificable técnicamente para aplicaciones especiales. Es decir, que el rango puede variarse tanto en función de investigaciones como de experiencia operativa. En los Estados Unidos existe una historia amplia y satisfactoria en cuanto al uso de los índices del Boletín 36 [48] de AGA y los índices de Weaver [49] para el control de la intercambiabilidad.

En el caso del Reino Unido, por ejemplo, se aplica el diagrama de Dutton [50] con base en los resultados de un programa de ensayos sobre 25 gasodomésticos que representaban las dos terceras partes de los gasodomésticos instalados en el Reino Unido, los cuales fueron evaluados empleando un conjunto de 15 gases diferentes.

Como parte de la presente consultoría se implementaron los modelos de AGA (Boletín 36) Weaver y Dutton para evaluar la intercambiabilidad (más allá del índice de Wobbe) sobre las posibles combinaciones entre gases colombianos típicos. Se emplearon límites de $\pm 5\%$ para los índices de Wobbe y factor de Knoy, por su parte los índices de AGA y Weaver conservaron los valores límites recomendados por AGA a partir de la investigación del Gas Research Institute (GRI). Los resultados obtenidos se consolidaron en una matriz de gases de ajuste contra gases sustitutos. Por medio de una escala de mapa de calor se representaron los posibles problemas y advertencias que surgieron del análisis bajo estos métodos (Figura 24).



ASE-CNOGAS-1216-C

		GASES SUSTITUTOS (Índice de Wobbe aumenta en este sentido →)															
		CAR	USM	COR	APY	CRE	GUA	BLN	ARI	GIB	LPZ	TUC	BUL	CUP	CUSEP	CUSAP	
GASES DE AJUSTE (índice de Wobbe aumenta en este sentido →)	CUSAP	3	3	3	3	3	3	3	1	0	0	0	0	0	0	0	22
	CUSEP	3	3	3	3	3	3	3	1	0	0	0	0	0	0	0	22
	CUP	3	3	3	3	3	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	18
	BUL	3	2	3	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	11
	TUC	3	1	3	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10
	LPZ	3	0	1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	7
	GIB	3	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
	ARI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	3	3	3	11
	BLN	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3	3	2	5	5	5	26
	GUA	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	3	2	5	5	5	25
	CRE	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	3	2	5	5	5	25
	APY	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	4	4	4	14
	COR	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	4	4	5	5	5	27
	USM	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	2	4	4	4	17
	CAR	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	5	5	5	35

21	12	17	9	13	10	10	3	14	16	23	19	36	36	36
----	----	----	---	----	----	----	---	----	----	----	----	----	----	----

Figura 24. Matriz de intercambiabilidad AGA y Weaver. Gases colombianos típicos

En la parte inferior y lateral derecha de la matriz se contabilizan los eventos de intercambiabilidad con el fin de comparar el desempeño de los gases en términos de su capacidad como gas de ajuste y como gas sustituto.

El resultado, usando como referencia los parámetros por defecto sugeridos por AGA a partir del Reporte del GRI, muestra una clara dificultad en términos de intercambiabilidad para el empleo de gases sustitutos extremos, siendo significativo desde el punto de vista de la diferencia en la naturaleza del gas de las regiones

ASE-CNOGAS-1216-C

productoras que abastecen la mayor parte del mercado de gas en Colombia (gas producido en la Costa Caribe vs. Gas producido en los Llanos Orientales).

Los problemas de combustión son más acentuados en el caso de emplear como gas sustituto un gas con alto índice de Wobbe en un equipo provisto con ajuste para un gas pobre. Esta combustión requeriría una cantidad mayor de aire a la que está ajustada para que sea completa. Los gases de ajuste con un índice de Wobbe intermedio (P. Ej. Gibraltar y La Paz) ofrecen la condición de ajuste más flexible, es decir que presentan la menor frecuencia de posibles problemas de combustión, mientras que el gas de Caramelo que tiene el menor índice de Wobbe correspondería al ajuste menos flexible pues tiene un indicador muy alto de posibles problemas a su uso con gases diferentes.

Un aspecto importante acerca de los resultados presentados tiene que ver con el hecho que los efectos de la altitud sobre la combustión no están inmersos dentro de la matriz, pues en tal caso se requeriría un análisis más profundo y detallado, que parta de la base de un estudio georreferenciado y análisis de casos individuales definidos a partir de condiciones locales de distribución definidas por registros históricos y estadísticas.

Por otra parte, el empleo del método gráfico de Dutton (Reino Unido) se muestra en la Figura 25.

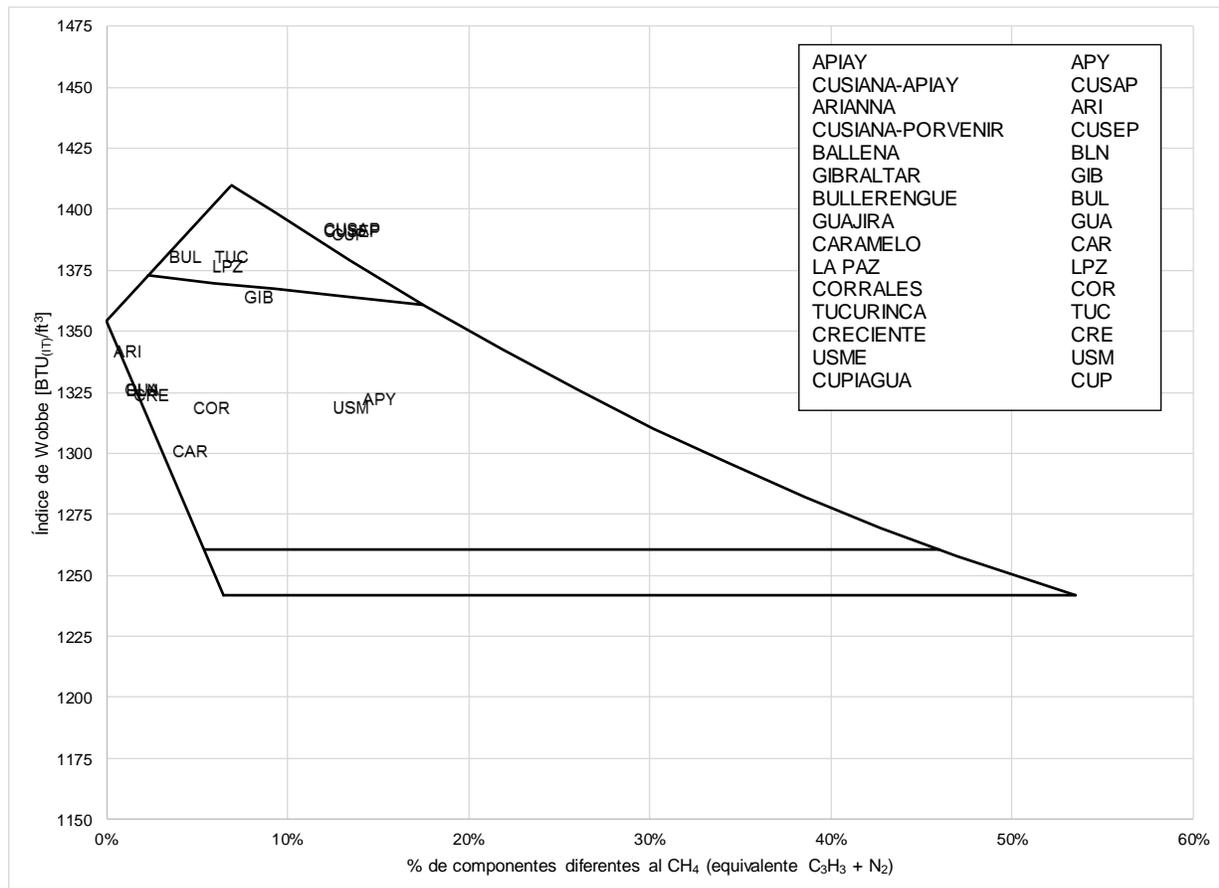


Figura 25. Resultados método de Dutton. Gases colombianos típicos

En este caso, nuevamente se aprecia la dificultad de los gases de los Llanos (Cusiana, Cupiagua) en asegurar una intercambiabilidad confiable. También se observa que los gases de Bullerengue, Tucurinca y La Paz están en la región de intercambiabilidad que en el Reino Unido es aceptada solo bajo condiciones de emergencia en el abastecimiento de gas (análogo colombiano de lo dispuesto en el Decreto 8100 de 2007, Resolución CREG 126 de 2013). En este punto es necesario resaltar que el método de Dutton está sintonizado para los gasodomésticos y gases representativos del Reino Unido, no siendo equivalente de forma “perfecta” al caso colombiano, por lo que los resultados son útiles en términos de su tendencia, pero deben interpretarse de forma analítica y con cautela.

5.10. Gestión de la intercambiabilidad

El objeto de esta fase C de la consultoría se orienta hacia la especificación de los parámetros de calidad aplicables al control de intercambiabilidad, incluyendo una recomendación acerca de los límites aplicables respectivos.

Previamente se mostró el por qué es necesario considerar la intercambiabilidad, esto se hizo a partir del análisis de los gases colombianos, de la regulación existente y de los posibles problemas de combustión que se pueden presentar con el uso de tales gases en equipos reglados o ajustados para un gas de especificaciones diferentes.

Lo anterior nos lleva a concluir que el índice de Wobbe es la mínima especificación de intercambiabilidad que debería ser implementada en Colombia para un control básico de la intercambiabilidad. El índice de Wobbe operaría en asocio con los demás parámetros dados en el RUT, complementándose entre sí.

A pesar de lo anterior, es un deber de la consultoría enfatizar que el índice de Wobbe es tan solo un parámetro de intercambiabilidad y que no es suficiente para asegurar que los procesos de combustión en el uso final del gas sean óptimos. Para lograr lo anterior sería necesario que el sector migrara hacia una visión basada en la «gestión de la intercambiabilidad», el cual es un proceso más complejo que demanda entre otros los elementos mostrados en la Figura 26.

Para lograr lo anterior, es necesario que el sector gas reconozca la relevancia del concepto de las «condiciones locales de distribución», las cuales se basan en la historia del abastecimiento (exitoso) del gas desde una perspectiva regional, circunscrita geográficamente y temporalmente en función de los puntos de producción, y la interacción operativa de redes de transporte y distribución para el caso del SNT.

Las condiciones locales de distribución son las que rigen el concepto de “gas de ajuste” con el cual operan los usuarios (residenciales, industriales, térmicos, etc.), y es bajo estas condiciones que se evalúan técnicamente las instalaciones de gas de los usuarios y sobre las cuales se diseña, adquiere y construye la infraestructura.

Cuando la variabilidad en las condiciones de suministro de gas en una región es muy alta, la eficiencia en la combustión también va a ser variable, pudiéndose dar el caso de una alta tasa de rechazos en las inspeccio-

ASE-CNOGAS-1216-C

nes a gasodomésticos, si la visita coincide con el momento en que se está recibiendo un gas significativamente diferente al gas de ajuste. También la variabilidad ocasionará ciclos de consumo de gas combustible superiores a lo normal, problemas esporádicos en equipos de combustión sensibles como por ejemplo las turbinas generadoras que cuentan con quemadores de premezcla con sistema de bajas emisiones (DLN o DLE), problemas ocasionales en procesos de manufactura (rechazo de calidad de productos) de aquellas industrias sensibles a las variaciones de índice de Wobbe como por ejemplo las industrias de cerámicas, vidrioado y porcelanas, detonaciones en motores de combustión, etc.



Figura 26. Elementos básicos para la gestión de la intercambiabilidad

Todo lo anterior puede materializarse inclusive luego de haber establecido unos límites (máximo y mínimo) para el índice de Wobbe, a menos que estos sean muy estrechos, en cuyo caso podría representar una restricción a la entrada de gas de algunos campos y a las importaciones de gas, sacrificando así la flexibilidad operativa de las redes de transporte y distribución.

ASE-CNOGAS-1216-C

Para evitar que lo anterior ocurra, se deberían implementar acciones para disminuir la brecha de intercambiabilidad (diferencia de índice de Wobbe) entre los gases que tienen posibilidad de abastecer una misma región. Estas acciones deben obedecer a estudios técnicos y de ingeniería particulares, que deben partir de la base del reconocimiento de las condiciones locales de distribución para el caso colombiano, sin perder de vista el componente económico, vamos a ver ejemplos de acciones:

Ejemplo:

Un gas rico puede adaptarse mejor a las condiciones de gases de ajuste pobres de las siguientes maneras:

- Haciendo empobrecimiento con nitrógeno (costos CAPEX-OPEX de la planta de producción de nitrógeno y del sistema de inyección controlado)
- Removiendo componentes al gas (etano, propano, butano, etc.) que pueden estabilizarse y comercializarse (costos CAPEX-OPEX de las plantas considerando el recibo de ingresos por la venta de productos derivados del gas)
- Mezcla del gas rico con una corriente de gas pobre (análisis de viabilidad según la posibilidad real de tener de forma permanente una suficiente cantidad de gas pobre disponible para la mezcla, de manera que esta alternativa sea confiable y sostenible en el tiempo, más los correspondientes CAPEX-OPEX para el sistema de mezcla)
- Implementación de bloqueos en las redes de transporte de gas para el manejo de zonas exclusivas de calidad de gas que solo serían abastecidas con gas de una determinada especificación, a menos que sea bajo un escenario de emergencia (plan de contingencia en el abastecimiento), debiendo cuantificarse en este caso su impacto sobre la economía al requerir de racionamientos o suspensiones en el suministro a usuarios finales que sean altamente sensibles a las especificaciones de calidad de gas
- Implementando sistemas de instrumentación y control sofisticados en los equipos de combustión altamente sensibles a las variaciones del gas, o construyendo gasoductos y estaciones de compresión para el transporte de gases de calidades diferentes por tuberías independientes (costos CAPEX-OPEX)

El reglamentar el índice de Wobbe no asegura su estabilidad en el tiempo. No existen actualmente restricciones regulatorias que exijan mantener estable el poder calorífico -tampoco el índice de Wobbe-, es decir que cualquier gas producido -o conjunto de gases- que cumpla con las especificaciones RUT puede ser aceptado por parte del transportador, en ocasiones mezclado, y finalmente entregado a los usuarios finales en los sitios de consumo.

La única disposición existente en el RUT que asocia el concepto de estabilidad del SNT es la de la “Obligación de mantener la estabilidad operacional del sistema de transporte”, dada en el numeral 4.6.1 del RUT, sin embargo, en esta se restringe el concepto de la estabilidad operacional exclusivamente a las condiciones de presión del sistema. Sin embargo, la inestabilidad en la calidad del gas (P. Ej. poder calorífico e índice de

ASE-CNOGAS-1216-C

Wobbe), derivada de aspectos operativos de los agentes de la cadena podrían conllevar a un estado de emergencia, entendiendo este por la “Situación en la cual un gasoducto o tramo de gasoducto, como consecuencia de eventos imprevistos durante su operación, puede afectar la seguridad pública y el medio ambiente”.

Es por esto que previamente se afirmó que el índice de Wobbe es la mínima especificación de intercambiabilidad que debería ser implementada en Colombia para un control básico de la intercambiabilidad, puesto que, al no estar reglamentados límites para las variaciones temporales y geográficas de la calidad de gas, la gestión de la intercambiabilidad va a tener que desarrollarse de la mano de los agentes de la cadena. En la Tabla 7 se ofrece una descripción de los roles de los diferentes agentes en cuanto a los problemas potenciales que enfrentan en materia de intercambiabilidad y las posibles acciones de mitigación que pueden realizar dentro del concepto de gestión de la intercambiabilidad.

En el análisis de las demás disposiciones regulatorias existentes se aprecia que la intercambiabilidad es un aspecto que ha estado vinculado desde 1995 con la Resolución CREG 067 “Código de Distribución” (composición química, poder calorífico superior, poder calorífico inferior, índice de Wobbe y de combustión, densidad, olor, toxicidad, corrosión y humedad) y desde 2003 con la Resolución CREG 100 “Estándares de calidad del servicio público domiciliario de gas” (IRST – Índice de Respuesta a Servicio Técnico por eventos relacionados con calidad de la llama, definida esta como cualquier manifestación física que puede observar el usuario en la llama, tal como desprendimiento, retroceso y coloración). Sin embargo, estos aspectos que existen en la regulación desde hace más de 20 años en el caso del código de distribución, no pueden recaer en un solo agente (el distribuidor en este caso).

Tabla 7. Roles de los agentes de la cadena del gas en cuanto a la gestión de la intercambiabilidad. Adaptada de [8]

Agente	Problemas a enfrentar	Acciones de mitigación
Gobierno, ministerios, superintendencias, entes reguladores y de control, unidades de planeación	Continuidad en el suministro	Flexibilidad en el suministro
	Volatilidad del mercado	Contratos de largo plazo, fuentes y rutas estables de suministro
	Precios del gas al consumidor	Inversiones estratégicas y eficientes para la adaptación de gases a las condiciones requeridas
	Seguridad en plantas de proceso	Experiencia y registros de seguridad en plantas
	Seguridad de las redes de gas	Experiencia y registros de seguridad en redes de gas (transporte y distribución)
	Seguridad de los usuarios	Gestión de la intercambiabilidad, realización de inspecciones y pruebas
	Impacto sobre las emisiones	Parámetros de intercambiabilidad, análisis de resultados de pruebas
	Especificaciones de calidad del gas	Optimizar los procesos para obtener la calidad de gas requerida
	Normativas y legislación	Participación en grupos de trabajo
Productores de gas	Especificaciones de calidad del gas	Gestión de la intercambiabilidad de gas
Transportadores de gas	Afectación del gas sobre la infraestructura de transporte	Especificaciones del gas reguladas, legislación
	Mezclas de gases	Disponibilidad de gases
	Influencias del GNL y otras corrientes desconocidas (P. Ej. importación)	Simulaciones de los flujos de gas y la composición
Distribuidores de gas	Especificaciones de calidad del gas	Especificaciones del gas reguladas, legislación
Usuarios Residenciales	Seguridad en la combustión	Rango de índice de Wobbe



Agente	Problemas a enfrentar	Acciones de mitigación
Usuarios Industriales y Comerciales	Problemas de combustión	Gestión de intercambiabilidad
Usuarios Generadores térmicos	Problemas en las turbinas	Variabilidad del índice de Wobbe
Usuarios GNV y motores de combustión	Resistencia a la detonación	Número de metano

Vale la pena en este punto traer a colación lo dispuesto en la Resolución 90902 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía [39] “Reglamento técnico de instalaciones internas de gas combustible” y en la Resolución 0680 de 2015 del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo [14] “Reglamento Técnico para algunos gasodomésticos que se fabriquen nacionalmente o importen para ser comercializados en Colombia”. Estas dos referencias tienen en común la designación del gas natural que se “emplea” o se “comercializa” de manera “exclusiva” en Colombia, correspondiendo al grupo H de la segunda familia (Índice de Wobbe superior en el intervalo de $45,7 \text{ MJ/m}^3$ a $54,7 \text{ MJ/m}^3$ a condiciones de 15°C y $1013,25 \text{ mbar}$, es decir $1220,4 \text{ BTU/ft}^3$ a $1460,7 \text{ BTU/ft}^3$ a condiciones RUT de 60°F y $14,65 \text{ psi}$ absolutos). Los ensayos realizados a los gasodomésticos producidos nacionalmente o importados deben asegurar que dichos equipos son aptos para operar de manera segura dentro del espectro anterior cuando los mismos han sido reglados con el gas de referencia G20 (metano puro), el cual está centrado en el intervalo delimitado por los gases límite de combustión incompleta y de retroceso de llama (numeral 2.1 del presente informe).

Una actividad común consiste en el “reglaje” de los gasodomésticos para las condiciones locales de distribución, esto se realiza cambiando el punto de ajuste para llevarlo hacia una zona óptima, la cual va a estar más cerca de uno de los dos extremos de Wobbe, de esta manera se optimiza la combustión bajo el gas de las condiciones locales de distribución, pero se pierde flexibilidad en el evento que estas varíen a futuro.

A continuación, en la página siguiente, se presenta la Figura 27, en la que se condensa el espectro gráfico de los gases y los límites significativos que han sido discutidos a lo largo del presente informe para poder observar fácilmente un panorama global.



ASE-CNOGAS-1216-C

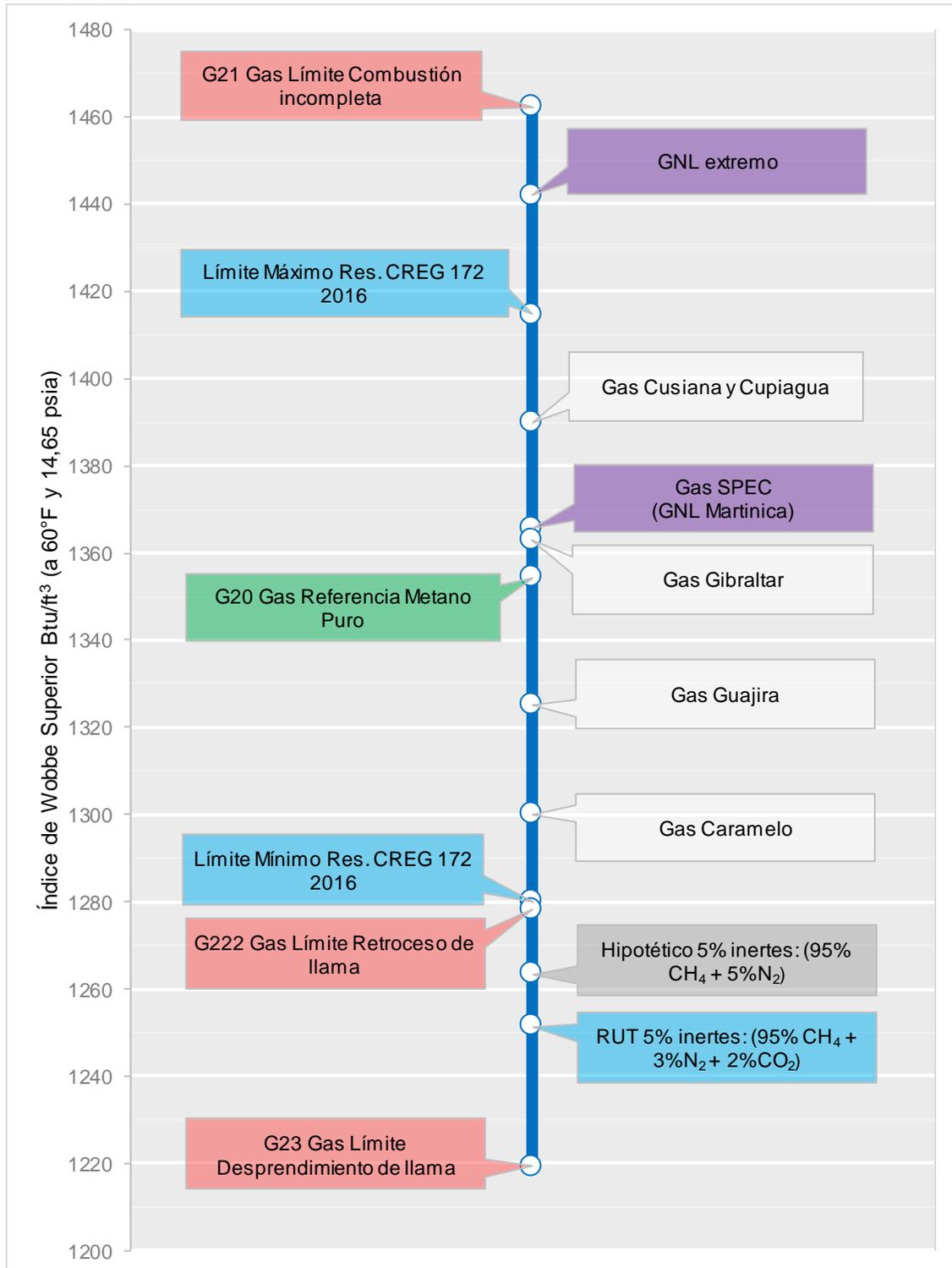


Figura 27. Espectro de gases en función del índice de Wobbe superior

ASE-CNOGAS-1216-C

A partir del anterior gráfico y con base en lo discutido a lo largo del presente informe y con el fundamento de las dos etapas preliminares de esta consultoría, se puede concluir lo siguiente en cuanto al índice de Wobbe:

1. El valor mínimo del índice de Wobbe superior debería tener un valor nominal de 1250 BTU/ft³ (a condiciones RUT 60°F y 14,65 psia), equivalente a 46,8 MJ/m³ (en Sistema Internacional expresado a condiciones RUT) dicho gas cubriría el 100% de los gases que actualmente ingresan al SNT y sería consistente con un gas pobre hipotético, compuesto por 95% de metano, 2% CO₂ y 3% N₂ para un contenido total de inertes de 5%, un poder calorífico superior de 958 BTU/ft³ (a condiciones RUT 60°F y 14,65 psia). Estando todos los anteriores parámetros dentro de las especificaciones de calidad actuales y vigentes del RUT. Este valor sería inferior a la propuesta dada en la Resolución CREG 172 de 2016 (1280,0 BTU/ft³; 47,7 MJ/m³).
2. El valor máximo del índice de Wobbe superior debería tener un valor nominal de 1400 BTU/ft³ (a condiciones RUT 60°F y 14,65 psia), equivalente a 52,4 MJ/m³ (en Sistema Internacional expresado a condiciones RUT) dicho gas cubriría el 100% de los gases que actualmente ingresan al SNT. Este valor recortaría la propuesta dada en la Resolución CREG 172 de 2016 (1414,7 BTU/ft³; 52,7 MJ/m³).

Adicionalmente surgen las siguientes observaciones:

1. Un gas hipotético, compuesto por 95% de metano y 5% de nitrógeno, sin más inertes, tendría un índice de Wobbe por encima del valor límite mínimo propuesto anteriormente, se propone que el contenido total de inertes del RUT continúe en el 5% pero que no imponga límite al contenido de nitrógeno siempre y cuando la suma de inertes (CO₂ y N₂) esté dentro del 5%. Esto abriría la posibilidad de uso del nitrógeno como gas de empobrecimiento para adaptar corrientes de gas con índice de Wobbe alto. Posiblemente a futuro, según la evolución del mercado de gas y de GNL se vaya a requerir ampliar el valor aún más, sin embargo, con la propuesta de la consultoría se lograría una flexibilidad moderada y práctica, brindando a su vez seguridad en el uso.
2. En línea con lo anterior (contenido de inertes), a juicio de la consultoría es un error considerar el oxígeno (O₂) como un inerte. El oxígeno es uno de los reactivos del proceso de combustión, es un agente promotor de corrosión y un contaminante que afecta los tamices moleculares en los procesos de licuefacción de gas. Se propone por lo anterior que se elimine del RUT su calidad de “inerte” y que dicho componente no sume dentro del total de inertes.

6. PROPUESTA

6.1. Reforma al Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT

6.1.1. Numeral 1 “Definiciones”

Al RUT deben incorporarse nuevas definiciones, las cuales resultan necesarias para una adecuada comprensión de la intercambiabilidad de gas, con el objeto de lograr una armonización con estándares de alto nivel en la industria y reconocidos a nivel internacional. Se citan las referencias correspondientes en cada caso.

Tabla 8. Propuesta de reforma al RUT en materia de definiciones

Texto propuesto por la consultoría	Justificación
Adiciónense las siguientes definiciones al numeral 1.1 del anexo general de la Resolución CREG 071 de 1999:	Contexto
Gravedad Específica (Densidad relativa): Relación entre la masa de gas contenida en un volumen determinado y la masa de aire seco de composición estándar (definido en ISO 6976 o AGA Report No. 5) que podría estar contenida en el mismo volumen a las mismas condiciones estándar. También se puede definir como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire seco de composición estándar a las mismas condiciones estándar. En todos los casos, para propósitos de la presente Resolución, se debe calcular, registrar y emplear la densidad relativa real, la cual incorpora la corrección por los efectos de compresibilidad de los gases y del aire.	Referencia: Adaptada a partir del Numeral 2.6.3.2 de ISO 14532:2014 [7] y del Numeral 2.15 de AGA Report No. 5 [46]
Intercambiabilidad: Es la medida del grado en que las características de combustión de un gas son compatibles con las de otro gas. Se dice que dos gases son intercambiables cuando un gas puede ser sustituido por el otro gas sin interferir con la operación de equipos o artefactos de combustión.	Referencia: Traducción textual del numeral 2.7.1 de ISO 14532:2014 [7]
Índice de Wobbe (Número de Wobbe): Es una medida del flujo de energía a través de un orificio y es un parámetro ampliamente aceptado para estimar y comparar las características de combustión de diferentes gases. Está representado por el poder calorífico en base volumétrica a las condiciones estándar definidas en la presente resolución, dividido entre la raíz cuadrada de la densidad relativa del gas a las mismas condiciones estándar. El índice de Wobbe puede especificarse como “superior” o “inferior” dependiendo del poder calorífico con el que se calcule. En todos los casos, para propósitos de la presente Resolución, cuando se haga mención al término “índice de Wobbe” o “número de Wobbe” sin ningún calificativo adicional, deberá entenderse que se trata del índice o número de Wobbe superior, el cual se basa en el poder calorífico bruto (superior).	Referencia: Adaptada a partir del Numeral 2.6.4.3 de ISO 14532:2014 [7] y del Numeral 2.20 de AGA Report No. 5 [46]
Poder calorífico bruto (superior): Cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa con oxígeno de una cantidad específica de gas, de manera que la presión a la cual se produce la reacción permanece constante, y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada de los reactantes; estando todos estos productos en estado gaseoso, excepto el agua formada por la combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura especificada. En todos los casos, para propósitos de la presente Resolución, cuando se haga mención al término “poder calorífico” sin ningún calificativo adicional, deberá entenderse que se trata del poder calorífico bruto (superior).	Referencia: Adaptada a partir del Numeral 2.6.4.1 de ISO 14532:2014 [7] y del Numeral 3.15 de NTC 6167 [51]

6.1.2. Numeral 5.4.4 “Determinación de la gravedad específica del gas”

La densidad relativa, conocida comúnmente en la industria del gas como “gravedad específica”, cobra una gran relevancia por tratarse de una variable de entrada para el cálculo del índice de Wobbe. Dado que existe un antecedente de propuesta realizada por el CNO-Gas a la CREG, mediante comunicación CNOGas-104-2016 del 10 de junio de 2016 [52], se toma como base dicha propuesta del CNO-Gas para modificar el actual numeral 5.4.4 del RUT, sugiriendo en letra roja las modificaciones y adiciones:

5.4.4 Determinación de la Gravedad Específica del Gas

ASE-CNOGAS-1216-C

*La gravedad específica (**densidad relativa**) en los Puntos de Entrada será determinada por el Transportador de acuerdo con los estándares y requisitos técnicos exigidos en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan. En los puntos donde confluyan varios gases, el Transportador deberá instalar, a su cargo, cromatógrafos en línea para medir mezclas de gases o implementar procedimientos de reconstrucción conforme se establece en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan.*

La gravedad específica del gas tomado en los Puntos de Salida, será determinada según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes, atendiendo los requisitos técnicos exigidos en el RUT o aquellas Resoluciones que lo modifiquen o sustituyan.

6.1.3. Numeral 5.4.7 (nuevo) “Determinación del índice de Wobbe”

Al incorporarse el índice de Wobbe al RUT es necesario fijar las directrices para llevar a cabo su cálculo conforme estándares técnicos reconocidos a nivel internacional. Por lo anterior, se propone crear un numeral nuevo en el RUT, el 5.4.7, que llevaría por título “Determinación del índice de Wobbe”. El texto propuesto es el siguiente:

5.4.7 Determinación del índice de Wobbe

El índice de Wobbe (número de Wobbe) se calculará de acuerdo con los estándares AGA Report No. 5 o ISO 6976, última edición.

El índice de Wobbe del gas entregado en los Puntos de Entrada del Sistema Nacional de Transporte será establecido por el Transportador mediante mediciones de composición de gas a través de cromatógrafos en línea. En caso que el cromatógrafo no disponga de la capacidad para registrar directamente el valor del índice de Wobbe, este se calculará con base en los registros de poder calorífico y densidad relativa.

El índice de Wobbe del gas tomado en los Puntos de Salida, será determinado según la metodología y con los instrumentos que acuerden las partes.

6.1.4. Numeral 6.3 “Calidad de gas”, Cuadro 7 “Especificaciones de calidad del gas natural”

Con el fundamento de las fases precedentes de la consultoría, se propone reformar el Cuadro 7 “Especificaciones de calidad de gas natural”, incluido en el numeral 6.3 del RUT de la siguiente manera (se resaltan en letra roja las modificaciones y adiciones):

Cuadro 7. Especificaciones de Calidad del Gas Natural



ASE-CNOGAS-1216-C

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (<i>superior</i>) (GHV o HHV) (Nota 1)	42,8 MJ/m ³	1150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (<i>superior</i>) (GHV o HHV) (Nota 1)	35,4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Máximo índice de Wobbe superior	52,4 MJ/m ³	1400 BTU/ft ³
Mínimo índice de Wobbe superior	46,8 MJ/m ³	1250 BTU/ft ³
Contenido de Líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0,25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1,0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0,1%	0,1%
Contenido máximo de vapor de agua	97 mg/m ³	6,0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7,2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1,6 mg/m ³	0,7 grano/1000 pc

Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.

Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.

Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂ y N₂.

Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.

6.1.5. Numeral 6.3.5 “Intercambiabilidad de gas”

La consultoría propone la siguiente redacción para el numeral 6.3.5 “Intercambiabilidad de Gas” dado en el Proyecto de Resolución CREG 172 de 2016, para lo cual se soporta en los análisis efectuados dentro del alcance del contrato y documentos de índole técnico y regulatorio que lo precedieron:

6.3.5. Intercambiabilidad de gases

ASE-CNOGAS-1216-C

*El parámetro para verificar la intercambiabilidad de los gases inyectados al Sistema Nacional de Transporte será el Número de Wobbe **Superior**, el cual deberá estar dentro del rango establecido en el Cuadro 7 del numeral 6.3 de este **Reglamento**. El productor-comercializador, o el comercializador de gas importado cuando se trate de gas importado, será el responsable de inyectar gas al Sistema Nacional de Transporte dentro del rango de Número de Wobbe establecido.*

Para la gestión de la intercambiabilidad de gases en el SNT, el CNO-Gas expedirá un protocolo operativo en el que se definan las condiciones locales de distribución aplicables a los diferentes tramos del SNT, así como las respectivas acciones a realizar por cada Agente para garantizar la seguridad de los usuarios conectados, del medio ambiente y de la infraestructura.

Es conveniente anotar que en el Proyecto de Resolución CREG 172 de 2016 se mencionaba que “Cuando un distribuidor inyecte gas directamente al sistema de distribución, el distribuidor-comercializador será el responsable de verificar el Número de Wobbe del gas que recibió”. De manera respetuosa, la consultoría considera que esta observación es pertinente pero no tiene cabida en el RUT, la misma debería ser trasladada al Código de Distribución (CREG 067 de 1995), siendo su incorporación un complemento a lo establecido en el numeral 2.5 de la Resolución CREG 100 de 2003.

6.1.6. Período de transición

A partir de la entrada en vigencia de la presente Resolución, los agentes dispondrán de veinticuatro (24) meses para su implementación.

7. CONCLUSIONES

Finalizadas las tres etapas de la presente consultoría, las siguientes son las conclusiones más significativas del estudio sobre intercambiabilidad de gas natural:

- A lo largo del desarrollo histórico de la industria del gas se ha desarrollado una gran cantidad de parámetros de intercambiabilidad. A nivel mundial, el parámetro empleado por excelencia para el

ASE-CNOGAS-1216-C

control de la intercambiabilidad es el índice de Wobbe. Los parámetros actuales de calidad de gas del RUT (P. Ej. poder calorífico, contenido de inertes, temperatura de punto de rocío de hidrocarburos, etc.) requieren complementarse con el índice de Wobbe, de manera que el conjunto de especificaciones incorpore una nueva dimensión: la de la intercambiabilidad; siendo esta necesaria para garantizar seguridad, eficiencia y protección del medio ambiente en un mercado del gas con alto dinamismo (GNL, nuevos campos productores, biometano, etc.).

- Los usuarios del servicio de gas natural que serían más sensibles a problemas derivados de una deficiente gestión de la intercambiabilidad son: los residenciales (gasodomésticos), los generadores térmicos que poseen turbinas con quemadores de premezcla y sistemas de bajas emisiones (DLN, DLE), los usuarios de motores de combustión interna que operan con gas y algunos usuarios industriales específicos dentro del sector manufacturero vinculados principalmente con las industrias de las cerámicas, el vidrioado y las porcelanas.
- Las dos principales regiones productoras de gas en Colombia (Costa Caribe y Centro) suministran más del 80% del total de gas transportado y consumido, con la particularidad de que ofrecen valores extremos dentro del espectro nacional de índices de Wobbe (la diferencia entre los índices de Wobbe de los dos gases es de aproximadamente 5%). Esta situación puede generar dificultades en el proceso de sustituir de manera segura y confiable una fuente de gas con otra, los problemas son más acentuados cuando se sustituye un gas de bajo índice de Wobbe (P. Ej. Ballena) por uno alto (Cusiana-Cupiagua). Así mismo, hay variables adicionales a considerar en los procesos de intercambiabilidad de gases, las cuales no solo obedecen a la infraestructura de combustión sino a razones espaciales (ubicación geográfica, altitud) y temporales (historia de las condiciones locales de distribución) que derivan en incertidumbre y complejidad para la toma de decisiones en ejercicio de los procesos de gestión de intercambiabilidad requeridos.
- La consultoría coincide con la necesidad imperiosa de incluir el índice de Wobbe superior como parámetro elemental de intercambiabilidad que complemente las especificaciones de calidad de gas dadas en el cuadro 7 del numeral 6.3 del RUT, para el cual propone un rango que no interfiera con las especificaciones actuales de calidad de gas y con los gases que actualmente ingresan al SNT. El rango propuesto corresponde al intervalo de índice de Wobbe superior entre 1400 BTU/ft³ (52,4 MJ/m³) y 1250 BTU/ft³ (46,8 MJ/m³) a condiciones RUT (60°F y 14,65 psia). Este rango difiere de la propuesta dada por la CREG en el Proyecto de Resolución CREG 172 de 2016 debido a que en primer lugar se propone consistencia en el límite bajo, esto con respecto al contenido total de inertes admitido actualmente en el RUT (5%); en segundo lugar, se propone ser más conservativo que en la propuesta de la CREG en el límite alto, considerando que el estudio base empleado por la CREG incluía gases transportados en gasoductos dedicados, por lo que el valor propuesto por la consultoría considera fijar un límite sin perjuicio de los gases que actualmente ingresan al SNT y concebido sobre preceptos de seguridad en el uso final.
- La consultoría propone incluir en el RUT las definiciones de gravedad específica (densidad relativa), intercambiabilidad, índice de Wobbe (número de Wobbe) y poder calorífico bruto (superior), así como un nuevo numeral, el 5.4.7 que se titularía “Determinación del índice de Wobbe”, en el que se

ASE-CNOGAS-1216-C

den las directrices técnicas y regulatorias correspondientes. Otros cambios significativos propuestos son la eliminación de la categoría de “inerte” al oxígeno debido a que es una impureza reactiva considerada internacionalmente como contaminante que no debería sumar dentro del contenido total de inertes, también se propone la ampliación del máximo contenido de nitrógeno sin que se sobrepase el contenido máximo de inertes del 5%, con lo cual se busca facilitar la implementación de mecanismos operativos tales como el empobrecimiento de gas (ballasting), necesario para adecuar de forma práctica las especificaciones de gases que tengan un alto Wobbe.

- Por último, la consultoría considera que el definir los límites del índice de Wobbe en el RUT es un primer paso. A partir del mismo se requiere dar inicio a una nueva etapa orientada hacia la “gestión de la intercambiabilidad” para su provecho en términos prácticos. En este sentido se requiere la definición de las condiciones “locales de distribución” aplicables en el territorio colombiano, estas se pueden determinar con base en el análisis de los registros históricos de los tramos del SNT y no de demanda experimentación, ya que los datos requeridos están en manos de los Agentes y conforman el acervo de la experiencia operativa colombiana en la cadena del gas natural, específicamente en materia de calidad de gas. De este análisis se derivarían las acciones a realizar por parte de cada Agente para garantizar la seguridad de los usuarios conectados, del medio ambiente y de la infraestructura.

8. RECOMENDACIONES

La consultoría desea, de forma respetuosa, expresar las siguientes recomendaciones a partir del análisis de los resultados obtenidos del estudio y con base en su experiencia:

- La intercambiabilidad es un tema complejo, a tal grado que muchos países industrializados aún no han logrado llegar a un acuerdo sobre el mismo. La vía de la experimentación es valiosa y de gran importancia, no obstante, demanda tiempos extensos y altas inversiones para su desarrollo, además de ser limitada en cobertura. Por lo tanto, se recomienda al sector que asuma la temática sobre la base de la abundancia de investigaciones, conocimientos, desarrollos y casos documentados existentes en la actualidad, que estos apalanquen el aprovechamiento práctico de la experiencia opera-

ASE-CNOGAS-1216-C

tiva del sector para establecer el desarrollo e implementación de la gestión de la intercambiabilidad, siendo conservativos ante las dudas y flexibilizando en función de los resultados exitosos.

- Las matrices de análisis de intercambiabilidad desarrolladas dentro de la presente consultoría son muy dicentes y tienen un alto impacto visual, pueden ser un punto de partida para la toma de conciencia acerca de la necesidad de regular la intercambiabilidad, y la proyección de acciones preventivas para evitar potenciales problemas. No obstante, se recomienda tener cautela en la divulgación de los resultados, pues sin una apropiada contextualización previa pueden surgir errores de interpretación no deseados.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Asociación Colombiana de Gas Natural - NATURGAS, La Revolución del Gas Natural - Medio siglo de bienestar y competitividad para los colombianos, Bogotá, D.C.: Planeta Colombiana S.A., 2014.
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, «Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025,» UPME, Bogotá D.C., 2016.
- [3] Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, «Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural,» UPME, Bogotá D.C., 2016.
- [4] BP, «BP Statistical Review of World Energy (June 2016),» BP, 2016.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 202,» CREG, Bogotá D.C., 2013.
- [6] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 087,» CREG, Bogotá D.C., 2016.

ASE-CNOGAS-1216-C

- [7] International Organization for Standardization - ISO, "ISO 14532: Natural gas — Vocabulary," ISO, Geneva - Switzerland, 2014.
- [8] International Gas Union (IGU) and BP, «Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality,» 2011.
- [9] American Gas Association - AGA, «AGA Report No. 4A - Natural Gas Contract Measurement and Quality Clauses,» AGA, Washington, DC - USA, 2009.
- [10] A. A. Amell A., Teoría de la intercambiabilidad de gases combustibles, Medellín: Universidad de Antioquia, 1998.
- [11] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC, «Norma Técnica Colombiana NTC 3527 Gases de ensayo, presiones de ensayo y categorías de los artefactos a gas,» ICONTEC, Bogotá D.C., 2004.
- [12] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC, «Norma Técnica Colombiana NTC 4826 Calidad del gas natural. comprimido para uso vehicular,» ICONTEC, Bogotá D.C., 2001.
- [13] European Committee for Standardization - CEN, «EN 437:2003+A1:2009 Test gases - Test pressures - Appliance categories,» 2003.
- [14] Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, «Resolución 0680 de 2015 Reglamento Técnico Gasodomésticos,» Bogotá D.C., 2015.
- [15] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC, «Norma Técnica Colombiana NTC 2832-1 Gasodomésticos para la cocción de alimentos. Parte 1: Requisitos de seguridad,» ICONTEC, Bogotá D.C., 2015.
- [16] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC, «Norma Técnica Colombiana NTC 3531 Artefactos domésticos que emplean gases combustibles para la producción instantánea de agua caliente para usos a nivel doméstico. Calentadores de paso continuo,» ICONTEC, Bogotá D.C., 2007.
- [17] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC, «Norma Técnica Colombiana NTC 5042 Gasodomésticos. Calentadores tipo acumulador que emplean gas para la producción de agua caliente. Características constructivas, funcionales y de seguridad,» ICONTEC, Bogotá D.C., 2002.
- [18] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC, «Norma Técnica Colombiana NTC 5336 Calefactores sin conducto de evacuación que emplean gases combustibles. Calefactores de patio,» ICONTEC, Bogotá D.C., 2004.
- [19] International Organization for Standardization - ISO, «ISO 15403-1:2006 Natural gas. Natural gas for use

ASE-CNOGAS-1216-C

as a compressed fuel for vehicles. Part 1: Designation of the quality,» ISO, Geneva - Switzerland, 2006.

- [20] International Organization for Standardization - ISO, «ISO/TR 15403-2:2006 Natural gas. Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles. Part 2: Specification of the quality,» ISO, Geneva - Switzerland, 2006.
- [21] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 071 Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT,» CREG, Bogotá D.C., 1999.
- [22] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 067 Código de Distribución de Gas Combustible por Redes,» CREG, Bogotá D.C., 1995.
- [23] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 054,» CREG, Bogotá D.C., 2007.
- [24] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 011,» CREG, Bogotá D.C., 2003.
- [25] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 100,» CREG, Bogotá D.C., 2003.
- [26] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 020,» CREG, Bogotá D.C., 2007.
- [27] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Documento CREG D-017 Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del Sistema de Transporte,» CREG, Bogotá D.C., 2007.
- [28] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Documento CREG D-041 Análisis de los comentarios de la industria a la propuesta adoptada mediante la resolución CREG 020 de 2007,» CREG, Bogotá D.C., 2007.
- [29] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 075,» CREG, Bogotá D.C., 2008.
- [30] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 007,» CREG, Bogotá D.C., 2009.
- [31] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Documento CREG D-062 Especificaciones de calidad del gas natural en el punto de entrada del Sistema Nacional de Transporte de gas -Número de Wobbe-,» CREG, Bogotá D.C., 2008.
- [32] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Proyecto de Resolución 084,» CREG, Bogotá D.C., 2008.
- [33] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Documento CREG D-056 Regulación aplicable al biogás,» CREG, Bogotá D.C., 2009.
- [34] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Proyecto de Resolución 066,» Bogotá D.C., 2009.

ASE-CNOGAS-1216-C

- [35] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Documento CREG D-079 Normas aplicables al servicio público domiciliario de gas combustible con biogás,» CREG, Bogotá D.C., 2012.
- [36] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 135,» CREG, Bogotá D.C., 2012.
- [37] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Documento CREG D-040 Desarrollo de la prestación del servicio domiciliario de gas combustible con biogás,» CREG, Bogotá D.C., 2016.
- [38] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, «Resolución 172,» CREG, Bogotá D.C., 2016.
- [39] Ministerio de Minas y Energía, «Resolución 90902 Reglamento Técnico de Instalaciones Internas de Gas Combustible,» Ministerio de Minas y Energía, Bogotá D.C., 2013.
- [40] Ministerio de Minas y Energía, «MinMinas,» [En línea]. Available: <https://www.minminas.gov.co/cobertura-nacional1>. [Último acceso: 21 11 2016].
- [41] American Gas Association - AGA, «Natural Gas Quality Management Manual,» AGA, Washington D.C. (USA), 2013.
- [42] NGC+ Interchangeability Work Group, «White paper on natural gas interchangeability and non-combustion end use,» 2005.
- [43] Promigas S.A. ESP, Informe del sector gas natural 2016. Cifras 2015, XVII ed., Promigas, 2016.
- [44] National Fire Protection Association - NFPA, «NFPA 54 - ANSI Z223.1 National Fuel Gas Code,» NFPA, Quincy - MA (USA), 2015.
- [45] Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, «Resolución 1814,» Bogotá D.C., 2016.
- [46] American Gas Association - AGA, "AGA Report No. 5 "Natural Gas Energy Measurement"," 2009.
- [47] Society of Automotive Engineers - SAE, «Paper 922359: Effect of Gas Composition on Octane Number of Natural Gas Fuels,» SAE, Warrendale, PA (USA), 1992.
- [48] American Gas Association - AGA, «Research Bulletin 36 Interchangeability of other fuel gases with natural gases,» American Gas Association Laboratories, Cleveland, OH (USA), 1946.
- [49] E. R. W. «Formulas and graphs for representing the interchangeability of fuel gases,» *Journal of Research of the National Bureau of Standards*, vol. 46, nº 3, pp. 213-245, 1951.
- [50] B. D. «Communication 1246: A new dimension to gas interchangeability,» British Gas Corporation, Eastbourne (UK), 1984.



ASE-CNOGAS-1216-C

- [51] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación - ICONTEC, «Norma Técnica Colombiana NTC 6167 Medición de transferencia de custodia de gas natural en gasoductos,» ICONTEC, Bogotá D.C., 2016.
- [52] Consejo Nacional de Operación de Gas Natural - CNO-Gas, «Comunicación CNOGas104-2016 dirigida a la CREG - Propuesta modificación RUT, según lo previsto en la NTC 6167,» 10 Junio 2016.